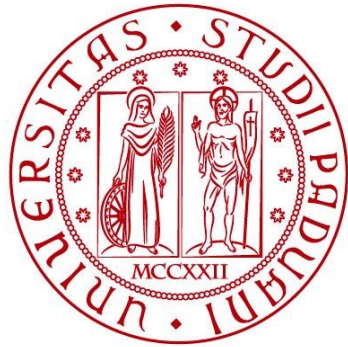


Alessandro Favari
Numero matricola: 1218037
Tesi di laurea triennale in Ingegneria meccatronica
Relatore: Giuseppe Chitarin



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

**Impatto dell'energia rinnovabile sulla rete
elettrica**

-

**Impact of the renewable energy on the
electrical grid**

Indice

Capitolo 1 – Introduzione.....	6
Capitolo 2 – Variabilità e incertezza dei sistemi eolici e solari	8
2.1 Variabilità.....	8
2.1.1 Variabilità dall’effettiva generazione di energia eolica.....	8
2.1.2 Effetto di “livellamento” e unità di misura per la grandezza dei sistemi e concetto di dispersione del vento	10
2.1.3 Variabilità dai sistemi di generazione di energia eolica di simulazione.....	11
2.1.4 Complementarità tra energia eolica e solare.....	13
2.2 Incertezza.....	13
2.2.1 Utilizzo della tecnica di “now-casting” per l’osservabilità	14
2.2.2 Errori di previsione negli eventi estremi	14
2.2.3 Previsioni degli eventi di rampa	14
2.2.4 Previsioni di periodi poco ventilati e soleggiati	15
2.2.5 Miglioramenti nelle previsioni	15
2.2.6 Simulazione della previsione degli errori.....	17
Capitolo 3 – Pianificazione della trasmissione	18
3.1 Piani di trasmissione a livello regionale.....	18
3.1.1 Organizzazione della rete europea per far fronte a grandi quantità di energia eolica.....	19
3.1.2 Studi sulle reti regionali in Nord America.....	19
3.2 Studi sui piani di trasmissione a livello nazionale.....	20
3.3 Struttura degli impianti eolici offshore.....	21
3.3.1 Studi sulla pianificazione della rete con le reti offshore.....	21
3.3.2 Isole di energia.....	22
3.4 “Overplanting” della linea di trasmissione.....	22
Capitolo 4 – Affidabilità a lungo termine e sicurezza dei rifornimenti energetici	23
4.1 Stimare la capacità degli impianti eolici.....	23
4.1.1 Sistemi per stimare la capacità basati dati pluriennali.....	23
4.2 Valutazione dell’adeguatezza delle risorse nei sistemi basati sull’energia eolica	24
4.2.1 Acquisizione degli eventi estremi.....	24
4.2.2 Metodi multi-area	24
4.2.3 Nuove metriche e metodi.....	25
Capitolo 5 – Affidabilità dei sistemi a breve termine	26
5.1 Riserve operative	26
5.1.1 Utilizzo delle riserve operative in regioni con grande produzione eolica	26
5.1.2 Stimare i requisiti per le riserve operative.....	28

5.2 Stabilità e sicurezza della rete	29
5.2.1 Esempi sui problemi di stabilità dati dalla variabilità di generazione di potenza.....	29
5.2.2 Studi sulla stabilità di frequenza.....	30
5.2.3 Stabilità in altre problematiche.....	31
5.2.4 Impatto delle connessioni HVDC sulla stabilità.....	32
Capitolo 6 – Massimizzare il valore dell’energia eolica nelle operazioni.....	33
6.1 Stima del valore dell’energia.....	33
6.2 Contenimento dell’energia	33
6.2.1 Esempi di contenimenti energetici.....	34
6.2.2 Stimare futuri contenimenti negli studi di integrazione	35
6.3 Impianti eolici per i servizi di supporto alla rete	36
6.3.1 Servizi di bilanciamento con tempi di risposta di 10-30 minuti	36
6.3.2 Risposta secondaria/Regolazione AGC.....	36
6.3.3 Risposta in frequenza primaria negli impianti eolici.....	37
6.3.4 Risposta in frequenza veloce negli impianti eolici	37
6.3.5 Servizi per il supporto al voltaggio.....	37
6.3.6 Nuove tecniche per il mantenimento della stabilità.....	38
6.4 Pratiche di funzionamento: Rete.....	40
6.4.1 Gestione dei congestionamenti	40
6.4.2 Margini di sicurezza e previsioni per le trasmissioni	41
6.4.3 Dynamic line rating (DLR).....	41
6.4.4 Coordinazione tra la trasmissione e la distribuzione degli operatori di sistema.....	42
6.5 Pratiche operative: Market design	43
6.5.1 Sfide e soluzioni per il mercato elettrico con grandi quantità di generazione energetica variabile	43
6.5.2 Market design per l’attivazione dell’integrazione della potenza eolica.....	44
6.5.3 Come aumentare il valore di mercato dell’energia eolico	44
6.5.4 Aumentare i guadagni dai mercati esclusivamente energetici.....	45
6.6 Flessibilità.....	46
6.6.1 Adeguatezza della flessibilità nei futuri sistemi energetici	46
6.6.2 Flessibilità dall’idroelettrico con immagazzinamento	47
6.6.3 Flessibilità degli impianti di potenza termica e riscaldamento termico.....	49
6.6.4 Flessibilità attraverso l’uso delle trasmissioni e delle interconnessioni tra aree vicine.....	49
6.6.5 Flessibilità delle misure dalla parte della domanda	50
6.6.6 Flessibilità dai magazzini energetici (storage)	50
6.6.7 Comparazione delle varie opzioni di flessibilità	52
Capitolo 7 – Gestione e stabilità delle reti.....	53
7.1 Controllo della frequenza della rete tramite l’equilibrio della potenza attiva	53
7.1.1 Regolazione primaria.....	54

7.1.2 Regolazione secondaria	55
7.2 Controllo della tensione tramite l'equilibrio delle potenze reattive	56
7.2.1 Cenni sul rifasamento	56
7.2.2 Regolazione della tensione	57
7.2.3 Considerazioni finali.....	59
Capitolo 8 – Andare oltre i limiti: verso il 100% di utilizzo delle energie rinnovabili	60
8.1 Sperimentazione dei sistemi che funzionano al 100% con inverter-based.....	60
8.2 Sfide per arrivare a sistemi di potenza funzionanti al 100% con risorse rinnovabili	61
8.3 Studiare metodologie per sistemi 100% rinnovabili.....	61
8.3.1 Modelli operativi: Unit commitment e Economic dispatch.....	62
8.3.2 Pianificazione temporale: espansione della capacità produttiva.....	62
8.3.3 Dinamiche: Stabilità	63
8.4 Studi per sistemi al 100% funzionanti con fonti rinnovabili	64
8.5 Verso sistemi energetici senza carbone	65
8.6 Studi di stabilità su una rete al 100% rinnovabile	67
Capitolo 9 – Conclusioni.....	68
Bibliografia	69

Capitolo 1 – Introduzione

Con il passare degli anni l'integrazione dell'energia eolica e fotovoltaica all'interno della rete elettrica risulta essere sempre più alta e infatti basti pensare che dal 2016 al 2020 la sua copertura nel fabbisogno energetico europeo è passata dal 10% al 15%. Per comprendere al meglio lo sviluppo di cui si è appena parlato, qui di seguito, è possibile visualizzare due immagini che mostrano la percentuale del fabbisogno energetico coperta dall'energia eolica e/o solare in Europa (quella a sinistra) e negli Stati Uniti:

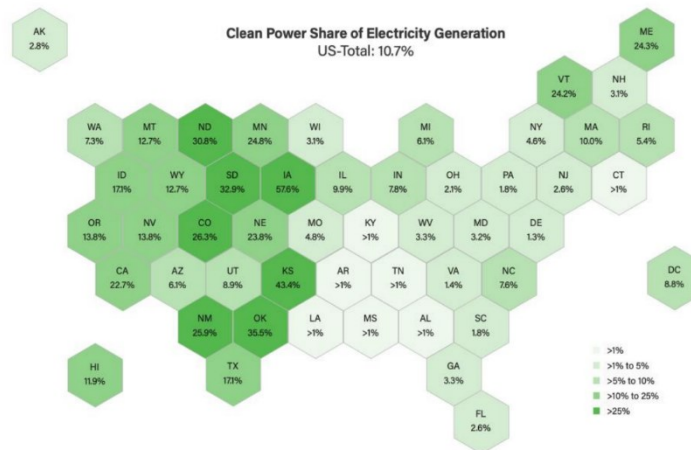
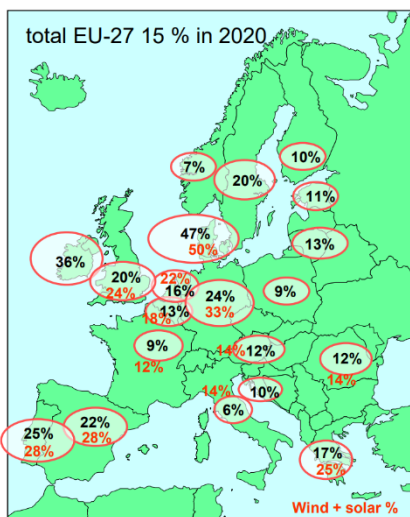


Figura presa da IEA Wind TCP Annual Report 2020 and WindEurope statistics, <https://windeurope.org/>

Figura presa da ACP, 2021

Nel 2020 a causa delle misure imposte dal lockdown (per la pandemia di COVID-19) c'è stata una decrescita del fabbisogno energetico; pertanto, è stato possibile coprirlo maggiormente tramite energia da fonti rinnovabili, per esempio in Danimarca si è arrivati a una percentuale del 50%, in Irlanda del 35% e in Germania del 30%.

Logicamente le percentuali viste in precedenza tendono ad abbassarsi qualora si considerino aree geograficamente più estese come l'Europa Centrale, dove esse si aggirano tra il 10 e il 15%. Ciò accade perché in zone più estese cresce anche il fabbisogno.

È interessante visualizzare la tabella riportata di seguito dove si possono osservare una serie di dati statici raccolti nel 2020 in alcuni stati europei, che ci permettono di capire l'entità della domanda energetica e dell'energia rinnovabile prodotta per ogni paese:

Country	Wind	Wind	solar	solar	Peak	Min	Load	Inter-	wind	wind	max	max	Wind	wind +	Wind	Wind
	GW	TWh/a														
Country	GW	TWh/a	GW	a	GW	GW	a	GW	GW	max in	max	max	share of	share of	of	of
Denmark	6.2	16.2	1.3	1.2	6.7	1.6	35	6.3	213 %	138 %	67 %	47 %	50 %	93 %	78 %	
Ireland	4.3	11.1			5.3	2.0	29	1.0	96 %		56 %	38 %	38 %	81 %	146 %	
Island of Ireland	5.6	13.8	0.3	0.1	6.9	2.4	37	1.0	89 %		56 %	37 %	38 %	81 %	165 %	
Texas	31	95	6		75	27		1.2	59 %			24 %		41 %	109 %	
Portugal	5.4	12.1		1.3	8.7	5.0	49	3.8				25 %	27 %	62 %	61 %	
Germany	62.2	131.0	54.1	51.4	75.7	33.0	553	16.8	74 %			24 %	33 %	82 %	125 %	
Spain	27	53.8	14	19	40	16	238	8.1	70 %	59 %	34 %	23 %	31 %	66 %	110 %	
GB	23.4	72.9			50.0	18.1	324	4.0				23 %	23 %	47 %	106 %	
Sweden	10.1	27.5			26.6	8.9	136	10.0				20 %	20 %	38 %	53 %	
France	17	39	10	13	83	29	445	17.0	32 %	26 %	14 %	9 %	12 %	21 %	38 %	
Italy	10.6	18.5			56.6	19.0	302	3.6				6 %	6 %	19 %	47 %	

Da questa tabella si può dedurre che nel 2020 il fabbisogno energetico in molti stati europei è stato coperto con buone percentuali da energie rinnovabili.

Una cosa importante da aggiungere a scopo introduttivo riguarda il fatto che l'energia eolica e fotovoltaica non può garantire un apporto costante visto che dipende dal vento che è variabile e incerto. Ed è proprio su quest'ultimo punto sulla quale bisogna concentrarsi dato che per massimizzare la produzione energetica è necessario creare dei sistemi flessibili, cioè che possano adattarsi al meglio al concetto di imprevedibilità citato in precedenza. Di conseguenza, una delle principali sfide sta nel creare dei metodi di previsione che siano in grado di capire l'andamento dell'intensità del vento.

L'obiettivo di questo elaborato sta nel capire come l'energia eolica e più in generale l'energia rinnovabile impatta sulla rete elettrica in tutte le sfaccettature. Pertanto, nei futuri capitoli si potranno visualizzare tutte le problematiche sulla quale è opportuno concentrarsi riguardo a tale argomento.

Infine, è opportuno segnalare che la maggior parte delle informazioni utilizzate per redigere questo elaborato sono state prese da Holttinen et al.; pertanto tale referenza è considerabile come fonte principale.

Capitolo 2 – Variabilità e incertezza dei sistemi eolici e solari

Per studiare e analizzare l'impatto delle energie eolica sulle reti elettriche è fondamentale raccogliere dati e fare delle previsioni sull'andamento del vento e la produzione energetica ricavabile da esso. Infatti, quest'ultimo tra tutte le fonti rinnovabili risulta essere quello più complicato da prevedere visto che presenta variabilità e incertezza maggiori. Per questa ragione è opportuno creare degli strumenti che siano in grado di raccogliere i dati relativi al vento e all'energia prodotta da esso nei vari periodi dell'anno in maniera tale da capire quando si può fare affidamento o meno sull'energia eolica. In tal modo un operatore è in grado di valutare l'impatto che può avere sulla rete elettrica e successivamente capire come regolare la produzione energetica complessiva.

2.1 Variabilità

Una cosa fondamentale nell'analisi dell'andamento del vento sta nel riuscire a misurare l'effetto "livellamento" (=smoothing effect, cioè la capacità di riduzione delle oscillazioni) relativo alla variabilità e all'incertezza. La portata di tale concetto dipende dai seguenti tre fattori legati all'area di analisi che stiamo considerando: la dimensione, la posizione e la dispersione energetica dell'impianto eolico presente e il meteo locale. Un'altra cosa interessante da notare poi è la relazione che sussiste tra variabilità e prevedibilità, difatti una minore variabilità prevede una maggiore capacità di previsione (gli errori di previsioni sono maggiormente evitati). Oltre a ciò, a seguito di svariate misurazioni si è arrivati ad altre due conclusioni: la prima sta nel fatto che negli impianti eolici di tipo offshore (cioè situati sul mare) si ha una variabilità maggiore se gran parte della produzione energetica è concentrata in una piccola parte del complesso. La seconda riguarda il fatto che la variabilità è minore se si considerano degli intervalli temporali di analisi più brevi.

2.1.1 Variabilità dall'effettiva generazione di energia eolica

In questa sezione sono descritti alcuni esempi che danno l'idea dei tipi di dati che vengono acquisiti per lo studio della variabilità

Un esempio pratico di dati sulla variabilità del vento è fornito dal grafico riportato in seguito che mostra l'impatto di tale concetto sulla produzione energetica in relazione a un carico da supportare in Germania (si considerano gli andamenti di tre diversi impianti eolici):

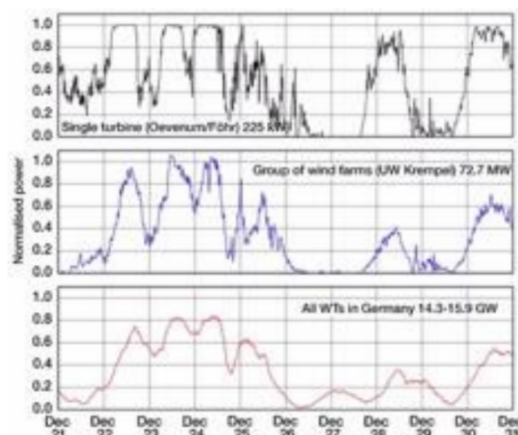


Figura presa da Fraunhofer IEE

Lo studio della variabilità nella produzione dell'energia in Europa è stata fatto da "WindEurope", che grazie ai loro strumenti possono raccogliere dati ogni giorno. A titolo di esempio sono mostrati gli andamenti mensili della generazione energetica e della domanda in una scala di tempo pari a un anno nel sistema Europa+UK del 2020:

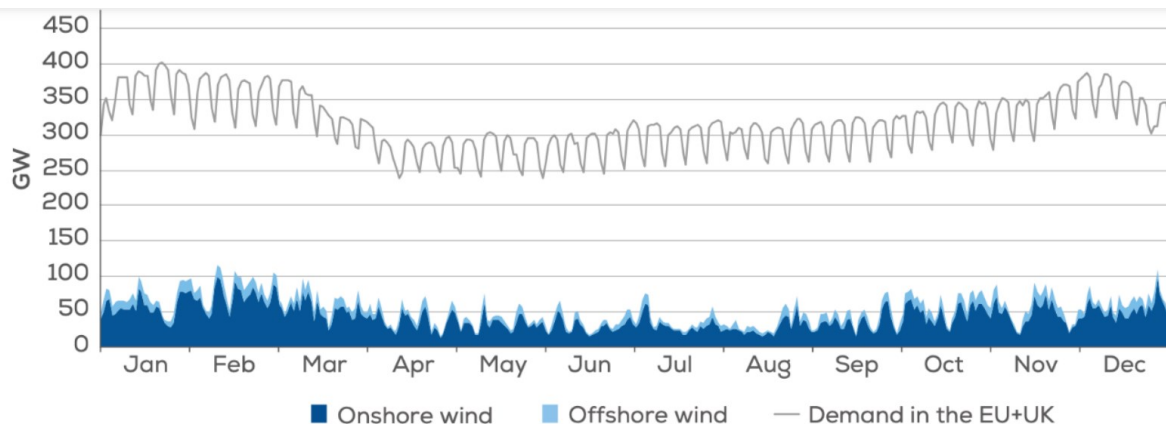


Figura presa da WindEurope

Sempre a titolo esemplificativo si possono ora vedere un altro tipo di dato che viene acquisito riguardante i fattori di utilizzo (Capacity Factor) dei vari impianti eolici europei (il fattore di utilizzo indica quanto l'impianto produce effettivamente rispetto a quanto potrebbe produrre a regime massimo).

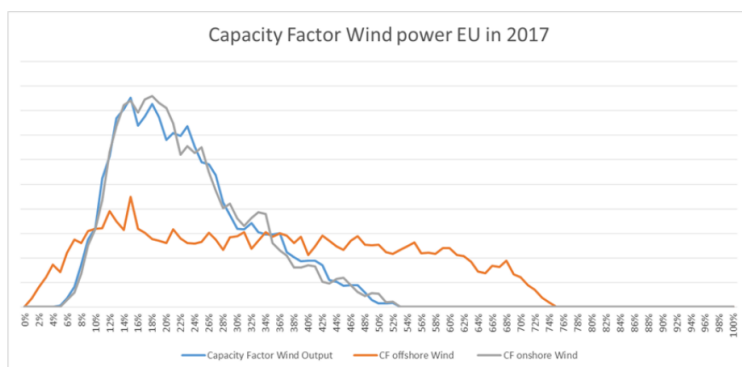


Figura presa da WindEurope

Un altro esempio di tipologia di dato acquisito riguarda i carichi alla quale sono sottoposti i vari impianti eolici, e qui sotto è rappresentato un grafico che indica quelli relativi agli impianti europei (le tipologie sono differenziate dal colore) del 2020.

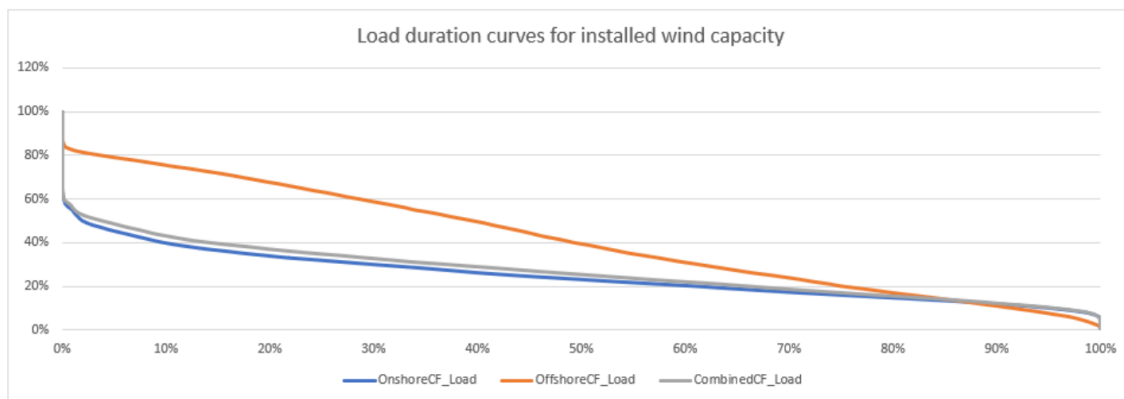


Figura presa da WindEurope

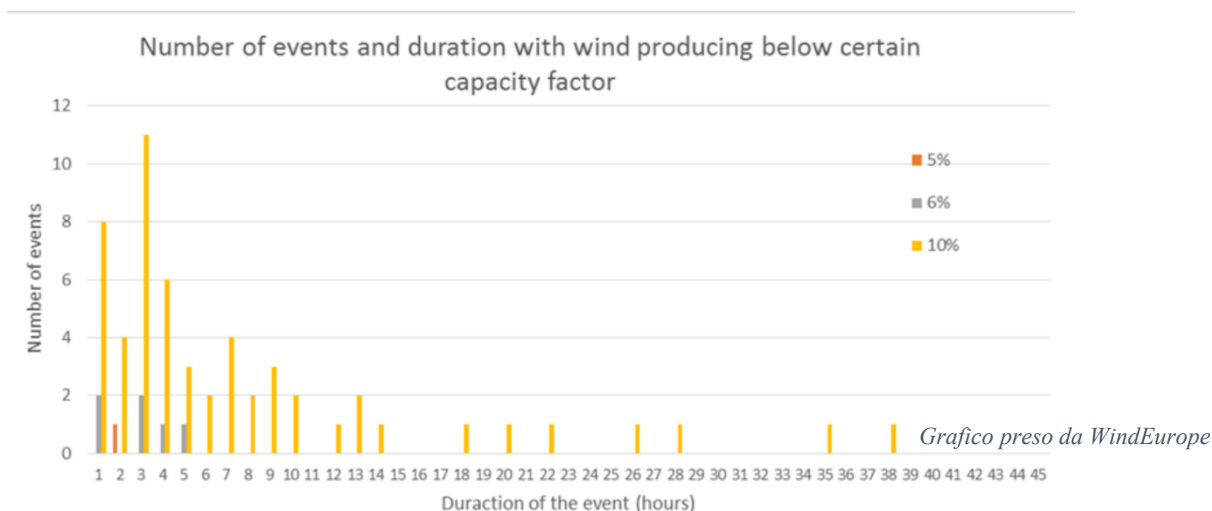
Dopo aver visto alcuni esempi di che tipo di materiale viene raccolto per l'analisi della variabilità, si visualizzino i fattori che la influenzano:

- Impatto della tecnologia delle turbine sulla variabilità

La tecnologia con la quale si costruiscono gli impianti impatta sulla variabilità; infatti, se essi sono dotati di pale alte e a potenza specifica bassa, il fattore di capacità aumenta e la variabilità relativa diminuisce. Tutto ciò significa che si può produrre la stessa quantità di TWh con meno variabilità e minore capacità.

-Periodi di generazione con una bassa intensità di vento

I dati orari hanno dimostrato in Europa nelle grandi aree ci sono sempre delle zone dove il vento soffia, ma quest'ultimo può avere un'intensità ridotta e pertanto causa una diminuzione nella produzione di energia. Sulla base di ciò è possibile notare un grafico che si basa su dati ottenuti in



Europa nel 2017 che rapporta a quante volte si è andati sotto una certa soglia del fattore di capacità a quanto sono durati questi eventi di bassa ventilazione:

-Estreme variazione del fattore di capacità durante i temporali

È importante notare che le estreme variazioni del fattore di capacità data dai temporali hanno un notevole impatto sulla variabilità della generazione energetica. A tal proposito è importante catalogare la loro durata e la loro effettiva intensità in maniera tale da comprendere come prevederle ed eventualmente gestirle. Per capire meglio di cosa si sta parlando qui di seguito sono riportati una serie di esempi di tali eventi: in Germania la più grande variazione è stata del -12% ed è avvenuta in un'ora il 14 febbraio 2014, in Portogallo nel 2019 si è passati dal -6.5% al +6.9% in 5 minuti e in Spagna nel 2019 in un'ora c'è stato un passaggio dal +15.7% al -17.9%.

2.1.2 Effetto di “livellamento” e unità di misura per la grandezza dei sistemi e concetto di dispersione del vento

A seguito di tutti i vari dati raccolti di cui si è parlato nei paragrafi precedenti si può stimare il valore della variabilità e l'impatto della “livellamento” delle oscillazioni della generazione energetica. A tal proposito sono stati definiti vari metodi, uno di questi è quello indicato in Kiviluoma et al. (2014), che consiste nel calcolo di un determinato indice che indica la variabilità dell'energia eolica prodotta per più sistemi di potenza. In tutto ciò si usa un modello regressivo per relazionare il fattore di capacità e la distanza media dal centro della capacità di potenza eolica. Questo metodo è abbastanza affidabile e si può notare il seguente grafico che confronta gli indici reali con quelli previsti dal modello proposto in precedenza:

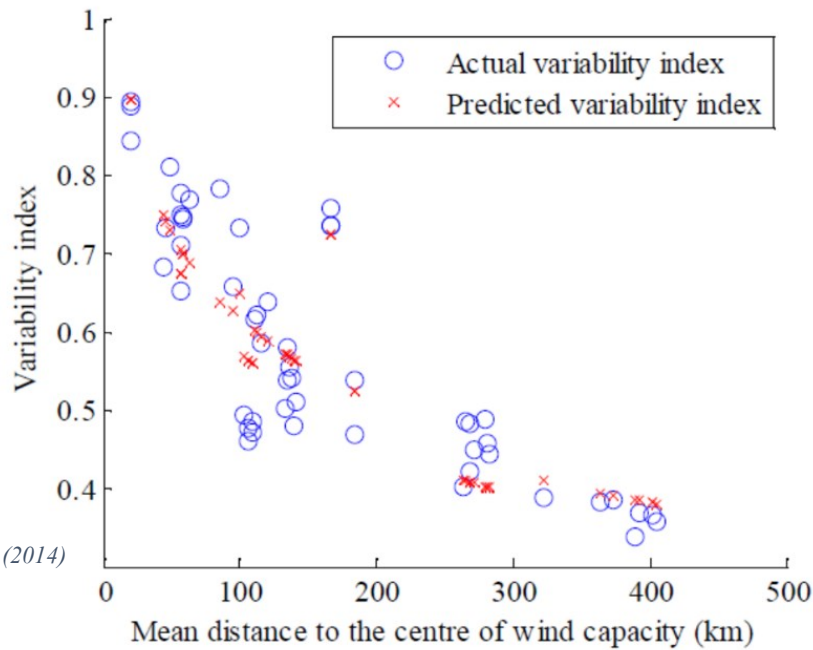
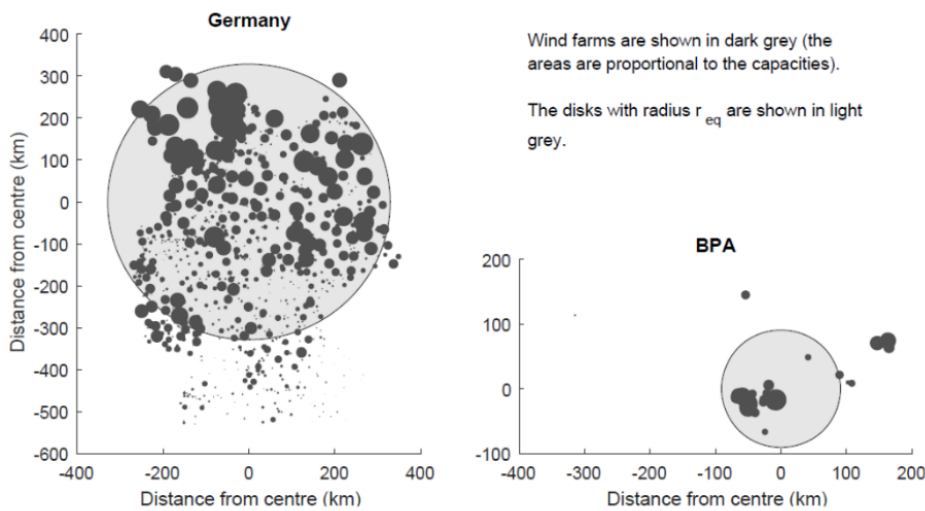


Figura presa da Kiviluoma et al. (2014)

In seguito a ciò per determinare un sistema di misura per la grandezza dei sistemi e la dispersione di potenza eolica dei WPPs (wind power plants) si usa il REQ (equivalent system radius) proposto in Olauson et al. (2016). L'idea sulla quale si basa sta nel fatto che un sistema può essere rappresentato da un disco di potenza eolica uniforme con la stessa varianza del sistema reale, considerando un declino esponenziale della correlazione d'uscita con l'aumento della distanza di separazione. È riportato un grafico che esemplifica tutto ciò:

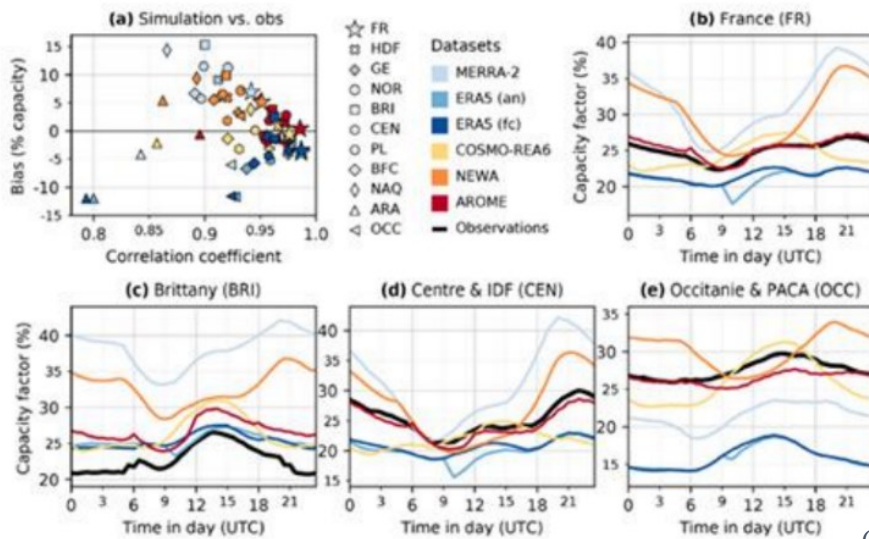


Grafici presi da Olauson et al.(2016)

Da notare che a sinistra è rappresentato il REQ della Germania e a destra quello dell'impianto di Bonneville (USA). Dunque, c'è il confronto tra un grande sistema e un piccolo sistema.

2.1.3 Variabilità dai sistemi di generazione di energia eolica di simulazione

Si è dimostrato tramite stime fatte in Germania e misure fatte in Olanda che i dati reali hanno una minore variabilità rispetto a quelli stimati. Nonostante ciò, in Europa si utilizzano ugualmente sistemi volti a produrre stime come "ERA5" di European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). Nella figura riportata qui di seguito si può notare un confronto tra modelli che si basano su stime e su misurazioni reali fatte in Francia da Jourdier (2020) in diverse aree nel 2015:



Grafici presi da Jourdier (2020)

Nel primo grafico (a) è mostrato per ogni regione (simbolo) e per ogni modello (colore) l'errore percentuale relativo a ogni capacità con il coefficiente di correlazione di una serie di 30 minuti. Negli altri grafici (b,c,d,e) sono mostrate gli andamenti delle capacità percentuali di vari europei impianti durante le ore del giorno per ogni zona indicata.

Un'altra cosa da aggiungere sta nel fatto che gli strumenti di simulazione temporale sono fondamentali nello studio dell'integrazione energetica e solare, difatti è molto importante registrare le relazioni spaziali e temporali tra l'eolico e il solare.

Uno studio sull'integrazione tra l'eolico e il solare sotto il punto di vista citato in precedenza è stato fatto dalla "Technical University of Denmark" tramite lo strumento "CorRES" (Correlations in Renewable Energy Source) che è stato utilizzato nella pianificazione a lungo termine dei sistemi energetici europei transcontinentali nella pubblicazione di ENTSO-E. Di seguito è riportata una figura che ne schematizza il funzionamento:

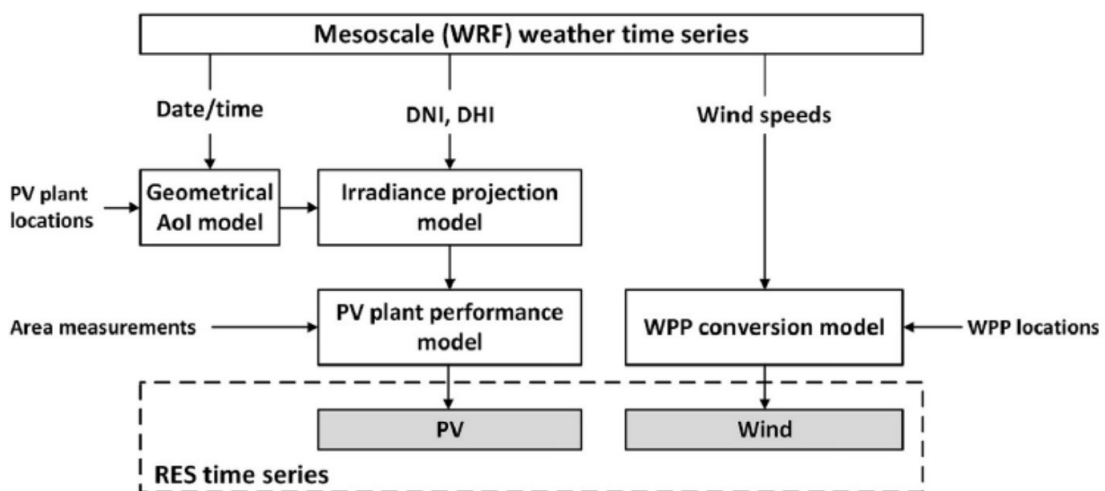
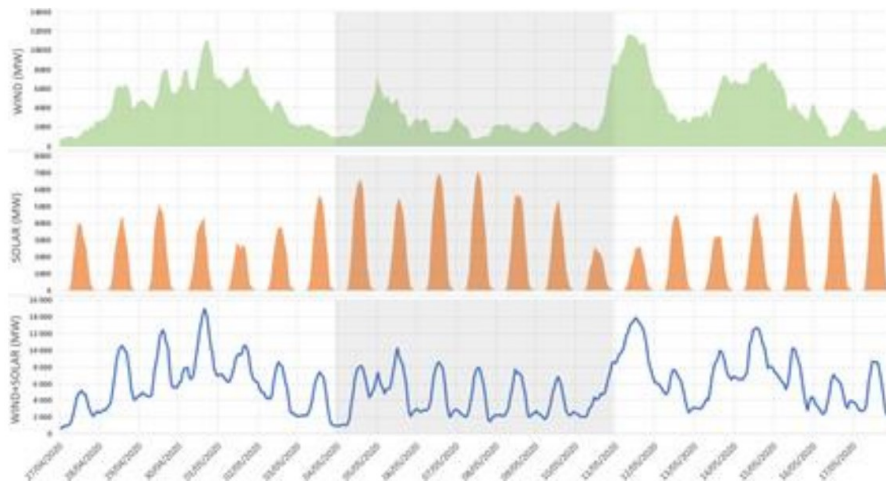


Immagine presa da Nuño et al., 2018

2.1.4 Complementarità tra energia eolica e solare

Una cosa molto importante è la complementarità che c'è fra l'energia eolica e solare dato che in base alla disponibilità delle fonti rinnovabili che le generano possono compensarsi (giornate di basso vento possono essere bilanciate da un grande sole e viceversa). Tutto ciò è fondamentale per avere una capacità complessiva di produzione energetica tale da sopperire alla domanda. Da notare ora i seguenti grafici che fanno fronte alle misurazioni energetiche solari ed eoliche di tre settimane del 2020 in Francia e alle loro integrazioni:



Grafici presi da ENTSO-E Transparency: <https://transparency.entsoe.eu/>

2.2 Incertezza

Come per il concetto di variabilità, gli errori di previsioni estremi sono importanti per stabilire le riserve operative nei sistemi energetici. Dunque, per poter ottimizzare al meglio la produzione energetica è fondamentale creare dei metodi di previsione che ci consentano di prevedere eventi di variabilità improvvisa oppure momenti di scarsa presenza di vento e/o sole, cioè bisogna studiare l'incertezza degli eventi. Per quantificare quanto detto in precedenza è opportuno vedere un grafico che riporta l'andamento del valore medio efficace degli errori di previsione di una serie di aggregazione di WPPs della Germania (si distinguono in base ai colori) rispetto al tempo.

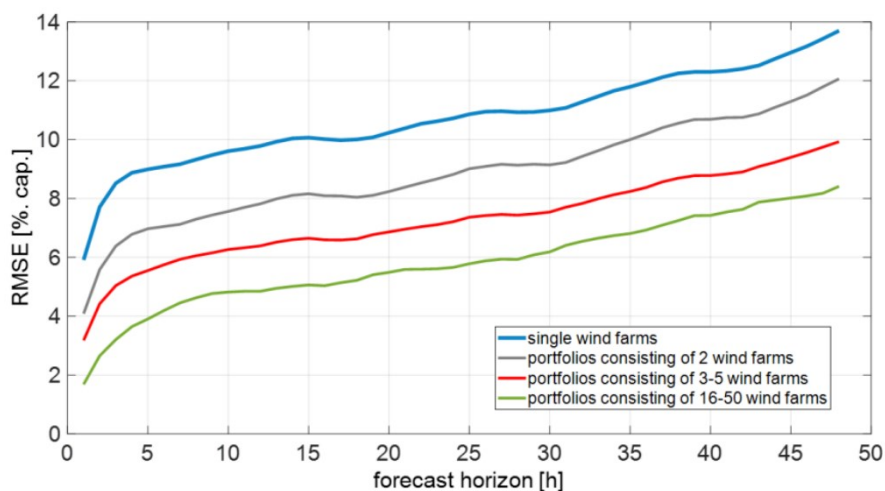


Grafico preso da Fraunhofer IEE, adapted from Dobschinski, 2014)

Dal grafico si può evincere che più la previsione tende a essere su un arco temporale più ampio, più sarà imprecisa e pertanto avremo un grado di incertezza maggiore.

2.2.1 Utilizzo della tecnica di “now-casting” per l’osservabilità

Una caratteristica fondamentale dei sistemi energetici è che le previsioni effettuate devono essere il più possibile in real time (devono essere istantanee), ma per poter fare ciò anche i dati devono essere prelevati secondo tale criterio. Per implementare ciò sono necessari importanti investimenti economici, visto che la tecnologia da adoperare è molto avanzata. A tal proposito si analizza la situazione in alcuni stati europei nello sviluppo delle previsioni in real-time:

-Germania: i TSOs (transmission system operator = ente che si occupa della trasmissione dell’energia elettrica) monitorano direttamente solo una piccola parte della generazione eolica, mentre la restante parte è stimata in real-time grazie al now-casting (che è un sistema di previsioni metereologiche in brevissimo termine su un particolare territorio di interesse) (fonte: Biermann et al. 2005).

-Spagna: in questo paese il requisito per la produzione energetica in piccola scala è che non meno del 98% del sistema deve essere monitorato in real-time. Pertanto, si può notare come in Spagna tali tecnologie siano largamente diffuse e inoltre consentono di avere un’estrema qualità e sicurezza nei rifornimenti elettrici, aumentando così l’ottimizzazione dell’integrazione e riducendo la necessità dei contenimenti energetici (fonte: Holtinen et al., 2011).

-Francia: per quanto riguarda l’eolico dal 2021 l’81% della generazione eolica è direttamente misurabile. Ciò implica che tutte le previsioni a breve termine si basano sul concetto di real time e perciò sono molto precise. Purtroppo, tutto ciò non vale nel fotovoltaico visto che le rilevazioni in tempo reale non sono più di un terzo del totale.

2.2.2 Errori di previsione negli eventi estremi

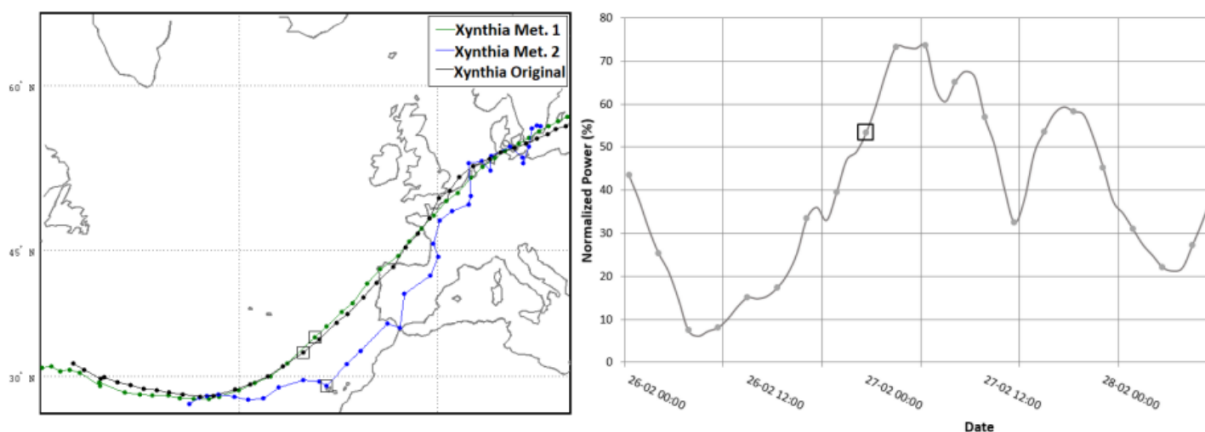
Si è notato che gli errori di previsioni sono di meno nei giorni poco ventilati e che solitamente gli errori estremi si verificano principalmente a causa di temporali/tempeste. A tal proposito in Germania si è individuato a seguito di una serie di monitoraggi effettuati tra il 2012 e il 2014, che durante i mesi a temperature più basse si ha una frequenza più alta di errori e con valore medio assoluto pari al 2.3% della capacità installata. In altre analisi sempre in Germania si è visto poi che in dipendenza della presenza o meno di cicloni/perturbazioni si possono verificare o meno errori sulle previsioni, ad esempio il massimo osservato è stata un’oscillazione della capacità produttiva installata tra il -19.2% e il 21.5%.

2.2.3 Previsioni degli eventi di rampa

Gli eventi di rampa sono i momenti in cui si ha un aumento o decremento improvviso della generazione di energia. Queste situazioni risultano essere abbastanza pericolose, pertanto è opportuno trovare delle metodologie che consentano di prevederle. A titolo di esempio si visualizzino le strategie adottate Germania e Portogallo:

-In Germania è stato sviluppato il progetto EWeLiNE che prevede un algoritmo che in base al valore della pressione media sul mare e al Laplaciano della pressione è in grado di determinare l’area di influenza del ciclone (fonte di tutto ciò: Steiner et al., 2017).

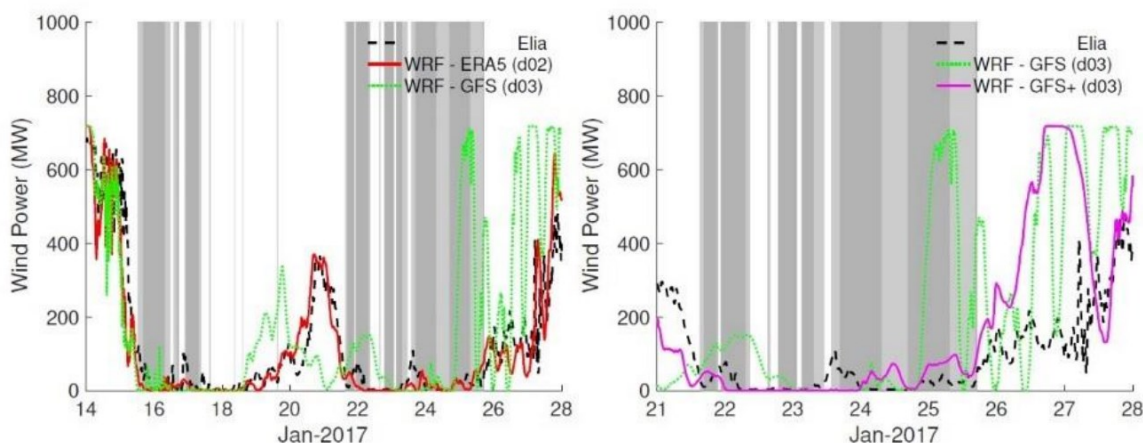
-In Portogallo sono stati applicati comuni algoritmi di individuazione dei cicloni e delle tempeste per capire il ruolo e i punti chiave di essi che generano gli eventi di rampa. Un esempio di tali rilevazioni è possibile vederlo nelle immagini qui riportate:



A sinistra si può notare la previsione della traiettoria del ciclone Xynthia(2019): in blu è mostrata la traiettoria dell’algoritmo relativo alle tempeste, in verde quello relativo ai cicloni e in nero quello reale. A destra è riportato l’andamento della potenza eolica osservata al passaggio di tale ciclone (Portogallo). Tutto ciò è stato preso da Lacerda et al. (2017).

2.2.4 Previsioni di periodi poco ventilati e soleggiati

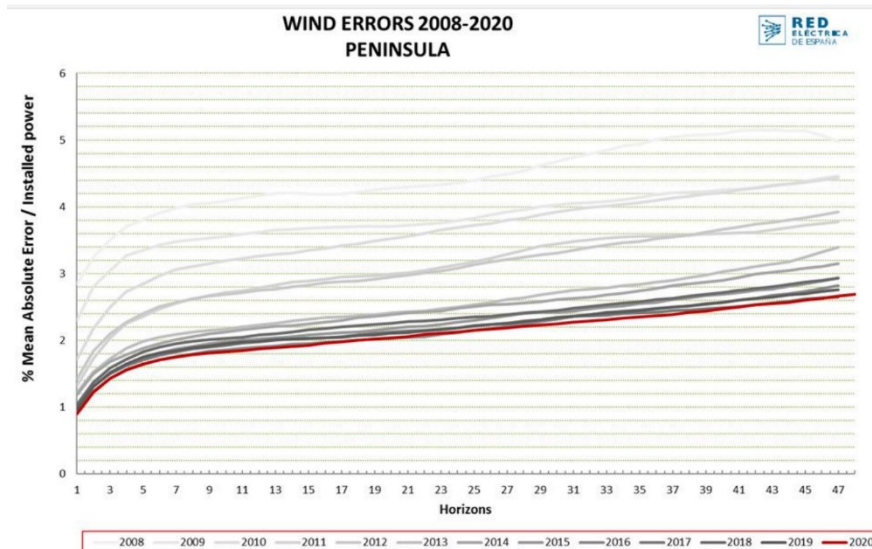
È molto importante prevedere quando ci sono periodi poco ventilati e/o soleggiati in quanto da tali momenti si hanno delle produzioni energetiche più esigue. In Li et. al (2020) gli eventi citati in precedenza sono denominati “Dunkelflaute event” (simultanea bassa produzione eolica e solare). Per capire meglio sono riportate delle misurazioni e le elaborazioni di eventi di Dunkelflaute nel gennaio del 2017 in Olanda grazie ai modelli WRF (Weather Research and Forecasting) e GFS (Global Forecast System):



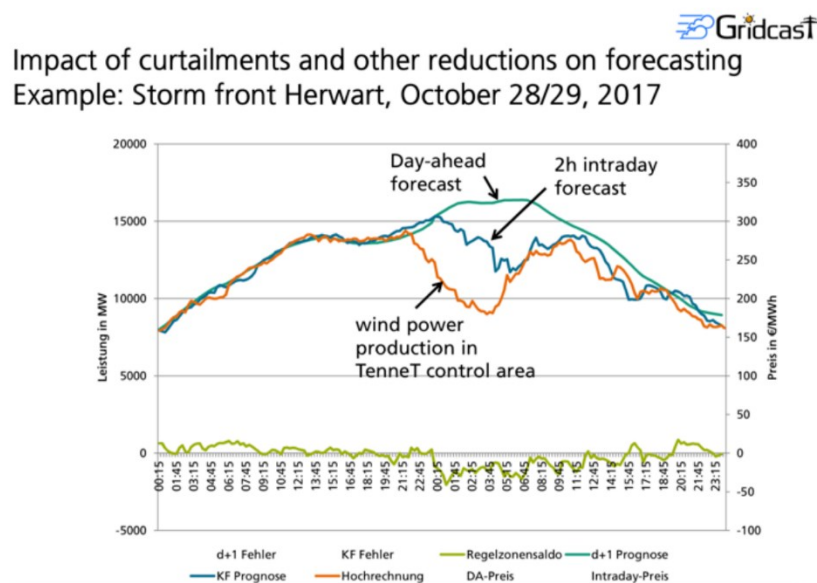
La differenza tra le due immagini sta nella scala temporale e nel metodo di elaborazione impiegato (basta vedere l’indicazione dei colori). Tutto ciò è preso da Elia.

2.2.5 Miglioramenti nelle previsioni

Le tecniche di previsione nei sistemi energetici e nel meteo sono in continuo miglioramento. Ad esempio, in Spagna in 5 anni, gli errori sono stati ridotti del 20%, portando le previsioni giornaliere a un errore medio massimo del 2% della totale capacità installata. Sulla base di quanto detto in precedenza è possibile ora vedere un grafico che indica l’andamento dell’errore medio assoluto in relazione all’orizzonte temporale dal 2008 al 2020 (ogni curva si riferisce all’anno):



Si può notare che più si va avanti col tempo, più l'errore medio assoluto cala e dunque si è in linea con quanto detto in precedenza. Questa immagine è stata presa da Spain REE. Un'altra cosa da considerare sta nel fatto che quando ci sono grandi quantità di energia prodotta bisognerà considerare dei contenimenti energetici volontari o meno dovuti a vincoli di sistema o di mercato. Se non si considerano questi concetti è possibile incorrere in errori di previsione, per esempio si può notare nell'immagine una volontaria riduzione della potenza generata che pertanto ha causato una differenza con la previsione:



In azzurro sono riportate le due previsioni e in arancione la produzione effettiva. Questo grafico è stato preso da Fraunhofer IEE Gridcast. Successivamente a seguito di una serie di studi (Dobschinski et al. 2016, Siefert et al. 2017) è stato indicato cosa c'è da migliorare nelle previsioni meteorologiche:

- Miglioramento dello stato iniziale dei metodi di previsione meteorologica numerica;
- Miglioramento della parametrizzazione fisica dei fenomeni atmosferici rilevanti;
- Miglioramento dei processi di elaborazione delle previsioni;
- Miglioramento dei sistemi di previsione d'insieme;
- Miglioramento della calibrazione delle previsioni probabilistiche.

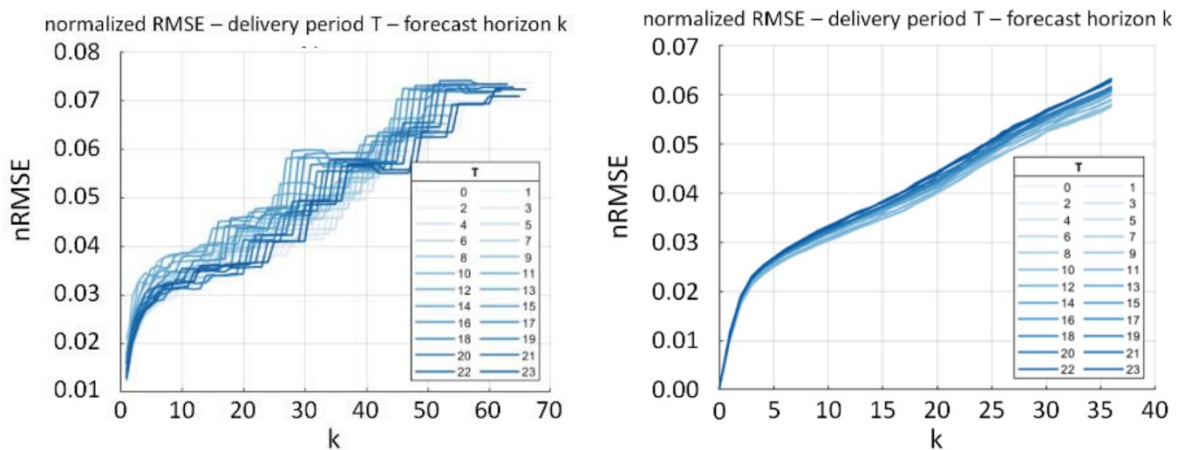
Per migliorare le previsioni della potenza prodotta dagli impianti energetici basati su fonti rinnovabili invece occorre:

- Migliorare le basi di acquisizione dati dai sistemi energetici;
- Usare misurazioni esterne agli impianti;
- Classificazione delle situazioni meteorologiche;
- Migliorare l'aggregazione di impianti fotovoltaici ed eolici in regioni più grandi;
- Mappare gli impianti di produzione energetica rispetto ai nodi della rete;
- Usare le previsioni probabilistiche calibrate per valutare l'incertezza delle previsioni;
- Usare metodi che convertono gli insiemi di informazioni in previsioni probabilistiche;
- Usare metodi che tengono che combinano diversi modelli di previsione con la tenuta in considerazione della situazione meteorologica e lo stato della rete.

2.2.6 Simulazione della previsione degli errori

La simulazione delle previsioni è molto importante nei sistemi energetici e difatti si investono molte risorse per arrivare al miglioramento di esse. Questi strumenti sono utili nel caso in cui c'è il bisogno di fare previsione in aree dove non ci sono dati disponibili.

A tal proposito in Europa si è sviluppato il progetto OSMOSE (Optimal System-Mix of Flexibility Solution for European Electricity) che consente di simulare gli errori di previsione riflettendo le caratteristiche fondamentali del vento, del sole e del carico energetico. Riguardo a ciò è possibile vedere una previsione realizzata con tale strumento nella seguente immagine:



L'immagine a sinistra raffigura l'errore dato dall'osservazione reale e destra quello simulato (lavoro eseguito in Francia). La fonte di tutto ciò è OSMOSE D2.1, 2019.

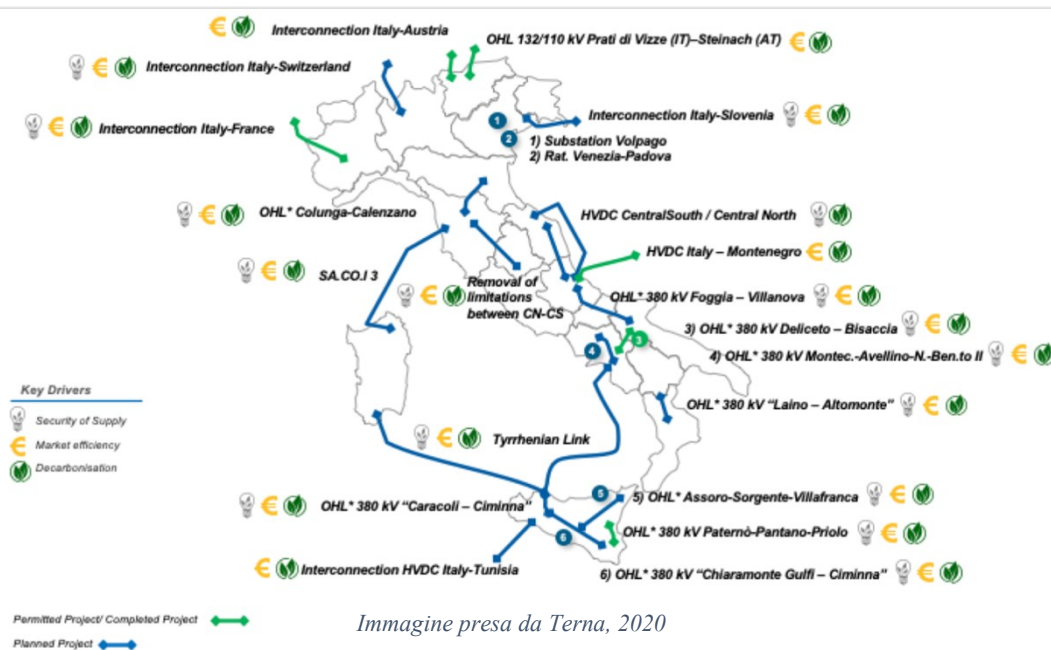
Anche Olauson(2018) e Miettinen et al.(2020) hanno proposto dei modelli.

Capitolo 3 – Pianificazione della trasmissione

L'integrazione sicura delle energie rinnovabili ha bisogno di cospicui investimenti sulla rete oltre che stabilità, creazione di sistemi adeguati e costituzione di riserve operative (questi ultimi argomenti sono trattati nei capitoli 4 e 5). I rinforzi da fare sulla rete dipendono dalla situazione locale e dalla presenza di risorse rinnovabili in una zona. Infatti, ultimamente si stanno progettando impianti eolici (denominati impianti "offshore") direttamente sul mare, ciò perché lì è presente una maggiore disponibilità di vento. Comunque, l'obiettivo è quello di avere un sistema di trasmissione tale che permetta di massimizzare l'immissione di energia rinnovabile all'interno della rete, cosicché si procede verso la decarbonizzazione del sistema energetico.

Avere una buona trasmissione energetica è molto importante visto che permette di ridurre l'impatto della variabilità del vento e aumenta l'affidabilità e l'efficienza della rete a fronte però di una serie di investimenti economici molto consistenti.

Rafforzare la rete porta molti benefici quali la riduzione dei colli di bottiglia, il miglioramento della flessibilità del sistema e della sicurezza delle forniture energetiche. Dunque, i vari paesi non devono investire solo nella produzione energetica, ma anche nella sua trasmissione (al momento solo il Portogallo ha effettuato una convincente suddivisione degli investimenti). Per capire meglio quest'ultimo concetto è riportata un'immagine che presenta il piano di trasmissione fatto in Italia (da Terna) nel 2020, dove gli obiettivi principali sono la decarbonizzazione, l'efficienza del mercato e la sicurezza delle forniture (segnati dai simboli):



3.1 Piani di trasmissione a livello regionale

I piani di trasmissione regionale mostrano i benefici nell'espandere e rinforzare la rete in relazione ai costi, anche se comunque sono abbastanza evidenti visto che avendo una rete un molto sviluppata si ha una grande flessibilità nella generazione di potenza. In seguito, essi si occupano anche della gestione delle interazioni tra le varie regioni da un punto di vista energetico.

In conclusione, fare un piano consiste nel capire come organizzare la rete in base a costi e benefici.

3.1.1 Organizzazione della rete europea per far fronte a grandi quantità di energia eolica

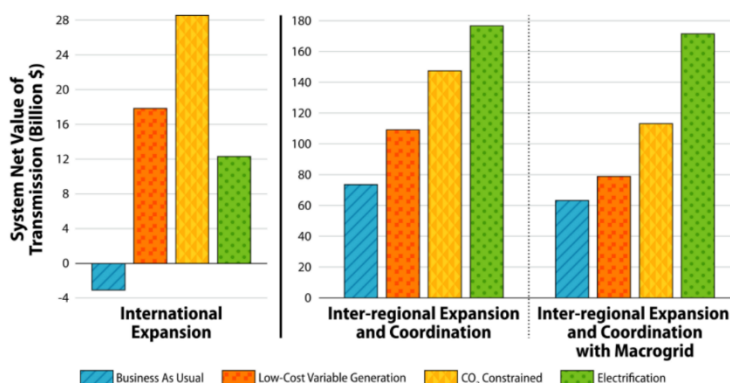


In Europa gli investimenti sulla rete sono gestiti dall'ente ENTSO-E e sono realizzati in tre fasi: (1) viene definito lo sviluppo dello scenario, (2) vengono identificati i requisiti del sistema e (3) viene eseguita l'analisi costi-benefici. Da notare che nella fase (2) i requisiti del sistema sono rappresentati dalla presenza dei “corridoi strutturali” che collegano i vari stati europei. Per questi ultimi è opportuno osservare che i benefici ottenuti dalla loro costruzione “coprono” i soldi per realizzarli. A titolo esemplificativo, qui a lato, è possibile notare un piano di come è stata pensata l'architettura della rete europea nel 2020 (fonte: “Completing the Map 2020 – Power System Needs in 2030 and 2040; ENTSO-E, Nov 2020).

3.1.2 Studi sulle reti regionali in Nord America

Il “North American Renewable Integration Study” (NARIS) è un programma che si occupa di modernizzare la rete in Nord America e lo fa tramite efficienti pianificazioni della trasmissione, della generazione e della domanda. In tutto ciò sono state valutate tutte le possibili strategie e tecnologie necessarie per garantire un elevato impatto energetico nella rete da parte di fonti rinnovabile.

La principale scoperta per la pianificazione della rete consiste nel fatto che le cooperazioni regionali e internazionali possono garantire grandi benefici per il 2050, visto che agendo solo tra regioni vicine è possibile aumentare il valore della rete da 10 a 30 miliardi di dollari. Nel caso di un'espansione



interregionale si può arrivare anche a 180 miliardi di dollari in benefici. Tutto ciò è comunque molto basso rispetto al valore complessivo del sistema (5/8 miliardi di dollari), però ci fa capire l'importanza della rete nella minimizzazione dei costi. A tali propositi qui a lato si riportano una serie di grafici che indicano i valori della rete in base ai diversi scenari.

Il NREL (National renewable energy laboratory) si è occupato per il

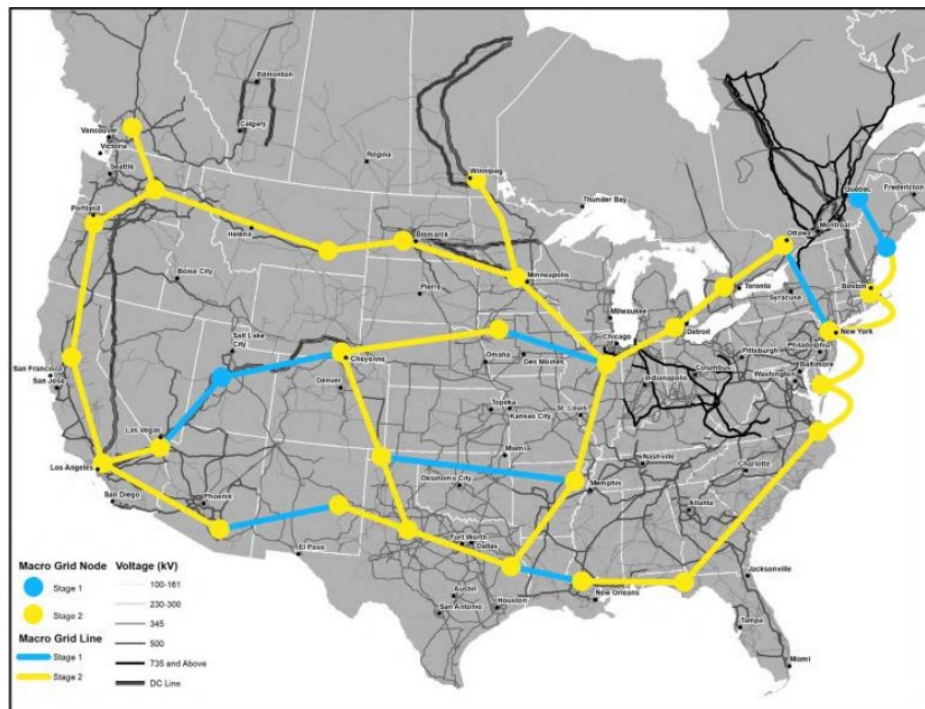
Grafici presi da Brinkman et al. 2021

departimento di energia degli Stati Uniti di fare degli studi riguardo la metodologia di connessione tra la parte Est e Ovest del Paese: si è scelto di utilizzare una rete HVDC (corrente continua ad alto voltaggio) e si è calcolato un rapporto costi-benefici pari a 2.9 (che è un buon valore). Visto che la rete deve essere in grado di garantire una penetrazione di energia rinnovabile più alta possibile, il NREL ha eseguito studi su che tipo di collegamenti usare (HVDC o

HVAC), visto che bisogna trasmettere per lunghe distanze e gli HVDC non sono troppo affidabili a riguardo. Infatti, nella rete si è stabilito che è meglio usare entrambe le tipologie di cavo.

Inoltre, è stato scoperto che per arrivare al livello di efficienza necessario per rispettare gli accordi sul clima di Parigi è necessario espandere del doppio la rete.

Per avere un'idea migliore di quanto detto in precedenza è di seguito riportato il progetto della rete degli Stati Uniti prevista per il futuro (immagine presa da ESIG, 2021).



3.2 Studi sui piani di trasmissione a livello nazionale

Il miglioramento della rete è un processo fatto di investimenti che richiede molti passaggi a livello tecnico, ma anche a livello sociale, visto che nella pianificazione e nella valutazione dei costi serve un coinvolgimento dei cittadini. In questa sezione sarà possibile analizzare come avvengono gli investimenti in alcuni stati europei.

In Francia è stato previsto un piano tale che in 15 anni (2021-2035) ci sia una decisa transizione verso le energie rinnovabili in maniera da ridurre inquinamento e dipendenza dall'energia nucleare. A tal proposito sono previsti delle installazioni di nuovi impianti offshore che porteranno una capacità produttiva di 10-15 GW. Da notare poi come un grande incremento della presenza di energia rinnovabili porti una serie di cambiamenti alle 4 parti della rete francese:

-Le reti regionali ad alto voltaggio verranno influenzate dalla variabilità delle energie rinnovabili immesse nella rete e pertanto dovranno essere riprogettate in modo tale da garantire l'interconnessione tra piccoli/medi impianti fotovoltaici e impianti eolici di terra.

-Le reti ad alto voltaggio che collegano generatori che operano su grande scala, interconnettori e i maggiori centri di carico energetico, devono essere attrezzate in maniera tale da poter bilanciare l'energia rinnovabile prodotta nella nazione.

-Gli interconnettori devono essere in grado di garantire una connessione ottimizzata della rete francese con quella europea. Oltre a ciò, devono aiutare nei bilanciamenti energetici della generazione rinnovabile a livello europeo.

-Le reti offshore non devono essere solo in grado di trasportare l'energia prodotta in questo tipo di reti, ma devono anche fungere da interconnessioni.

Da notare che oltre il 2030 è previsto che gli investimenti sul rinnovabile aumenteranno notevolmente, tanto quanto è successo per il nucleare tra gli anni '70 e '80. A tal proposito tra il 2035 e il 2050 si prevede di aumentare l'estensione della rete ad elevato voltaggio e quella offshore.

In Irlanda si è fatto un piano che prevede consistenti cambiamenti visto che nel giro di 10 anni è prevista una notevole riduzione della generazione termica a favore di quella rinnovabile. Il tutto sarà ottenibile tramite le seguenti implementazioni:

- La capacità dell'energia rinnovabile passerà da 6 GW (2020) a 9-12 GW grazie all'implementazione di nuovi impianti eolici offshore e la produzione fotovoltaica su piccola scala.

- La rete verrà rinforzata in maniera tale che l'eolico-terreno concentrato nella parte occidentale dell'isola possa essere trasmesso anche a sud, est e nord.

- Ci sono nuovi studi per la generazione di energia nella parte nord dell'isola.

- Sono previsti degli estesi programmi di import/export di energia rinnovabile variabile (VRE) grazie alle connessioni di tipo HVDC che verranno stabilite con la Gran Bretagna e la Francia.

- È prevista la costruzione di una trasmissione AC a 400 kV che collega l'Irlanda all'Irlanda del Nord ed è considerata fondamentale per garantire rifornimenti energetici sicuri nell'isola.

In Germania è interessante notare come ci sia una grande consapevolezza che c'è la necessità di dover ampliare la rete elettrica. A tal proposito il processo per migliorare la rete prevede un grande coinvolgimento sociale e prevede 5 step:

- Il regolatore "Bundesnetzagentur" approva tutte le sfaccettature del progetto e informa gli investitori.

- Viene iniziato l'iter legislativo per approvare il tutto all'interno dello stato federale in questione.

- Il TSO indica i "corridoi strutturali" da utilizzare nel caso in cui i collegamenti intreccino altri Stati o federazioni (sono previste più proposte).

- Le proposte vengono discusse pubblicamente e viene valutata la compatibilità ambientale della proposta scelta.

- E come ultimo punto c'è la messa in pratica.

3.3 Struttura degli impianti eolici offshore

Per il 2050 l'Unione europea ha stabilito che bisogna creare una serie di impianti offshore tali da garantire una potenza prodotta pari a 300 GW (la componente maggiore di tutto ciò si troverà nei mari del Nord). La disposizione classica degli offshore si basa sulle connessioni radiali e quelle punto a punto.

Come esempio è possibile vedere il progetto europeo PROMOTioN (PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks) che presenta una struttura costituita da una serie di piccoli hub offshore. Studi simili esistono nel mar Baltico.

Da notare poi uno degli obiettivi in questo contesto sta nel ridurre il livello del costo dell'energia (LCOE) degli impianti e per farlo bisogna ottimizzare la rete e ciò è un campo in continuo sviluppo.

Per l'ottimizzazione tecnologica si utilizzano le connessioni HVDC in quanto si è dimostrato che garantiscono un ottimo rapporto di costi e benefici, oltre che consentono di costruire reti più affidabili.

Il tipo di connessione in questione si basa su due tecnologie: "HDVC grid protection system" e "HDVC circuit breaker". Tutto ciò è stato descritto nel progetto PROMOTioN (2020).

3.3.1 Studi sulla pianificazione della rete con le reti offshore

Il piano di sviluppo della rete TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) di ENTSO-E si basa sull'uso di tecnologie sia AC sia DC presenti nei seguenti punti della rete:

- Interconnessioni punto a punto;

- Connessioni radiali;

- Progetti ibridi (combinazione di connessioni e interconnessioni degli impianti offshore);

- Piattaforme offshore multiterminali che connettono interconnessioni.

Lo sviluppo della rete è un processo lento che prevede molti step visto che ci sono importanti valutazioni tecniche ed economiche da fare, che talvolta sono portate anche a livello politico. Su

questi propositi si basa il TYNDP20 che prevede il suo completamento per il 2030, per cui si è dimostrato che i costi superano i benefici. Visto che il progetto risulta essere molto complesso, è stato diviso in più parti qui di seguito riportate:

-NSCOGI: sono degli studi che indicano come integrare al meglio le reti offshore e le dirette conseguenze di ciò (fonte: NSCOGI, 2012).

-NSEC: progetto che riguarda le interconnessioni tra più impianti offshore guidato da NSCOGI (fonte: Kern et al., 2019).

-NSON-DK: progetto che riguarda come gli sviluppi futuri sulla rete offshore impatteranno sul sistema energetico della Danimarca (fonte: www.nson-dk-project.dk, 2016–2020).

-NSON-NO: progetto che studia le differenze tra le tecnologie che si potrebbero usare per migliorare la rete, ad esempio c'è stata una revisione approfondita delle connessioni HVDC a tal riguardo (fonte: Adam et al., 2019).

3.3.2 Isole di energia

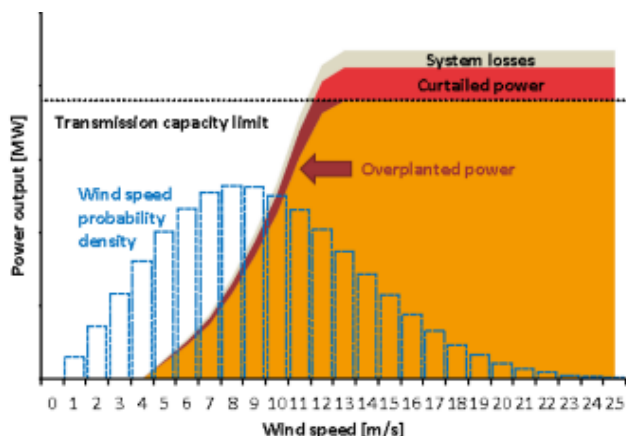
Il “North Sea Wind Power Hub” è un progetto condiviso tra gli operatori di sistema di Olanda, Danimarca e Germania che consiste nel creare una serie di isole artificiali che fungono da centro di controllo di un grosso impianto offshore situato nel mare del Nord (vedere immagine di seguito riportata per l'immaginario del progetto). Per i collegamenti tra le isole e le pale eoliche verrebbero usate connessioni AC e invece quelle HVDC verrebbero impiegate per collegare tali centri di controllo alle reti dei Paesi adiacenti alla zona. Il progetto prevede la creazione di 3 isole per un'estensione di 6 km² in grado di garantire una capacità produttiva complessiva pari a 30 GW. La costruzione di tutto ciò presenta numerose sfide riguardanti l'impatto ambientale, oltre che essere un



grande impegno dal punto di vista economico, ma logicamente rappresenterebbe una grande fonte di energia rinnovabile e permette di avere una riduzione LCOE del 7%.

3.4 “Overplanting” della linea di trasmissione

L'overplanting è un concetto che si riferisce a quando si installano troppe pale eoliche in un impianto eolico rispetto al numero stipulato negli accordi con i TSOs, pertanto, riguarda il problema



dell'ottimizzazione della capacità. Questo fenomeno si traduce in una perdita di potenza, in quanto si ha più capacità produttiva di quanta ce ne serve effettivamente causando dunque perdite e contenimenti energetici. Qui di seguito è riportato un grafico che indica un esempio di ciò (fonte: Wolter et al., 2016).

Come si può evincere dall'immagine i limiti in questione sono forniti dalla capacità di trasmissione dell'energia connessa all'impianto

Capitolo 4 – Affidabilità a lungo termine e sicurezza dei rifornimenti energetici

Una maggiore capacità produttiva negli impianti eolici garantisce una maggiore affidabilità del sistema, anche se i benefici nell'aumento di capacità dipendono da quanto vento c'è nei periodi di picco di carico. A seguito di ciò si genera la questione all'adeguatezza delle risorse per garantire la domanda richiesta in un sistema energetico.

Per valutare l'adeguatezza delle risorse di un sistema bisogna stimarne la capacità produttiva. Solitamente la capacità produttiva ha un trend decrescente a meno che non vengano aggiunte nuove aree di generazione il cui vento non interferisca con quello già esistente.

Con l'aumento dell'integrazione dell'energia rinnovabile nei sistemi è opportuno ricorrere a nuove metodologie per determinare l'affidabilità dei sistemi energetici visto che devono essere in grado di adattarsi alla flessibilità della domanda e a nuovi sistemi di immagazzinamento energetico.

4.1 Stimare la capacità degli impianti eolici

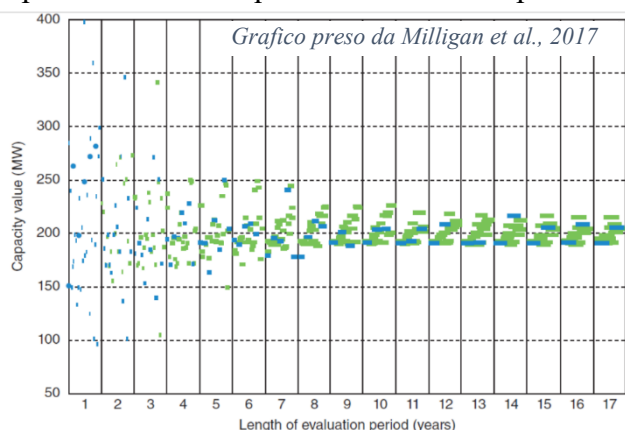
Il valore della capacità di un sistema è basato sulla stima dell'adeguatezza della potenza del sistema e il rischio di deficit di capacità in diverse situazioni. Per calcolarla bisogna seguire l'effettiva capacità del carico che a sua volta poggia sul concetto della probabilità della perdita di carico (LOLP) (informazioni prese da: Holttinen et al. 2012). Le analisi che ci permettono di estrarre questi dati si fondano su metriche statistiche e analisi del rischio.

Inizialmente, sulla base di quanto riportato da Holttinen et al. 2016, nel processo di stima il valore della capacità è simile a quello del fattore di capacità (generazione media). Se nei periodi di picco di carico il fattore di capacità è più alto, ciò si rifletterà sul valore di capacità finale.

Inoltre, a seguito di alcuni studi fatti in Nord America, si è scoperto che il valore di capacità degli impianti offshore tende a essere più alto rispetto a quelli land-based, grazie a un fattore di capacità più alto e una correlazione più grande con le necessità del sistema. Infine, dalle stesse analisi si è notato che aggiungendo potenza al sistema il valore della capacità tende a diminuire e che più l'area è piccola più la capacità scende velocemente all'aumentare del vento (fonte di tutte le informazioni di questa sezione: Holttinen et al., 2016).

4.1.1 Sistemi per stimare la capacità basati dati pluriennali

Avendo dati di più anni è possibile avere una stima precisa della capacità di un impianto. Poi per capire esattamente quanti anni servono per avere un quantitativo di dati che conduce a una stima



affidabile dipende da zona a zona. Ad esempio, nell'immagine qui riportata, si possono notare le misure relative alla Finlandia, da cui si evince che solo dopo 10 anni il valore della capacità è da considerarsi stabile e affidabile. In Irlanda invece si è stabilito che servono 8 anni. In Francia si è adottato un sistema che ha stimato un valore di capacità basandosi su 165 anni di simulazioni che tengono conto delle variabili più disparate.

4.2 Valutazione dell'adeguatezza delle risorse nei sistemi basati sull'energia eolica

Per valutare l'adeguatezza delle risorse, così come stimare i margini di riserva per la sicurezza dei rifornimenti energetici, conviene avere una grande area per l'impianto in questione. Logicamente si avranno benefici maggiori con maggiori di disponibilità di risorse.

In questo contesto è altresì importante registrare eventi metereologici estremi e qui è fondamentale usare scale temporali più grandi possibili. Dunque, tutto ciò rende possibile capire come si può garantire la produzione di energia qualora l'impianto eolico in questione abbia una scarsa produzione. Per farlo sono necessari nuovi strumenti e metodi che verranno analizzate nelle future sezioni.

4.2.1 Acquisizione degli eventi estremi

Negli Stati Uniti, tra il 2007 e il 2013, sono stati raccolti una serie di dati sull'impatto degli eventi estremi come uragani, ondate di caldo e di freddo e si è notato che hanno un discreto impatto sui sistemi energetici. Inoltre, altre osservazioni, hanno fatto notare che i periodi dove il meteo è tranquillo portano a una bassa produzione energetica e pertanto anche questi eventi sono da considerare nelle varie pianificazioni. Le ondate di freddo e di caldo colpiscono il sistema durante precisi momenti della giornata e della stagione, causando problemi all'adeguatezza del sistema e alle capacità di generazione. Inoltre, si è visto che le tempeste tropicali invece causano più danni alle strutture che alla generazione di energia.

Nel Regno Unito, Dawkins (2019) si è occupato di studiare le problematiche relative al meteo e le energie rinnovabili. È stato scoperto che lo stress sui sistemi energetici è dovuto a eventi estremi e a fluttuazioni sulla domanda, ma anche come tutto dipenda da certi fattori come la temperatura ambientale, il rifornimento energetico disponibile e la variazione della velocità del vento.

La soluzione per ovviare ai problemi dati dagli eventi estremi sta nel creare opportuni sistemi di immagazzinamento dell'energia e l'utilizzo di produzione energetica da impianti con capacità fissa tali da garantire una rete più sicura e flessibile.

4.2.2 Metodi multi-area

Una possibilità per garantire l'energia anche nei periodi di bassa produzione in una determinata zona consiste nell'importarla da impianti di zone vicine (che può tramutarsi anche in un'importazione da un altro stato). Difatti più la potenza di un impianto è grande più conviene trasmettere gli eccessi di essa (rispetto alla domanda richiesta) in altre zone che magari soffrono di scarsa produttività in quel determinato momento. È proprio in questi concetti che risiede il fulcro dei metodi multi-area e di seguito è possibile vedere degli esempi di applicazione.

In Svezia si applica una strategia che supporta la rete basandosi sul collegamento con il sistema di potenza Nordico e sul fatto che sono presenti dei sistemi che consentono di rilevare i LOLP nelle varie aree in maniera tale da poter indirizzare dove serve l'energia prodotta nei vari impianti. Sviluppare questo sistema è fondamentale in quanto accelererebbe il processo di denuclearizzazione del paese, anche se servirebbero altre misure come avere: più flessibilità nei sistemi energetici, maggiore capacità produttiva e più interconnessioni (fonte: Terrier, 2017).

In Europa l'ENTSO-E ha stabilito un piano decennale per garantire l'affidabilità dell'energia nelle varie zone europee e ciò si basa su analisi probabilistiche che mirano a studiare e modellizzare possibili eventi che potrebbero causare problemi ai rifornimenti energetici. Dunque, quando vengono previste delle assenze di produzione energetica in uno Stato, accorrono in soccorso le fonti energetiche provenienti da altri stati vicini che magari in quel momento hanno una certa disponibilità energetica da cedere. L'efficienza di tutto questo sistema dipende dalla rete in sé che interconnette i vari stati europei.

4.2.3 Nuove metriche e metodi

I metodi e le metriche tradizionali per determinare l'adeguatezza delle risorse basate su carichi fissi e generatori convenzionali (a combustibili fossili) non si adattano molto bene all'integrazione di più tipologie di fonti energetiche (solare, eolico e batteria) e alla flessibilità della domanda; pertanto, è opportuno definire nuove tecniche che compensino tali cose. Da notare che lo sviluppo di questi metodi deve sempre tenere presente il rapporto costi-benefici e deve garantire la possibilità di individuare gli eventi di perdita di carica, visto che hanno un notevole impatto sull'adeguatezza delle risorse. In seguito per capire meglio di cosa c'è bisogno, ESIG nel 2021 ha stilato una serie di principi che le nuove metodologie dovrebbero avere:

- 1- Quantificare la grandezza, frequenza, durata e le tempistiche dei deficit di capacità.
- 2- Le operazioni pianificate devono essere modellate lungo un arco temporale di molti anni .
- 3- Non c'è un valore di capacità associabile a un impianto che è definibile perfetto.
- 4- La quantità di carico cambia la definizione dell'adeguatezza delle risorse.
- 5- Reti e trasmissioni vicine dovrebbero essere modellate come risorse di capacità.
- 6- Il criterio di affidabilità deve essere trasparente ed economico.

Oltre a ciò, poi ci sono una serie di raccomandazioni da osservare per un futuro che si basa al 100% sulle risorse rinnovabili (fonte: Holttinen et al., 2020):

- 1- Considerare dei livelli di affidabilità.
- 2- Considerare l'impatto della variabilità annuale delle risorse sull'affidabilità energetica.
- 3- Migliorare i dati e i sistemi di acquisizione degli eventi estremi.
- 4- Considerare le aree vicine, usando tecniche opportune.

Capitolo 5 – Affidabilità dei sistemi a breve termine

L'impatto dell'energia solare ed eolica sull'affidabilità a breve termine coinvolge i potenziali impatti sui bilanciamenti tra domanda e rifornimenti a breve termine: tutto ciò viene eseguito impostando le riserve operative per il controllo di frequenza. Queste valutazioni sono ancora più importanti nel caso in cui ci siano più risorse. Una cosa fondamentale da notare sta nel fatto che per valutare l'impatto della variabilità e dell'incertezza delle risorse verranno utilizzate delle connessioni asincrone controllate dagli inverter.

In seguito, un'osservazione interessante è che i risultati di 7 studi sull'integrazione energetica hanno mostrato che con una potenza eolica annuale condivisa al 30-40% non sono necessarie aggiunte nel bilanciamento tra domanda e il sistema di immagazzinamento ipotetico che stiamo considerando. Più l'area è grande più la necessità di bilanciare risulta essere inferiore e la presenza di più trasmissioni riduce i problemi relativi ai contenimenti energetici.

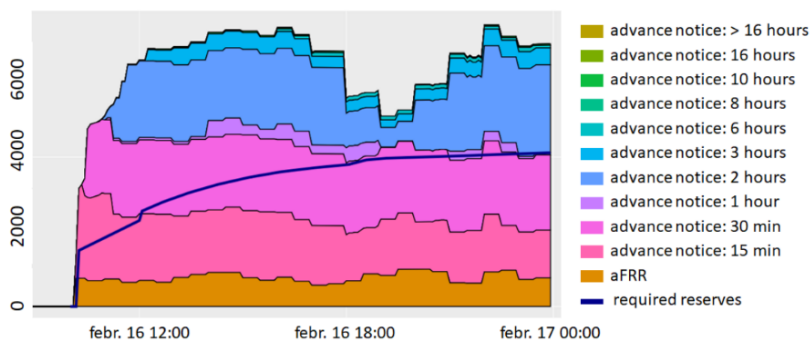
5.1 Riserve operative

L'impatto dell'eolico sulle riserve operative per il controllo della frequenza e del bilanciamento è stato oggetto di numerosi studi per svariate decadi. Il bilanciamento generazione-carico nei sistemi avviene per mezzo delle riserve operative. Da notare poi che gli squilibri presenti in una zona verranno scaricati sulle altre parti del sistema complessivo. Le risposte delle riserve operative del sistema sono suddivise in archi temporali e la loro attivazione può essere automatica o manuale.

5.1.1 Utilizzo delle riserve operative in regioni con grande produzione eolica

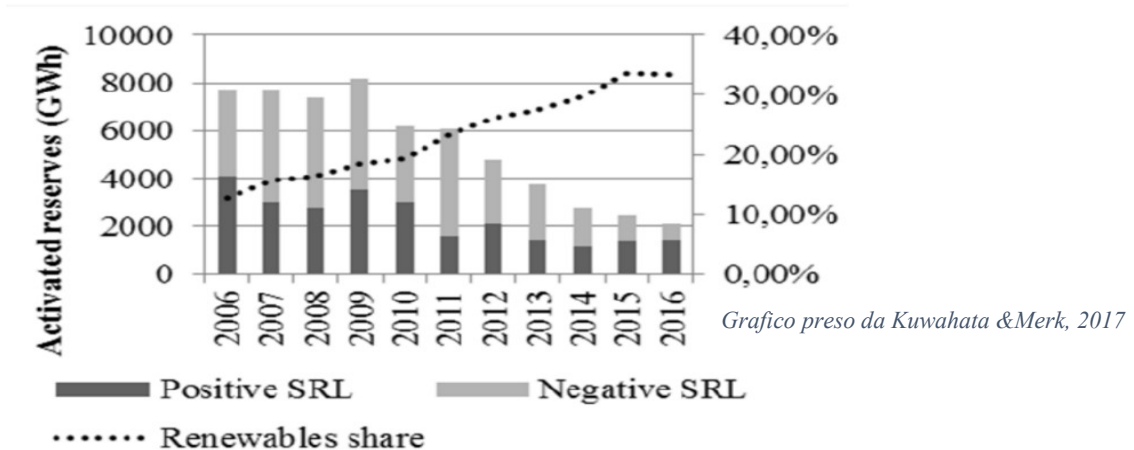
Come ben sappiamo l'energia solare ed eolica aggiungono incertezza e variabilità al sistema e ciò è visto prima come un aumento dell'utilizzo delle riserve operative e dopo come una necessità di aumentare le riserve allocate al sistema. Tra l'altro si può notare come grazie alle riserve è possibile avere nuove pratiche operative e ovviare ai problemi di bilanciamento.

In Francia si utilizza una strategia dove l'operatore di sistema RTE valuta in anticipo l'entità delle riserve e dei margini di sicurezza e così è possibile reagire al meglio alle variazioni delle VRE (variable renewable energy). Nella valutazione dei margini di sicurezza viene considerata ogni

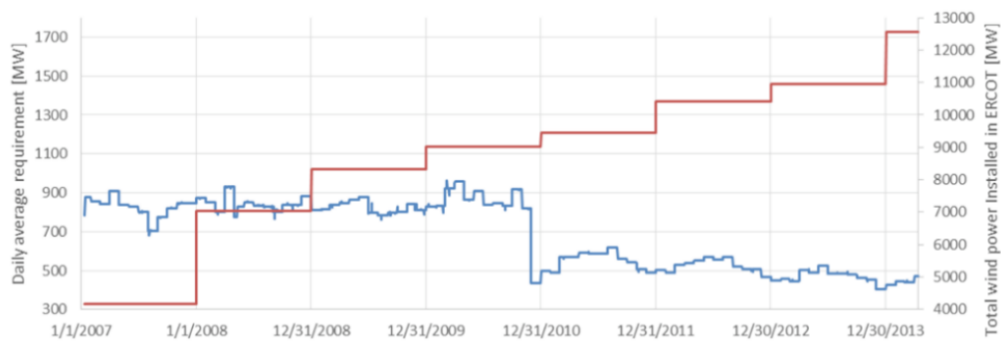


minima variazione data dai vincoli dinamici di ogni unità generazionale. A titolo di esempio qui a lato è riportato un grafico che mostra come i margini di sicurezza vengono valutati da RTE (fonte: RTE internal report).

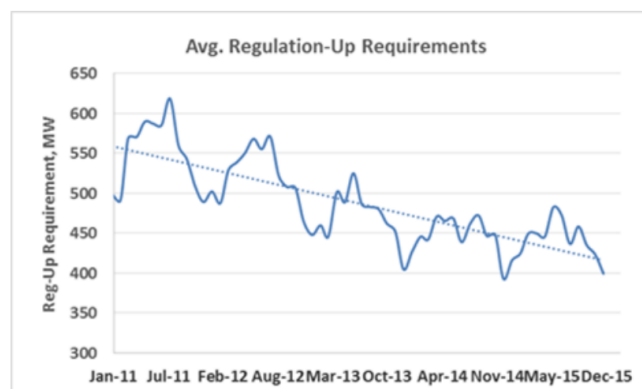
Tra l'altro si è dimostrato che si possono ottenere dei benefici nel cambio delle pratiche operative attuando bilanciamenti condivisi tra operatori di sistema diversi. Questo sistema ha avuto molto successo in Germania, dove il bilanciamento energetico è stato suddiviso tra i 4 operatori di sistema presenti. La diretta conseguenza di quanto visto in precedenza la si può osservare nel decremento relativo all'utilizzo dell'attivazione del controllo di frequenza secondario (SRL) rispetto a un aumento delle energie rinnovabile (che indica proprio il concetto della condivisione dei problemi di bilanciamento):



Anche in Texas è stato utilizzato tale sistema e difatti nella seguente immagine è possibile vedere come l'SRL (blu) diminuisca a favore di un aumento dell'impatto energetico dato dagli impianti eolici (rosso). Dunque, grazie a ciò la necessità di immagazzinare energia è drasticamente ridotta e questa progressiva riduzione è osservabile nel grafico qui sotto riportato (fonte: The University of Texas at Austin energy institute, 2017):



Questi studi sono stati eseguiti dall'ERCOT(Electric Reliability Council of Texas) e oltre a ciò si è notato pure come con il passaggio della capacità da 9.4 a 15.8 GW la necessità della presenza di riserve è in diminuzione nel corso del tempo (fonte: Julia Matevosjana, ERCOT):



5.1.2 Stimare i requisiti per le riserve operative

La cosa principale nell'integrazione delle energie rinnovabile nella rete sta nel creare delle riserve operative volte a sopperire alle incertezze di tali fonti energetiche. Poi bisogna notare che anche le riserve in questione sono soggette a problemi come la variazione della domanda, gli errori di previsione e guasti dell'impianto di produzione o delle interconnessioni, la quale ovviamente bisogna cercare di risolvere.

Ci sono un sacco di stime sull'aumento delle riserve operative a causa della potenza eolica. L'impatto principale di tutto ciò (per studi con il 10-30% della condivisione delle risorse) sta nella risposta lenta e nelle riserve da attivare manualmente, mentre è minore sulla risposta più veloce. Oltre a quanto visto in precedenza bisogna considerare la grandezza dell'arco temporale nella quale le riserve dovrebbero operare e l'estensione dell'area da bilanciare.

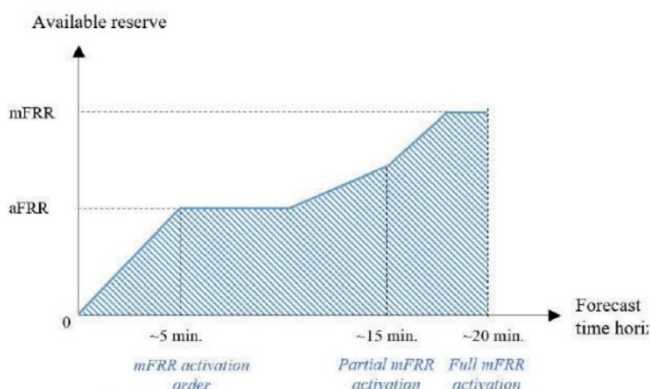
La qualità delle previsioni del vento e del sole influenza l'affidabilità e l'efficienza delle operazioni da effettuare sulle riserve operative. L'eccessivo accumulo nelle riserve energetiche porta a operazioni su di esse inefficienti, tutto ciò perché le previsioni sono variabili e dunque si rischia di avere delle perdite. Di conseguenza per risolvere bisogna fare un compromesso tra perdite economiche e gestione del rischio, per quanto riguarda quante risorse accumulare. L'operazione di dimensionamento delle riserve operative viene realizzata in base a criteri deterministici e in seguito è presentato come alcuni stati europei hanno interpretato questo concetto:

-In Irlanda è stato proposto l'utilizzo di un metodo che determina in maniera dinamica i requisiti delle riserve operative considerando la natura anormale dell'incertezza e della variabilità del vento così come la loro stocastica dipendenza dalle previsioni sulla potenza eolica. Inoltre, è opportuno dire che la maggior parte degli errori di tale sistema si hanno in periodi dove ci sono grandi produzioni energetiche e causano riduzione della stabilità del sistema e aumentano i costi di funzionamento (fonte: Mousavi & Flynn, 2018).

-In Germania invece è stato proposto un metodo basato sull'applicazione della regressione quantilica sulle reti neurali artificiali in maniera tale da prevedere quanto devono essere le capacità delle riserve per arrivare ai livelli di sicurezza prefissati.

Si è notato poi che per stimare l'impatto degli errori di previsione sui requisiti e i margini di sicurezza delle riserve operative si utilizzano degli strumenti che si basano su metodi probabilistici.

Strumenti probabilistici per determinare l'impatto degli errori di previsione sui margini operativi e i requisiti delle riserve operative possono essere usati nel funzionamento e nelle analisi future per determinare i bisogni delle riserve a lungo termine. Su questi concetti poggia il progetto EU-SysFlex dove si usa un metodo probabilistico dinamico per studiare la risposta automatica delle riserve



operative in base alla presenza di risorse rinnovabili (aFRR). Lo strumento funziona andando a stabilire dei margini opportuni per un determinato orizzonte temporale prefissato considerando un livello di rischio prefissato. Da notare poi che questo metodo consente di valutare anche la risposta manuale delle riserve (mFRR) e qui a lato si può vedere un grafico dove si confronta il modus operandi di aFRR e mFRR (fonte: Morin et al., 2019).

-Nelle regioni del mare del Nord lo squilibrio energetico tenderà a salire verso il 2050 visto che verranno aggiunte nuove unità offshore alla rete e pertanto avremo bisogno di un più elevato volume di riserve operative. Per far fronte a ciò il bilanciamento dovrà essere real-time e gestito dalle aFRR che dovranno essere dimensionate secondo metodi probabilistici.

-In Giappone si è pensato di dimensionare le riserve operative in base alla probabilità di perdita di capacità.

5.2 Stabilità e sicurezza della rete

Grandi generazioni di potenza eolica e solare cambieranno le caratteristiche dei sistemi energetici a causa dell'aumento delle risorse "inverted-based" (IBR= sono delle fonti rinnovabili che necessitano di un inverter per poter immettere l'energia nella rete) connesse tramite interfacce elettroniche. Comunque, questi impianti sono in grado di offrire una difesa contro la variazione a breve termine del voltaggio e della frequenza in situazioni di emergenza.

5.2.1 Esempi sui problemi di stabilità dati dalla variabilità di generazione di potenza

In questa sezione sono riportati una serie di esempi di eventi che hanno messo a repentaglio la stabilità dei sistemi di potenza eolici.

La risposta degli impianti alle situazioni di guasto è un grosso problema da gestire. Per i WPPs questi concetti sono stati inseriti nel codice della rete (insieme di regole per la sicurezza della rete) a partire dal 2005, a seguito di studi fatti in Germania e Spagna (fonte: Hottinen et al., 2009).

Un primo esempio di tutto ciò riguarda gli impianti solari in Germania, dove si è scoperto che sono caratterizzati dal problema della frequenza a 50.2 Hz che consiste in una specie di sovraccarico del sistema (troppi GW nella rete).

Qui sono riportati una serie di esempi di instabilità e fenomeni di oscillazione di frequenza:

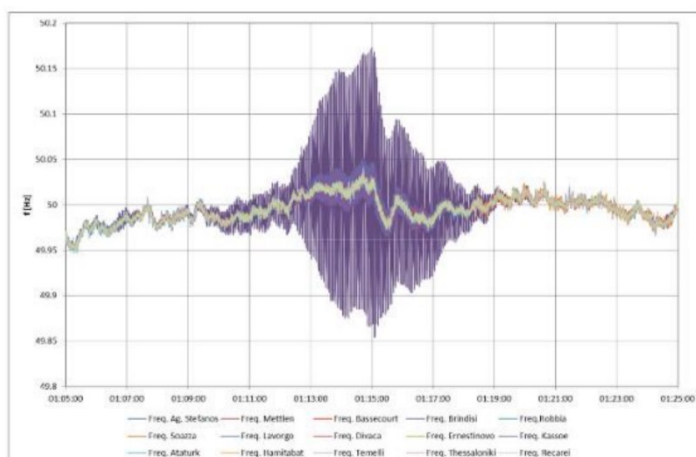
-Nel sud della California nel 2016 un incendio causò lo stacco della rete di un impianto solare di 700 MW e per ovviare a questi problemi si è deciso di inserire le risorse IBR nell'impianto in maniera tale da gestire al meglio queste situazioni di emergenza.

-Nel sud dell'Australia il 28/09/2016 si sono verificati sei errori di sistema in 2 minuti a causa di un violentissimo temporale. Tutto ciò ha colpito l'impianto eolico a causa del fatto che la capacità di previsione a questi eventi non ha funzionato; pertanto, si è migliorata quest'ultima cosa per fare in modo che in futuro situazioni di questo tipo non si verificano più.

-Il 9 agosto del 2019, in Gran Bretagna, dei fulmini di un temporale hanno disconnesso 1 milione di utenti dalla rete elettrica. Il problema è stato un errore nella risposta del sistema di controllo, pertanto per evitare situazioni simili, esso è stato opportunamente aggiornato con nuovi metodi per il controllo.

-Nel sud e nell'ovest dell'Australia si sono verificate delle oscillazioni di frequenza tra i 7 e i 19 Hz e ciò è stato un problema causato dall'eccessiva penetrazione di IBRs nella rete della regione West Murray e da una riduzione della forza della rete dovuta al taglio di alcuni generatori sincroni. Per ridurre queste oscillazioni si è deciso di fare in modo ridurre gli IBRs nella regione West Murray.

Per capire meglio i concetti visti in precedenza è presentata la seguente figura che mostra l'oscillazione della frequenza in prossimità degli eventi di instabilità nell'Europa centrale (le misure sono state eseguite in Italia da Terna nel 2017). Il momento di variazione maggiore è stato causato da un incidente avvenuto durante un periodo di scarso carico. In seguito, una cosa interessante è la velocità di reazione del sistema, difatti dal grafico si può evincere come in 5 minuti si è arrivati alla stabilizzazione dell'evento (in caso contrario ci sarebbe stato un problema).



Solitamente questi problemi di instabilità riguardanti le eccessive penetrazioni degli IBRs sono proprio di situazioni in cui c'è l'interazione tra due sistemi quali ad esempio un impianto eolico e uno solare. Una possibile soluzione per questi problemi può essere la riduzione dell'utilizzo dei generatori sincroni a favore di quelli asincroni in maniera tale da avere una rete più flessibile.

5.2.2 Studi sulla stabilità di frequenza

Con l'aumento della generazione asincrona eolica e solare e il decremento di quella sincrona, il sistema energetico sarà soggetto a una diminuzione dei livelli di inerzia. Proprio quest'ultima caratteristica ha un'influenza sul consumo e sul comportamento dinamico della frequenza dopo una situazione di sbilanciamento. È dunque importante capire che nel caso di bassa inerzia dopo una grossa perdita succede ciò:

-La frequenza decresce velocemente, cioè il ROCOF (=rate of change of frequency) è più alto e conduce a maggiori rischi di guasti negli impianti.

-Il minimo della frequenza nel periodo di transitorio (detto "nadir") è più basso.

La capacità di risolvere i problemi relativi alla stabilità della frequenza dipende dalla grandezza del sistema, dalla potenza eolica generabile e dalle strategie di controllo applicate. Una soluzione per impedire il verificarsi di bassi livelli di inerzia sta nel mantenerla ad alti livelli mediante l'utilizzo di condensatori sincroni o generatori "must-run" (cioè che devono sempre garantire un'energia minima), in maniera tale da garantire una FFR (veloce risposta in frequenza) per arrestare il declino della frequenza. Comunque, è importante ribadire che le soluzioni dipendono anche dalla regione geografica in cui si è, visto che le specifiche sono diverse in ogni caso.

A seguito di studi riportati in Biemann et al., 2020, si è dimostrato che per risolvere il problema dell'inerzia è opportuno utilizzare la tecnologia dei condensatori sincroni visto che è più efficiente ed economica rispetto ai STATCOM (=static synchronous compensator) con sistema di batterie (=BESS) visto che hanno una migliore resistenza ai cortocircuiti e la possibilità di regolare il voltaggio.

Sempre riguardo alla stabilità della frequenza, a seguito di una serie di studi, è opportuno valutare la



Splitting event	Energy Transition			Renewable Ambition			Legend
	NADIR < 47.5 Hz	ZENITH > 51.5 Hz	ROCOF > 1 Hz/s	NADIR < 47.5 Hz	ZENITH > 51.5 Hz	ROCOF > 1 Hz/s	
Iberian Peninsula	0%	0%	~ 38%	< 1%	~ 15%	~ 85 %	<2%
Italy	< 1%	< 1%	~ 58%	< 1%	~ 2%	~ 49%	<15%
Europe in 3	0%	0%	~ 1%	0%	0%	~ 26%	>15%

sua correlazione con le interconnessioni e la divisione dei sistemi in ogni stato dell'Europa continentale. In tale contesto è stato usato il modello dinamico multi-area PALADYN che consente di valutare la frequenza nelle risposte del sistema agli squilibri. Un esempio del concetto di divisione dei sistemi lo si può vedere nell'immagine qui a lato (fonte: EU-SysFlex D2.4, 2020). In queste situazioni il disequilibrio può raggiungere valori molto alti e si può arrivare con

facilità al blackout del sistema. Per stabilizzare la frequenza in queste circostanze è opportuno ridurre

il carico e limitare la frequenza nel meccanismo di “overfrequenza”, anche se comunque non è detto che basti.

Per migliorare i sistemi di prevenzione alle problematiche viste in precedenza sono state pensate una serie di soluzioni qui di seguito riportate (fonte: EU-SysFlex D2.4, 2020):

- 1- Assicurare che le connessioni DC stiano connesse in caso di divisione di sistema.
- 2- Limitare i flussi sui confini della rete causati dalla divisione tra sistemi.
- 3- Ridurre le IBRs (come vento e sole) e aumentare il livello di inerzia con impianti convenzionali, possibilmente senza l'utilizzo del carbone (dunque ad esempio idroelettrico, biomassa o nucleare).
- 4- Fare in modo che ci siano dei modi alternativi di provvedere inerzia come i condensatori sincroni, il controllo “grid-forming” degli impianti eolici e solari o batterie.

5.2.3 Stabilità in altre problematiche

È importante riuscire a mantenere la stabilità del voltaggio all'interno della rete al fine di mantenerne un profilo adeguato e tale da reagire a problemi come incrementi di carico o errori della rete. L'instabilità sta nel non essere in grado di soddisfare i requisiti della potenza reattiva; dunque, dipende dalla capacità della potenza reattiva dei generatori e dalla domanda di potenza reattiva nel carico, ma anche dalle strategie del controllo del voltaggio implementate.

Successivamente è da notare che la presenza di pale eoliche può influenzare la stabilità del voltaggio visto che la potenza reattiva delle turbine viene impiegata per gestire il voltaggio, anche se comunque per essere più sicuri è opportuno implementare dei sistemi di generazione ausiliaria di “must-run”.

Per capire meglio si può vedere come esempio il modello del sistema irlandese che è in grado di gestire la stabilità del voltaggio fino al 40% di presenza di vento. Ultimamente tutto ciò non basta a causa degli incrementi di energia rinnovabile nel sistema (fino al 70% della domanda) e pertanto sono necessari dei miglioramenti. Oltre a ciò, bisogna tenere presente anche della regolazione del voltaggio sta diventando sempre più complessa anche a causa della riduzione della potenza reattiva disponibile e la dispersione locale del vento negli impianti eolici. Per ovviare a tutto ciò bisogna aumentare la produzione energetica asincrona, che consente di avere una regolazione del voltaggio molto flessibile e infatti sono in fase di sviluppo molti algoritmi che consentono di farlo.

Negli USA è stato proposto un metodo per la valutazione dell'impatto dell'integrazione delle energie rinnovabili sulla rete, con una condivisione delle risorse pari al 50%. Qui di seguito sono riportate le principali scoperte riguardo la stabilità dinamica della situazione presentata in precedenza (fonte: MISO, 2021):

-Il potenziale per la stabilità dinamica dovuto a una rete debole aumenta velocemente oltre il 20% della condivisione di energie rinnovabili.

-La stabilità dei piccoli segnali potrebbe diventare un problema oltre il 30% della condivisione dell'energia rinnovabile e può essere indirizzata da speciali batterie o unità must-run equipaggiate con sistemi stabilizzatori.

-La ricerca di luoghi con nuovi sistemi di protezione e dispositivi di trasmissione.

-La tecnologia di rete ha bisogno di evolvere al crescere delle penetrazioni di energia rinnovabile.

Un esempio di regolazioni dinamiche di questo tipo è stato fatto in Texas a opera di ERCOT, che ha fatto delle simulazioni dove si è considerato il 70% della condivisione delle risorse.

Un altro tipo di valutazione che è stata fatta riguarda l'individuazione dei parametri che consentono di capire quanto un sistema si sta spostando verso instabilità. Quanto detto in precedenza è visibile all'interno del progetto europeo MIGRATE (Massive Integration of Power Electronic Devices), dove i parametri per valutare la stabilità sono: la stabilità di frequenza, la stabilità dell'angolo del rotore, la stabilità del voltaggio e le interazioni del controllo sub-sincrono. Questi ultimi consentono di analizzare i cambiamenti strutturali del sistema e consentono di analizzare le variazioni nel comportamento dinamico (fonte: Rueda Torres et al. 2017).

5.2.4 Impatto delle connessioni HVDC sulla stabilità

Una serie di simulazioni fatte in Norvegia mostrano che i vincoli sul voltaggio e sulla capacità della rete elettrica del Nord, costituita da cavi HVDC, consentono di limitare le oscillazioni di potenza. Le simulazioni dinamiche evidenziano che con maggiori carichi si hanno oscillazioni più grandi. Comunque, lo studio dell'impatto sulla stabilità degli HVDC è in continua evoluzione.

Capitolo 6 – Massimizzare il valore dell'energia eolica nelle operazioni

Il valore della potenza eolica è deducibile dall'energia che deve “rimpiazzare”. L'energia eolica permette di abbassare i costi delle altre fonti di generazione. L'obiettivo è quello di creare un sistema energetico più flessibile possibile in maniera tale da avere una produzione eolica efficiente e ad alto valore. Da notare che nel caso in cui il sistema di generazione produce più di quanto la rete può trasportare è opportuno creare dei sistemi di contenimento, in maniera tale da evitare sovraccarichi. Infatti, un eccessivo utilizzo delle misure di contenimento è indice di scarsa flessibilità del sistema. Questa sezione descrive le misure per gestire i problemi di bilanciamento con grandi produzioni eoliche di energia.

6.1 Stima del valore dell'energia

L'energia prodotta da fonti eoliche è valutata in base ai costi che servirebbero per produrre la stessa quantità di energia con in sistemi tradizionali (basata su combustibili fossili). Tra l'altro con l'immenso vantaggio di essere un sistema di produzione a zero emissioni di CO_2 , che tra l'altro ciò influisce sul prezzo dell'energia.

Per stimare i costi di integrazione dell'energia eolica sono stati provati svariati metodi, ma tutti presentano almeno un lato negativo. Quelli più efficaci si basano sul concetto di “benchmarking”, ovvero il confronto con uno standard prefissato e la definizione avviene per mezzo della differenza con lo standard in questione. Da notare poi che è molto complicato avere delle metodologie generiche visto che le variabili in gioco risultano essere molte a causa della possibilità di dover integrare più fonti energetiche diverse e dunque i risultati di un sistema spesso sono specifici per quel sistema.

Il modo più adeguato per stimare il prezzo dell'energia prodotta sta nell'analizzare tutti i costi che servono per realizzare e mantenere l'impianto di produzione dunque: investimenti necessari, costi operativi totali, valore totale del sistema senza specifiche tecnologie. Il tutto poi deve essere rapportato ai benefici che porta il sistema in esame. Dunque, seguendo queste indicazioni si ottiene una stima del valore dell'energia senza dovere utilizzare dei sistemi di benchmarking.

In tempi recenti sono stati fatti dei lavori al fine di trovare una metrica per calcolare il valore e/o i costi delle componenti del vento e altre tecnologie. Queste nuove tecniche prevedono di porre i servizi di rete sulla stessa base monetaria in maniera tale da avere un confronto economico tra differenti sistemi tecnologici.

Il valore dell'energia prodotta dipende poi anche dall'impianto di produzione stesso; infatti, l'energia prodotta da pale alte e con un largo rotore avrà un valore più alto, ma c'è anche dipendenza dall'ubicazione dell'impianto, visto che il vento soffia in maniera diversa nelle varie zone. Poi un ruolo importante se lo giocano anche flessibilità e capacità di immagazzinamento visto che in tal modo è possibile gestire la disponibilità dell'energia e dunque il prezzo.

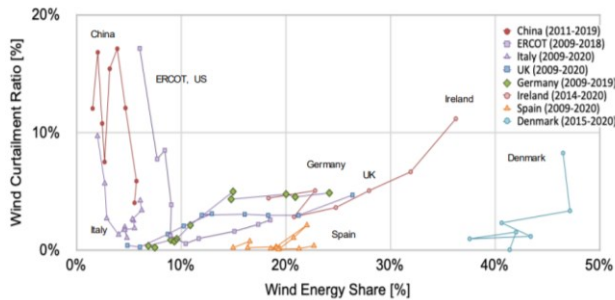
6.2 Contenimento dell'energia

Le misure di contenimento vengono applicate quando c'è un surplus di energia prodotta e il sistema non è in grado di assorbirla, in maniera tale da evitare congestionamenti nella rete. Queste procedure possono essere viste come un modo per disperdere volontariamente l'energia nel concetto del mercato di bilanciamento. Dunque, questi concetti contengono sia una visione tecnica sia economica. Infatti, dal punto di vista economico i contenimenti servono per ridurre l'energia che circola al fine di

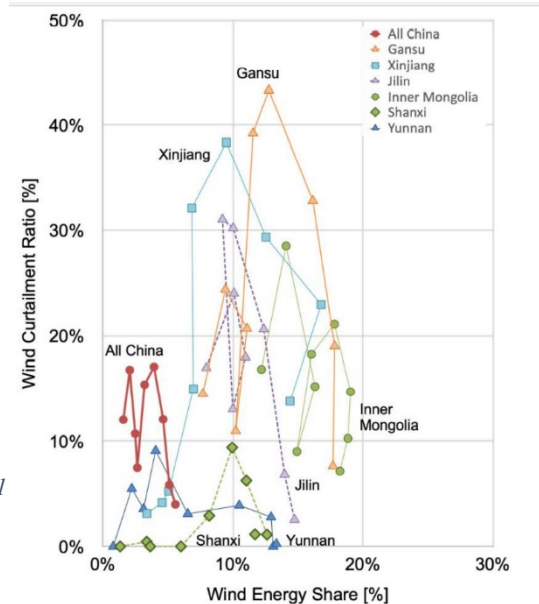
aumentarne il prezzo e massimizzare i guadagni. Anche se comunque fare ciò è uno spreco, soprattutto quando c'è del vento disponibile.

6.2.1 Esempi di contenimenti energetici

Si possono vedere due immagini che graficano gli andamenti dei contenimenti energetici rispetto alla percentuale di energia prodotta in base al vento:

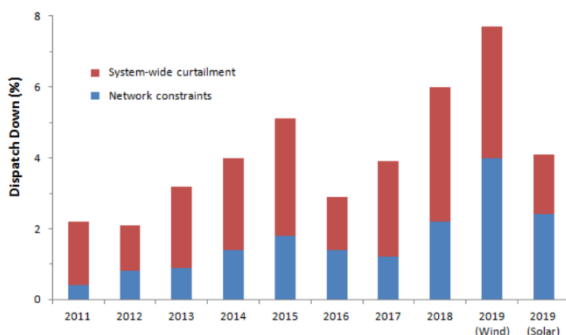


Grafici presi da: Yasuda et al., 2021



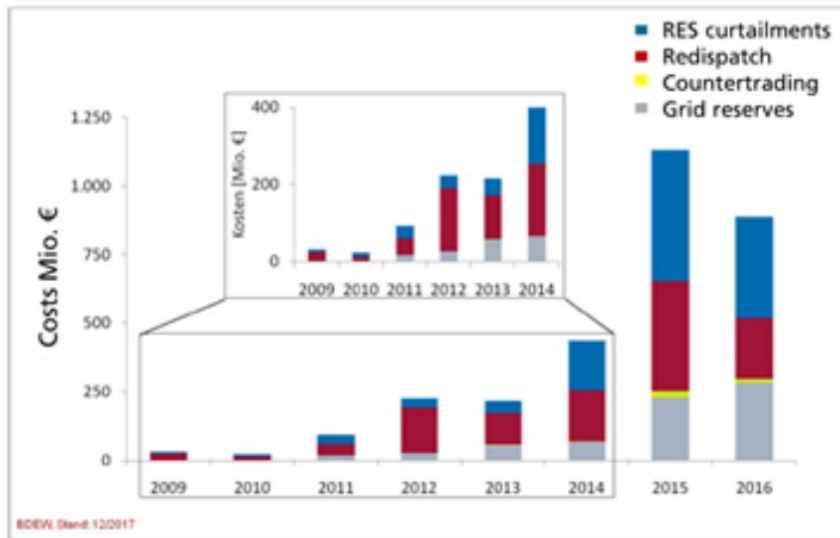
L'immagine a sinistra compara gli andamenti dei contenimenti di Cina, Europa e ERCOT (Texas). La seconda indica quelli delle diverse regioni della Cina.

Il tema dei contenimenti è molto importante nell'integrazione delle energie rinnovabili nei sistemi interconnessi e lo possiamo trovare maggiormente dove ci sono grosse quantità di impianti eolici o dove ci sono dei generatori convenzionali con obbligazioni must-run (cioè che devono essere sempre pronti a funzionare) che rendono il rifornimento energetico molto poco flessibile. Per ridurre il loro impiego è necessario creare degli schemi di rete efficienti per aumentare la flessibilità della rete e migliorare la capacità trasmissiva, in maniera tale da ridurre i colli di bottiglia.



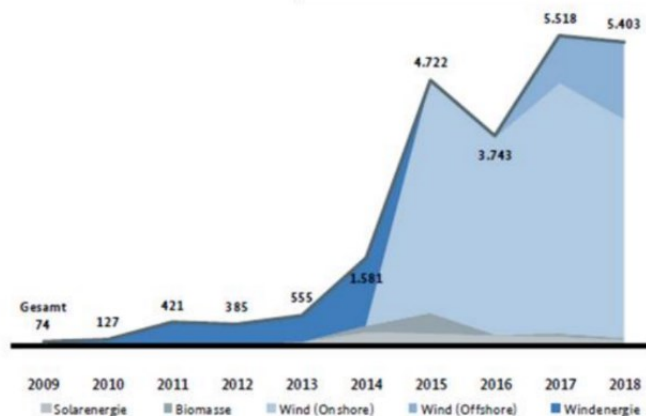
Proseguendo con gli esempi, qui a lato è riportata un'immagine che riporta i contenimenti energetici (sia eolici sia solari) avvenuti in Irlanda dal 2011 al 2019 e notiamo che sono dovuti a due motivazioni: vincoli di sistema e vincoli di rete (fonte: <http://www.eirgridgroup.com/library/>).

Un'altra situazione da valutare relativa a questo argomento è quella della Danimarca dove sono avvenuti degli eventi di contenimento importanti nel 2020, infatti il 9% dell'energia prodotta è stato "disperso" nell'area gestita da Energinet (l'operatore energetico della Danimarca). Ciò si è verificato per tre motivi: il 92% della riduzione è dovuta alle congestioni della rete confinante della Germania, un altro 6% dovuto al prezzo negativo dell'energia e il 2% restante dovuto a congestioni della rete danese. Una cosa molto importante da notare poi è che l'energia in più tagliata dai sistemi di contenimento viene venduta alle reti vicine, ad esempio nel caso della Danimarca la passa alla Germania, e ciò è ottimo in quanto permette di ridurre il dispendio energetico.



In seguito, nell'immagine a lato è mostrato in che modo i ritardi della rete in Germania si traducono in misure di contenimento, con tanto di valutazione a livello economico. È fondamentale sapere poi che qui la gestione del congestionamento avviene in 2 parti: nella prima c'è una determinazione di quali impianti devono essere sovra- o sotto- regolati per evitare le congestioni. La seconda riguarda invece la

sotto-regolazione delle fonti rinnovabili per ridurre le congestioni come atto di emergenza finale. Non c'è una sovra-regolazione in questo caso, bisogna affidarsi solo alle riserve di potenza ausiliarie. Successivamente a scopo integrativo è riportato un grafico che indica le energie rinnovabili alla quale sono state applicate delle misure di contenimento in Germania.



6.2.2 Stimare futuri contenimenti negli studi di integrazione

I contenimenti nell'energia eolica sono stimati tramite delle simulazioni di integrazione per il sistema di distribuzione di potenza. Con l'aumento della disponibilità di vento e sole i contenimenti energetici aumentano, a meno che non si aumenti la flessibilità o non si migliori l'infrastruttura della rete.

I contenimenti dell'energia eolica e delle VRE in generale consentono in qualche modo di aumentare la flessibilità e la capacità di adattarsi alle variazioni del sistema. Forzando l'uscita energetica massima dell'impianto eolico si andranno ad aumentare costi ed emissioni se bisogna tenere attiva anche un'altra unità energetica più inquinante. Dall'altra parte se si dosa la quantità di energia prodotta si aumenta la flessibilità del sistema, così riducendo la necessità dell'unità energetica di supporto più inquinante.

Dagli studi mostrati in Söder et al., 2017 si è dedotto che per condivisioni di vento pari a 30-40% i contenimenti sono a una singola cifra percentuale, dunque significa che sono bassi. Ad esempio, in Canada con il 20% di vento i contenimenti sono a 6.5-6.9 %.

Alla fine, considerando tutto quanto abbiamo detto in precedenza si può concludere dicendo che i contenimenti energetici sono un compromesso tra i costi di investimento dell'energia rinnovabile e i costi del carburante fossile dei generatori termici.

6.3 Impianti eolici per i servizi di supporto alla rete

I sistemi di generazione di potenza hanno bisogno di servizi di affidabilità per operare in sicurezza. Dunque, è importante che questi impianti siano in grado di fornire dei servizi di supporto alla rete.

I WPPs forniscono un servizio di supporto alla frequenza della rete su differenti scale temporali e in diversi posti. Inoltre, è da notare che da analisi fatte in Irlanda, si è potuto stabilire che gli impianti a energia rinnovabile forniscono supporto molto più velocemente rispetto a quelli convenzionali. Per garantire tutto ciò negli impianti eolici vengono inseriti dei generatori sincroni, questa scelta non dipende dal vento, ma dal fatto che bisogna garantire maggiore supporto possibile alla rete, oltre al fatto che bisogna essere in grado di gestire il concetto di integrazione energetica. A tal proposito nei prossimi paragrafi è possibile vedere come funzionano i vari tipi di servizi relativi ai WPPs per le diverse scale temporali.

6.3.1 Servizi di bilanciamento con tempi di risposta di 10-30 minuti

Il primo descritto è quello terziario che consiste nel controllo attivato manualmente (l'abbiamo già visto sotto la denominazione di mFFR), che è fondamentale nel bilanciamento del mercato energetico. Nel Nord Europa le regole di mercato consentono agli impianti eolici di utilizzare questo tipo di sistema e in Spagna questa partecipazione è iniziata nel 2016.

6.3.2 Risposta secondaria/Regolazione AGC

Svariati test hanno dimostrato che gli impianti solari ed eolici hanno una buona e veloce risposta ai segnali di regolazione. In California si è dimostrato che la risposta di un impianto PV del CAISO (the California System Operator) al seguito di un segnale di regolazione è più precisa rispetto agli impianti di generazione convenzionale (fonte: Loutan et al., 2017).

Il controllo secondario (o detto anche AGC= Automatic Governor Control) coinvolge spesso scorte simmetriche, garantendo sia una sovra- che una sotto-regolazione. La seconda può essere garantita quando l'impianto è in funzione e invece la prima solo quando l'impianto è sottoposto a un processo di contenimento energetico. Nell'immagine proposta è possibile notare come un WPP in Colorado applica i concetti appena visti, cioè come viene pre-ridotto e controllato secondo AGC. In giallo sono presentati gli errori di misura.

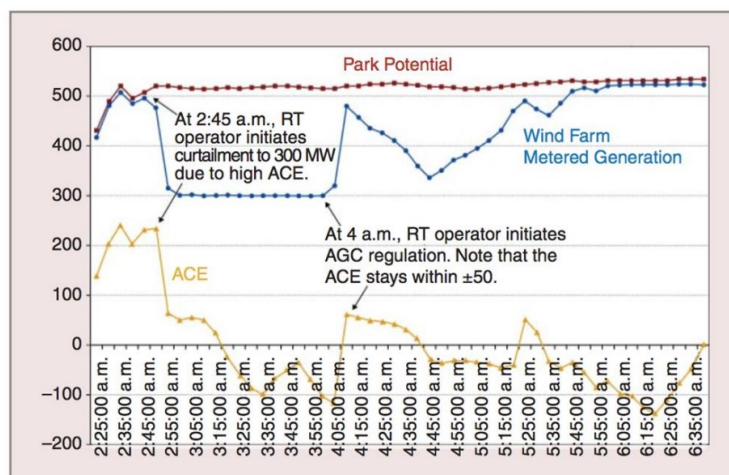
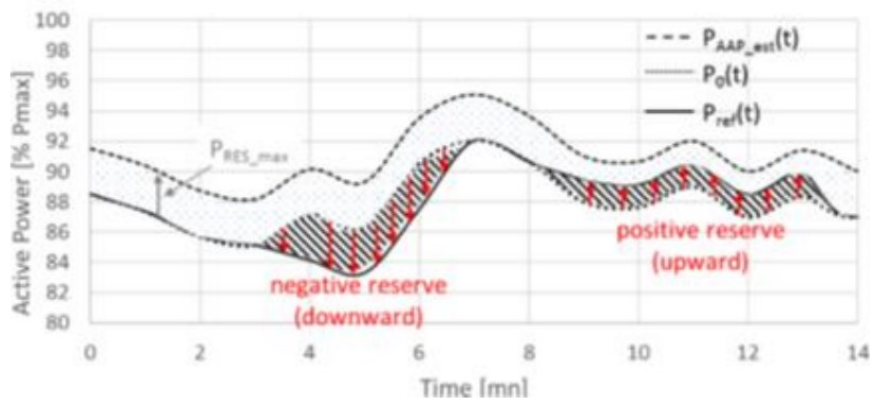


Grafico preso da Drake Bartlett, Xcel

6.3.3 Risposta in frequenza primaria negli impianti eolici

La risposta in frequenza primaria (PFR) corrisponde alla riserva del controllo della frequenza (FCR) (in Europa). Come nel caso precedente, per la sotto-regolazione gli impianti eolici o solari devono semplicemente essere funzionanti, invece per la sovra-regolazione devono essere pre-contenuti. Un esempio di questo tipo di risposta lo si può notare nell'immagine condivisa qui sotto (fonte: Gomes et al., 2020) che indica l'FCR in Europa. La peculiarità di questo metodo sta nel fatto che viene controllata direttamente la velocità della turbina. In questo modo si regola l'energia che può essere prodotta.



6.3.4 Risposta in frequenza veloce negli impianti eolici

Gli impianti eolici e fotovoltaici possono garantire una risposta veloce e aggressiva, soprattutto nel caso dei sistemi a bassa inerzia. La FFR (fast frequency response) è la capacità dei generatori non sincroni di introdurre potenza nella rete a fronte di cambi in frequenza.

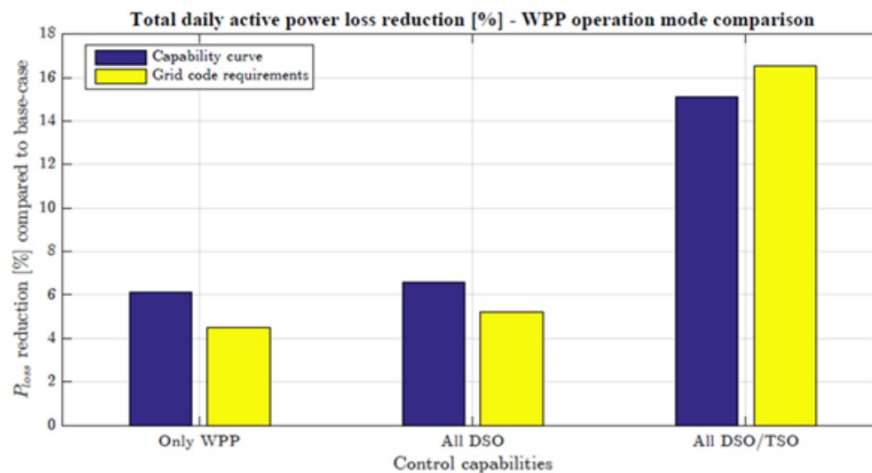
Nel Nord America si utilizza questo sistema dal 2005. Nel 2015 c'è stata una perdita complessiva di 1700 MW nei sistemi sincroni, causando un aumento del nadir a 59.08 Hz. La situazione è stata risolta grazie alla presenza della FFR negli impianti, con la quale si è riuscito a recuperare la frequenza del sistema.

In Texas l'ERCOT ha condotto delle simulazioni che hanno stabilito che la FFR è migliore in benefici rispetto alla PFR trattata in precedenza. Infatti basandosi su carichi industriali di è notato che si ha una FFR in 0.5 secondi con il sistema che è arrivato a una frequenza di 59.7 Hz, che risulta essere più veloce rispetto alla PFR nelle stesse condizioni. Da notare che fino al 2021 la FFR non poteva essere utilizzata vista l'insufficienza di capienza delle batterie, ma ovviamente col tempo si è risolto questo problema.

6.3.5 Servizi per il supporto al voltaggio

Gli impianti eolici garantiscono anche un controllo del voltaggio. L'obiettivo è quello di mantenere i WPPs stabili, che consiste in una sorta di controllo dinamico del voltaggio. Un esempio di questo concetto lo si può vedere in Irlanda, dove è applicato con grande successo (fonte: Sun et al., 2019).

Inoltre è possibile minimizzare le perdite della rete di distribuzione grazie al controllo della potenza reattiva dai WPPs. Da analisi fatte nel progetto NetVind su una rete realistica di 60 kV si hanno riduzioni delle perdite annuali pari al 3% (fonte: Das et al., 2017). Successivamente si è visto che si può arrivare anche al 16% combinando reti di 60/10 kV e 150/60 kV e l'immagine qui sotto riportata certifica il tutto in quanto si può vedere come variano le riduzioni delle perdite in base alla combinazione di rete utilizzata (fonte: Das et al., 2017).



6.3.6 Nuove tecniche per il mantenimento della stabilità

In futuro l'energia rinnovabile dominerà e pertanto sono necessari dei nuovi avanzati servizi che permettono al sistema di raggiungere la stabilità. Qui di seguito ne sono mostrati i più significativi:

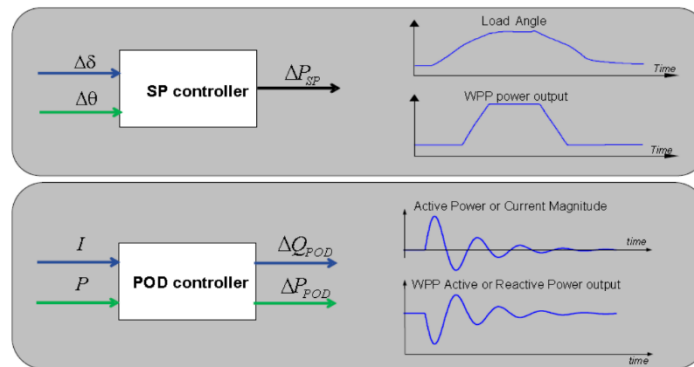
-Smorzamento delle oscillazioni di potenza (POD)

Per questioni legate alla stabilità dell'angolo del rotore è possibile usare i WPPs come sistemi di smorzamento della potenza, ciò risulta essere simile agli stabilizzatori di potenza negli impianti convenzionali. Il controllo è possibile con la modulazione in uscita della potenza attiva e reattiva tramite la regolazione in ingresso del segnale di corrente e del flusso della potenza attiva. Da notare poi che se abbiamo più WPPs serve definire un altro parametro che deve essere dedito alla coordinazione dei vari impianti.

-Potenza sincronizzata (SP)

Sincronizzare la potenza è una caratteristica incorporata dei generatori sincroni che si occupa di ridurre i loro angoli di carico. Se quest'ultimo è troppo grande il sistema di generatori sincroni perde coppia e dunque si perde stabilità. Per evitare quanto appena detto è opportuno fornire al sistema della potenza tramite dei WPPs quando l'angolo del rotore cresce fino al limite consentito. In seguito è opportuno vedere che il cambiamento dell'angolo del rotore è dato da un cambiamento del carico. Dunque, per concludere, si può dire che questa tipologia di controllo prevede la modulazione della potenza attiva in uscita tramite la variazione della l'angolo del rotore di due generatori sincroni e lo sfasamento della tensione di due cavi in ingresso.

Ora è riportata un'immagine (fonte: Sakamuri) che pone a confronto i due metodi visti in precedenza:



-Capacità di “grid-forming”

Gli inverter di tipo grid-forming saranno fondamentali in futuro per mantenere la stabilità nelle reti dove è presente una massiccia quantità di convertitori. Riguardo a tutto ciò la ENTSO-E nel 2020 ha analizzato 7 punti da sviluppare che sono:

1. Creare un sistema di voltaggio
2. Contribuire al livello di guasto
3. Calo delle armoniche
4. Calo degli squilibri
5. Contribuzioni all'inerzia
6. Sopravvivenza del sistema a spegnimenti per bassa inerzia
7. Prevenire controlli irregolari

Queste sono le caratteristiche necessarie per garantire la stabilità del sistema in voltaggio, frequenza e inoltre l'angolo di sistema che deve essere sotto le sue condizioni. Comunque, c'è ancora molto da scoprire riguardo a come migliorare i punti visti in precedenza.

Oggi giorno la maggior parte degli inverter connessi alla rete sono di tipo grid-following, cioè convertono la tensione proveniente dalle risorse (o stoccaggio) in maniera tale che il modulo e la frequenza rimangano entro una certa banda dettata dalla rete; dunque, agiscono solo nel caso in cui si sfiorano gli estremi. Al contrario un inverter nella modalità grid-forming lavora continuamente per mantenere il modulo e la frequenza del voltaggio su valori prefissati, dunque è indipendente dalla rete. Inoltre, garantisce anche dei servizi di stabilità alla rete più veloci in quanto non è continuamente ritardata da loop di controllo.

-Servizio di rifornimento energetico da parte degli impianti eolici offshore

Nei tempi odierni la progettazione delle turbine eoliche e il loro funzionamento devono seguire il “network code”, ovvero un insieme di “regole” stilate da ENTSO-E che servono per facilitare l'integrazione, l'armonizzazione e l'efficienza del mercato elettrico europeo. Nel concetto di rifornimento energetico è opportuno interessarsi dei collegamenti da usare, che in questo caso, a causa dell'aumento degli impianti offshore si è più propensi a usare tecnologie di trasmissione HVDC anziché HVAC. Ciò perché le HVDC si basano su tecnologie VSC (voltage source converter) che consentono un ottimo controllo del voltaggio e della frequenza che permette a sua volta di garantire un rifornimento energetico più rapido verso la rete. Danimarca e Irlanda usano già questo sistema per le connessioni con la Norvegia e la Gran Bretagna.

Un altro punto da analizzare riguardo a tutto ciò è l'energizzazione di grandi reti offshore che si basano sul controllo grid-forming che può essere implementato in due modi: approccio “hard-switching” o il metodo “soft-start”. Il primo dei due conduce a un transitorio significativo, ma permette di avere una struttura definita dell'energizzazione della rete. Il secondo metodo invece

consente di avere un processo di energizzazione più veloce con transistori più piccoli, ma si hanno ritardi nella rilevazione e risoluzione degli errori (fonte: Jain et al., 2019).

6.4 Pratiche di funzionamento: Rete

Tutte le misure per ridurre il collo di bottiglia che causano dei contenimenti energetici contribuiranno alla massimizzazione del valore dell'energia del vento. Per usare in maniera efficiente la rete è opportuno determinare i margini di sicurezza usando informazioni real-time e regolando la gestione della potenza attiva e reattiva.

Le pratiche operative aiutano molto la connessione dei WPPs alla rete e in Giappone si è sfruttato molto questo concetto dove si ha una rete del tipo “correggi e gestisci” che si basa sui seguenti punti:

-Razionalizzazione della corrente anticipata: calcolare la corrente anticipata della linea di trasmissione in uno scenario chiuso di reale utilizzo.

-Controllo di potenza N-1: restrizione della linea di connessione a seguito di un guasto e usare parte della capacità riservata per uso di emergenza.

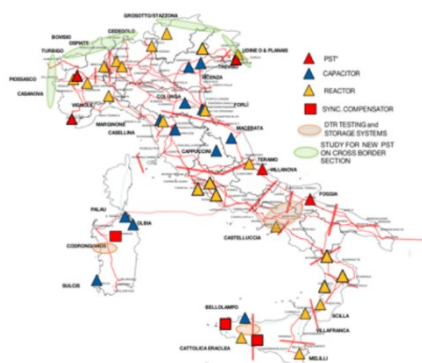
-Connessione non-firm: fornire una connessione sulla premessa che la trasmissione è attiva quando la corrente è tanto piccola da lasciare disponibile della capacità nella linea, ma si restringe quando la capacità operativa è in eccesso.

6.4.1 Gestione dei congestionamenti

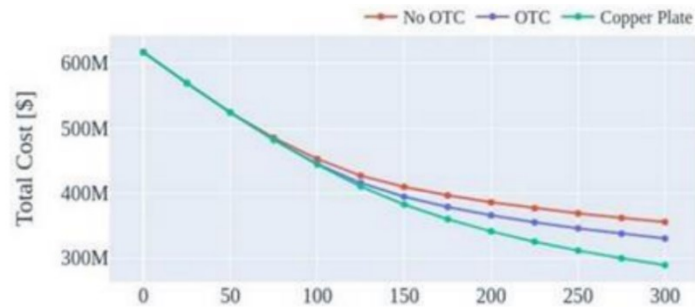
Per la gestione dei congestionamenti ci sono due strade possibili: azioni di rimedio costose e azioni di rimedio non costose. La prima delle due opzioni può consistere ad esempio in una nuova allocazione delle unità di generazione che serve per ridurre la congestione tramite la riduzione del flusso di potenza. Ciò comporta un utilizzo non ottimizzato dei generatori e un aumento dei costi operativi (detti costi di congestione). I contenimenti energetici degli impianti eolici e solari riguardano questa tipologia.

Le azioni di rimedio non costose agiscono su elementi della rete che operano sui flussi di potenza in reti combinate. Questa categoria comprende ad esempio le linee HVDC, la messa a punto delle connessioni AC e i trasformatori “phase-shifting” (trasformatore in grado di controllare flussi di potenza trifase, controllando la fase e possibile controllare il flusso). Grazie a queste modalità si ha una flessibilità tale da poter includere dei cambi nella topologia della rete.

In Italia il problema del congestionamento è molto importante considerando che aumenta sempre di più all'aumentare dell'energia solare/eolica utilizzata, infatti la sovra-generazione porta a un grande stress della rete. Per limitare tutto ciò sono stati proposti dei sistemi di regolazione della tensione e della frequenza dell'energia prodotta oltre che sono stati fatti una serie di investimenti per migliorare le linee di trasmissione da Nord a Sud e per gestire meglio la potenza attiva e reattiva. Vedere l'immagine qui sotto riportata per visualizzare dove sono stati fatti i vari investimenti (fonte: Terna).

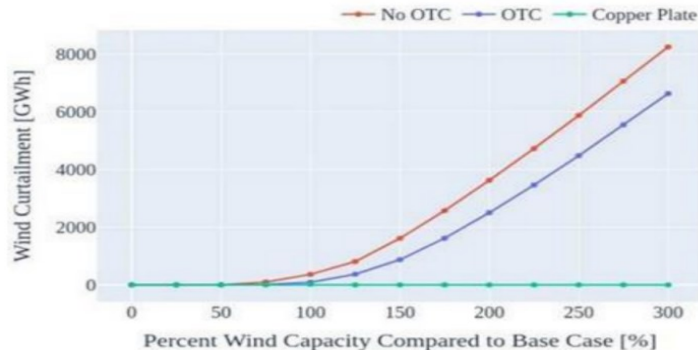


Dunque per diminuire le congestioni bisogna aumentare la flessibilità, pertanto è opportuno avere più impianti di immagazzinamento possibili. Sempre in Italia si sono valutate molteplici soluzioni a riguardo e una di esse è l'optimal topology control (OTC) che rappresenta il futuro metodo operativo per garantire l'integrazione di energie rinnovabili minimizzando il rischio di congestioni. Questo tipo di controllo aumenta l'ottimizzazione con l'aumento della disponibilità delle risorse rinnovabili. Per capire l'efficienza di OTC è opportuno vedere il grafico qui presentato (fonte: Little et al., 2021) che raffigura i costi totali di tre diversi sistemi di controllo (tra cui anche OTC) della rete rispetto a un aumento delle risorse rinnovabili:



Si può notare che i costi di produzione diminuiscono con l'aumento delle risorse. Notiamo che un sistema flessibile OTC riduce i costi rispetto (blu) rispetto a uno che non lo è (rosso).

È possibile poi visualizzare un altro grafico (fonte: Little et al., 2021) che rapporta i contenimenti energetici alla disponibilità di risorse e si può vedere che nel caso in cui viene utilizzato OTC la curva è più bassa rispetto al caso in cui non lo si usa, tutto a testimoniare il fatto che grazie a una maggiore flessibilità è possibile avere minori contenimenti energetici. Da notare che il caso "copper plate" (arancione in entrambi i grafici) è quello ottimale dove i contenimenti sono nulli visto che qui viene usata tutta l'energia disponibile.



6.4.2 Margini di sicurezza e previsioni per le trasmissioni

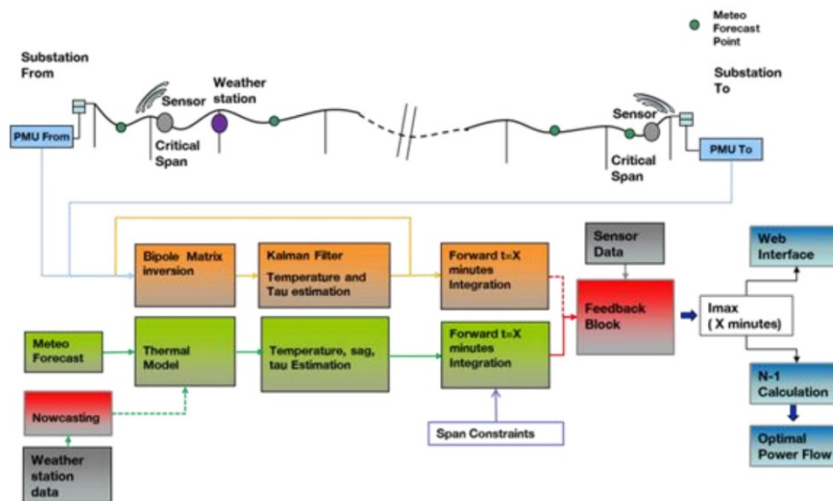
In Francia per dimensionare i margini di sicurezza in anticipo di una settimana si usano previsioni del tempo sia deterministiche sia stocastiche. Sulla base dei dati ottenuti da quest'ultime analisi i sistemi vengono bilanciati e regolati basandosi anche su opportuni livelli di rischio calcolati.

In Germania per stabilire i margini di sicurezza in real-time sono stati selezionati dei metodi di previsione in grado di garantire informazioni adeguate riguardanti la sicurezza della rete e la relativa incertezza.

6.4.3 Dynamic line rating (DLR)

Il più grande fattore limitatore per la capacità di trasmissione dell'energia è dato dalla temperatura. La metodologia "static line rating" (SLR), utilizzata tradizionalmente dagli operatori di sistema, fa in modo che la rete non operi sopra il limite massimo di temperatura in base alla corrente delle linee e alle condizioni meteorologiche. Il problema di questo metodo sta nel fatto che sottostima la capacità di trasmissione visto che non tiene conto di una serie di fattori come, ad esempio, il vento che ha un

effetto di raffreddamento sulle linee. Invece il DLR tiene conto di tutti i vari parametri ambientali permettendo così di valutare in maniera più ottimizzata la capacità di trasmissione di una linea. In Italia l'operatore di sistema TERNA utilizza un modello che esegue una misura diretta sul conduttore per monitorare la temperatura del conduttore (nell'immagine è presentato lo schema di funzionamento, fonte: Terna). Per fare ciò esso si basa sulle reali condizioni metereologiche per ogni tratto della rete. In seguito per valutare l'incertezza del meteo sul DLR di una trasmissione l'algoritmo utilizza la tecnica di "Montecarlo" (analisi statistica). Nel caso in cui si vogliono valutare più linee contemporaneamente la situazione si complica notevolmente e bisogna ricorrere ad altri modelli. Per concludere si può dire che a seguito dei dati raccolti l'utilizzo di modelli che si basano sul DLR si è arrivati a una significativa riduzione dei contenimenti energetici eolici dovuti a congestioni locali.



In Germania ci sono due diversi metodi per stabilire i parametri metereologici rilevanti alla trasmissione di potenza. Il primo si concentra sui singoli circuiti locali e determina i colli di bottiglia che si vengono a verificare a seguito di eventi metereologici (questi punti sono conosciuti con il nome di hot-spot). Il secondo riguarda più l'analisi di una rete complessa dove si fanno delle misurazioni locali che vengono generalizzate il più possibile. Per migliorare i metodi proposti si possono utilizzare strumenti di supporto come i satelliti, i cui dati ottenuti vengono mandati in ingresso all'algoritmo.

6.4.4 Coordinazione tra la trasmissione e la distribuzione degli operatori di sistema

Con l'aumento progressivo della produzione di energia rinnovabile è importante coordinare la gestione delle congestioni e i bilanciamenti energetici tra i sistemi. Ciò si traduce nella coordinazione dei TSOs e dei DSOs.

I DSOs puntano a utilizzare le risorse flessibili esclusivamente per fini propri in maniera tale da evitare o ritardare gli investimenti sulla rete di distribuzione. Con tutto ciò si ridurrebbe la flessibilità delle reti nazionali causando di conseguenza grosse perdite in bilanciamento che allo stesso tempo è fondamentale per la sicurezza delle operazioni nei sistemi di potenza.

D'altra parte la flessibilità espressa in modo locale porta vantaggi ad altri concetti come ad esempio agli aggregatori (entità che vendono l'energia dai DSOs ai TSOs), che di conseguenza verranno valorizzati nei mercati nazionali. Anche se comunque per un funzionamento migliore sarebbe necessaria la presenza di un mondo dove il consumo elettrico è maggiore (ad esempio con i veicoli elettrici). Comunque nonostante tutto gli aggregatori sarebbero in grado di fornire discreti aiuti nei bilanciamenti, pertanto creano benefici a tutti i consumatori.

La questione fondamentale sta nell'ottenere equilibrio tra la gestione locale delle congestioni e l'efficienza e la flessibilità di accesso alle parti da bilanciare. È proprio in questo punto che sta il concetto di bilanciamento tra DSOs e TSOs e infatti a riguardo, nel 2019, sono state pubblicate una serie di regole per garantirlo. Per gestire tutto ciò in Europa è stato creato un "flexibility hub" da EU-SysFlex che oltre a gestire il bilanciamento sopra discusso, si occupa anche della risposta transitoria a livello di voltaggio e frequenza della rete di distribuzione connessa in forma anonima e aggregata.

6.5 Pratiche operative: Market design

Le pratiche operative possono attivare grandi quantità di energia rinnovabile nel sistema generale e possono ridurre i costi extra causati dai tempi di funzionamento. Un modo per cambiarle è attraverso il mercato energetico. In questa sezione l'organizzazione del mercato è mostrata sia dal punto di vista dei sistemi esterni sia da quello degli operatori dei WPP. Questo concetto è fondamentale in quanto ci permette di gestire al meglio le situazioni di siccità e di surplus del sistema energetico.

6.5.1 Sfide e soluzioni per il mercato elettrico con grandi quantità di generazione energetica variabile

Con grande quantità di vento e sole, l'organizzazione del mercato deve aggiungere flessibilità da risorse distribuite, così come dalla parte della domanda bisogna introdurre il concetto del "sector coupling" (creazione di un sistema ibrido che si basa su fonti rinnovabili e gas che deve portare alla decarbonizzazione del sistema). A seguito di un aumento del numero di risorse ci sarà una maggiore complessità anche dalla parte della distribuzione (il mercato si può dividere nella parte della domanda e in quello della distribuzione).

In Europa ci sono 5 sfide per il mercato: l'abbassamento del prezzo medio dell'energia a seguito dell'aumento della capacità produttiva (merit order effect) e il problema della scarsità di fondi (1), l'integrazione di piccoli e variabili sistemi nei mercati energetici e dei servizi ausiliari (2), l'organizzazione del mercato relativo alle emissioni del carbone (3), la raccolta di tutti i valori relativi alle risorse flessibili (4) e l'integrazione geografica delle diverse parti in cui è diviso il mercato (fonte: Strbac et al., 2021; <https://traderes.eu/>).

A titolo di confronto è opportuno vedere gli obiettivi che ci sono negli USA per migliorare il mercato: incentivare l'affidabilità dei servizi e la flessibilità nel funzionamento (1), integrare nuove ed emergenti tecnologie nel mercato (2), garantire l'adeguatezza delle risorse e la resilienza del sistema (3), stabilire il prezzo dell'energia (4), stabilire un coordinamento tra distribuzione e trasmissione e un'interazione tra commercio e rivendita dell'energia (5) e studiare una pianificazione dell'espansione della trasmissione e delle regole finanziarie riguardanti la trasmissione energetica(6) (fonte: Sun et al., 2021).

Successivamente è interessante vedere come i mercati possano facilitare l'interazione tra le varie fonti energetiche tramite i seguenti punti:

- Veloce adattamento tra l'energia "co-ottimizzata" (ottimizzazione energetica tra più fonti) e i servizi di mercato ausiliari con l'organizzazione delle riserve dinamiche.
- Incentivare la flessibilità.
- Considerare l'allocazione della capacità di trasmissione nell'organizzazione del mercato.
- Introdurre riserve che rispondono velocemente e nuovi servizi.
- Trattare le risorse solari ed eoliche come generatori tradizionali.

Dopo ciò è bene spiegare il concetto del cambio del paradigma delle reti di distribuzione che impattano sull'efficienza del market design. Inizialmente non si dava molto peso al ruolo delle reti di distribuzione, ma poi si è notato che hanno impatto importante sull'efficienza; pertanto, si è iniziato a studiare nel dettaglio tale concetto. Per capire meglio è opportuno vedere degli esempi che indicano in che cosa consiste questo cambio di paradigma:

- Distribuzione e separazione devono rimanere completamente separate.
- I mercati devono essere tali che solo DSOs e TSOs possano comprare.
- Una piattaforma comune tra DSOs e TSOs con offerte locali.
- Mercati aperti a DSOs e TSOs, produttori e consumatori con collegamenti a mercati esistenti.

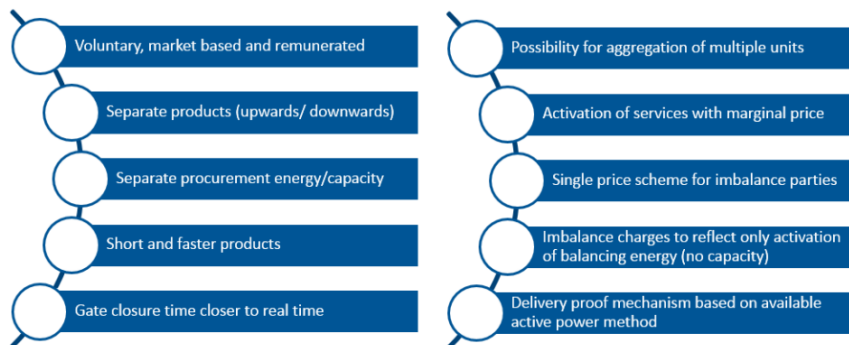
6.5.2 Market design per l'attivazione dell'integrazione della potenza eolica

Ci sono vari modi per aumentare il valore dell'energia del vento nel mercato grazie alla riduzione dei costi di sbilanciamento: devono esserci minori tempistiche tra offerta e consegna e l'aggregazione tra i vari impianti e la strategia di previsione dell'offerta tramite metodi probabilistici. Inoltre, offrendo dei prodotti di bilanciamento durante certe ore potrebbe portare a guadagni extra.

Per far sì che il vento e il sole possano offrire servizi di bilanciamento, controllo di frequenza e altri servizi di affidabilità bisogna cambiare l'organizzazione del mercato: avendo tempi di presentazione delle offerte energetiche (gate closure) più brevi da parte degli operatori, offerte più piccole e la possibilità di offrire la sotto-regolazione separatamente.

Nell'immagine qui sotto riportata (fonte: WindEurope, 2016) è possibile vedere i principali punti che devono rispettare i mercati al fine di avere una maggiore competitività ed efficacia nel bilanciamento:

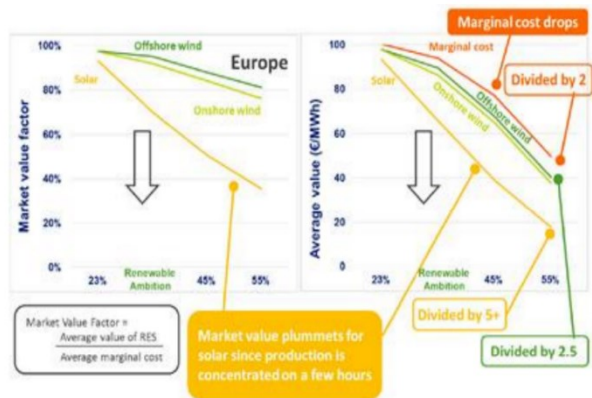
The ten commandments on balancing markets: Key design features



6.5.3 Come aumentare il valore di mercato dell'energia eolico

Il valore di mercato dell'energia eolica dipende non solo da quanto vento è disponibile a un'alta domanda e a un alto prezzo, ma anche da quanta flessibilità c'è quando si ha un surplus nella generazione di energia per evitare cadute di prezzo quando c'è tanto vento.

Solitamente il motivo principale dell'abbassamento dei prezzi dell'energia è dovuto all'eccessiva disponibilità di vento e sole negli stessi periodi della giornata e alla conseguente grande capacità di generazione energetica dei vari impianti. In tal modo si hanno momenti in cui c'è una disponibilità energetica eccessiva e ciò porta all'abbattimento del prezzo.

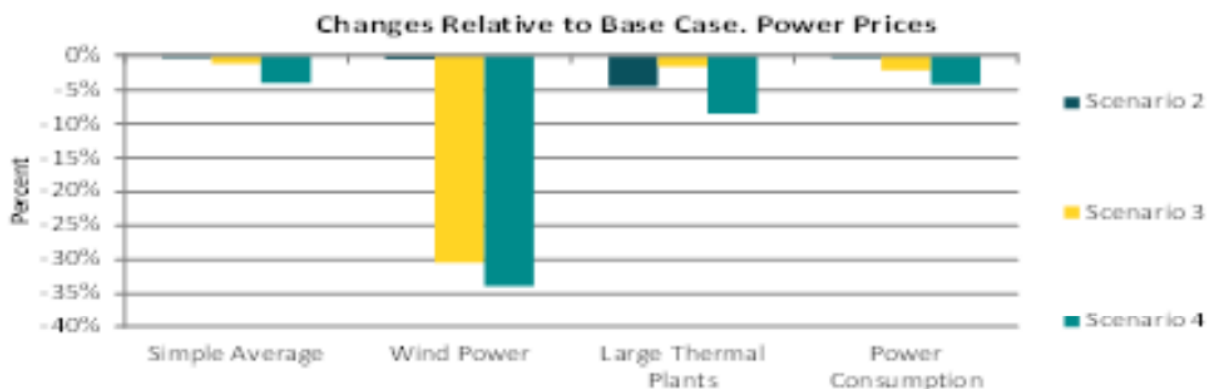


Nell'immagine qui presentata (fonte: EU-SysFlex D2.5, 2020) si può vedere come varia il fattore del valore di mercato dell'energia (valore che indica l'andamento dei prezzi dell'energia) in Europa. In tale grafico si può notare come all'aumento di disponibilità di risorse rinnovabili (VRE, solare ed eolico), il prezzo dell'energia diminuisca. In seguito di fianco a esso è possibile notare un altro andamento che rapporta invece l'andamento del prezzo medio alla disponibilità di risorse (ma l'esito è simile).

In Danimarca, studi del TSO Energinet hanno dimostrato che è molto importante misurare la flessibilità degli impianti a energia rinnovabile e delle interconnessioni, soprattutto per valutare l'impatto economico dei generatori convenzionali. Dunque la flessibilità è molto importante e infatti contribuisce ai seguenti fattori:

- Riduzione delle emissioni di CO₂.
- Riduzione la generazione energetica da impianti a combustibili fossili (carbone o gas).
- Riduzione dei contenimenti energetici dal solare e dall'eolico.
- Prezzi più alti per il mercato per le VRE e per gli impianti più flessibili.
- Miglioramenti nelle contribuzioni ai margini per le VRE e gli impianti.
- Guadagni extra per le società che gestiscono la produzione energetica.

Sempre in Danimarca gli studi di Energinet hanno dimostrato che senza gli sviluppi in flessibilità e capacità di trasmissione tra paesi vicini sarebbe molto complesso essere al livello di integrazione delle VRE alla quale si è arrivati oggi. Per capire l'importanza di queste due caratteristiche, si può visualizzare il grafico qui sotto riportato dove il prezzo dell'energia risulta abbattuto (in percentuale) in base alla combinazione dei vari scenari e al tipo di energia che stiamo considerando (Scenario 2=assenza di flessibilità negli impianti, Scenario 3=riduzione della capacità di interconnessione, Scenario 4= Scenario 2+Scenario 3):



6.5.4 Aumentare i guadagni dai mercati esclusivamente energetici

Nei mercati esclusivamente energetici i guadagni degli impianti provengono unicamente dalla vendita di energia (con qualche aggiunta dalla vendita di qualche servizio ausiliario). Se i prezzi calano troppo c'è il rischio che i produttori di energia si possano ritirare dal mercato e ciò potrebbe essere un problema visto che magari il loro contributo energetico è fondamentale. Inoltre, è interessante notare come queste cadute di prezzo siano spesso concentrate sul breve periodo, pertanto solitamente, si ha che il valore dell'energia tende a oscillare in base alla disponibilità delle risorse sul breve termine, invece, sul lungo termine la situazione tende maggiormente a stabilizzarsi.

Ci sono poi una serie di fattori che possono influenzare il prezzo dell'energia:

- Il prezzo del CO₂ può essere utilizzato per tenere i prezzi alti, visto che in questo modo la produzione con fonti rinnovabili sarebbe incentivata rispetto a quella con i combustibili fossili.
- Il sistema di attribuzione dei prezzi durante la siccità, che in base alle riserve energetiche disponibili varia il prezzo dell'energia (un esempio di un sistema simile lo si può trovare in Texas, gestito dalla ERCOT).
- L'assicurazione di una domanda più flessibile per le ore di siccità in quanto la flessibilità consente di aumentare il livello del sistema e dunque avere prezzi più alti.

6.6 Flessibilità

La flessibilità è un punto fondamentale per l'integrazione dell'energia eolica nella rete, ma anche per determinare i prezzi dell'energia eolica nei sistemi energetici del futuro. In questa sezione del capitolo 6 si andrà ad analizzare il concetto di flessibilità e tutto ciò a esso connesso come l'immagazzinamento energetico, le trasmissioni, la risposta alla domanda energetica e il problema della temperatura dei cavi. Inoltre, sarà possibile vedere anche dei metodi che ci consentono di valutare l'adeguatezza della flessibilità dei sistemi in questione.

6.6.1 Adeguatezza della flessibilità nei futuri sistemi energetici

L'adeguatezza della flessibilità è un argomento che negli ultimi tempi ha riscontrato molto interesse da parte degli operatori di sistema. Da notare poi che la flessibilità, nei sistemi di potenza, è definita come la capacità di reazione alla variabilità e all'incertezza nella generazione e nella domanda.

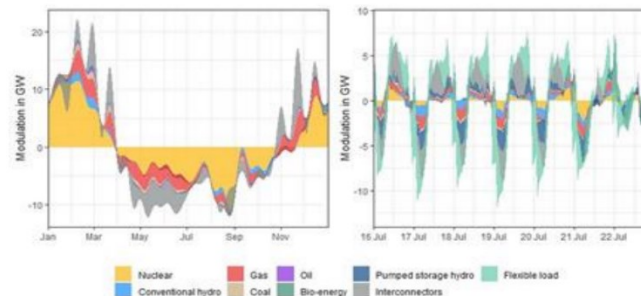
Negli USA per valutare la flessibilità si usa uno strumento chiamato InFLEXion che si basa sull'andamenti del carico della rete. Per garantire dei risultati affidabili il tutto si basa su simulazioni dettagliate delle operazioni di sistema. Inoltre, oltre a quanto già detto, lo strumento si fonda anche sull'analisi periodi dove si ha un deficit di flessibilità e sugli andamenti non previsti.

In Portogallo l'operatore di sistema REN permette la valutazione dell'affidabilità a lungo termine. Il modello PS-MORA si basa sul metodo statistico di Monte Carlo e gestisce simulazioni delle distribuzioni e riserve energetiche con capacità di trasferimento limitate. Da notare che questo metodo è utilizzato per valutare la flessibilità delle centrali idroelettriche presenti nel Paese.

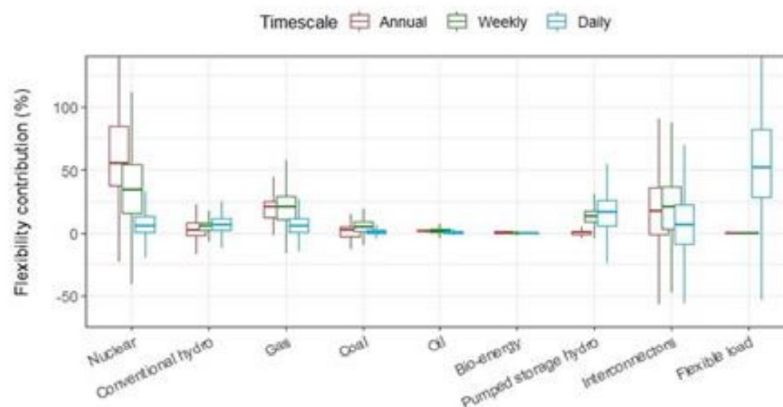
In seguito si può vedere l'IRENA (International Renewable Energy Agency) FlexTool che serve per analizzare la flessibilità dei sistemi fornitori di potenza e usa un modello di ottimizzazione per mostrare quando il sistema ha insufficiente capacità per soddisfare la domanda. Questo modello funziona mandando in esecuzione più simulazioni in parallelo al fine di creare un insieme di risultati affidabile.

Il progetto europeo OSMOSE si basa su un processo a due step per considerare le reali operazioni di mercato nella valutazione della flessibilità. Come primo passo la flessibilità può essere studiata considerando un bilanciamento con una "perfetta competizione" tra vincoli tecnici e costi associati e la massimizzazione del benessere sociale della zona considerata. Questa valutazione mostrerà il massimo guadagno possibile, che verrà utilizzata come livello. Il secondo step si occupa invece di valutare le previsioni sull'incertezza e le questioni legate al mercato energetico (come regole, partecipanti, le strategie dei partecipanti ecc.).

Un altro tema interessante riguarda il capire quali impianti forniscono la flessibilità e a tal proposito in Heggarty et al.(2019/2020) sono state proposte due soluzioni che sono in grado di quantificare chi fornisce la flessibilità al sistema e sono conosciuti con i seguenti nomi: “The flexibility solution modulation stack” e “The flexibility solution”. Questi strumenti sono in grado di adattarsi alla comparsa di nuove misure che portano flessibilità al sistema generale. Sono proposti due grafici per esemplificare quanto detto in precedenza (fonte: Heggarty et al., 2019).



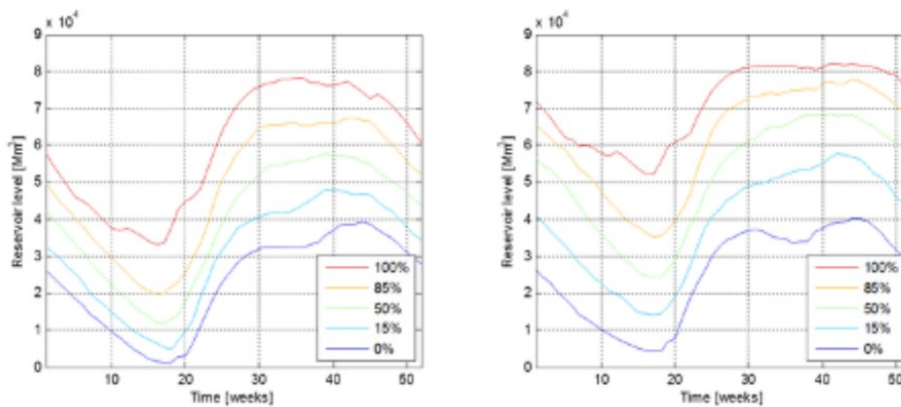
I due grafici riportati indicano chi fornisce la flessibilità da un punto di vista della potenza a livello annuale (sinistra) e giornaliero (destra) in Francia nel 2018. Sempre a titolo di esempio qui sotto si riporta un'altra immagine che indica invece le contribuzioni percentuali alla flessibilità sempre in Francia nel 2018 (fonte: Heggarty et al., 2019).



6.6.2 Flessibilità dall'idroelettrico con immagazzinamento

I bacini idroelettrici e i depositi di energia associati offrono grandi possibilità di bilanciamento, ma sono naturalmente limitati da condizioni geografiche e topologiche. I bacini idrici del Nord Europa sono visti come delle “batterie verdi” per l’energia eolica e solare. Infatti, a seguito di una serie di simulazioni si è stimato che il bacino idroelettrico norvegese è fondamentale per il bilanciamento energetico a livello europeo. La limitazione nell’utilizzo di tutto ciò sta nella capacità energetica massima dei generatori e dei cavi utilizzati, dunque non la capacità di immagazzinamento stessa dei vari bacini e sistemi di storage.

Nei grafici qui riportati è possibile notare la variazione dei livelli dei bacini idroelettrici con l’aumento della capacità di potenza dell’impianto associato (il grafico a sinistra si riferisce agli andamenti nel 2020 e quello a destra alle simulazioni degli andamenti nel 2030) (fonte: Jaehnert, Korpås, Doorman (SINTEF/NTNU)).



È molto importante avere dei modelli che riflettono i bilanciamenti modo realistico. Per esempio, in Svezia e Norvegia ci sono più di 600 impianti idroelettrici con una capacità di immagazzinamento complessiva pari a 120 TWh, pertanto il sistema risulta essere molto flessibile. Le limitazioni dell'affidamento sulle risorse idroelettriche stanno nel fatto che se le centrali stanno tutte sullo stesso fiume, esse non potranno godere di bacini molto estesi e ciò diminuisce la capacità di immagazzinamento. Di conseguenza per semplificare l'analisi della situazione con le simulazioni è pratica comune aggregare le varie centrali e trattare il tutto come un'entità unica.

Per capire quanto sia importante l'idroelettrico in ambito della flessibilità è riportata una tabella dove il NARIS ha quantificato i benefici che si otterranno con sistemi che poggiano su questo tipo di flessibilità per il 2050:

Metric	Impact
Cost	Today's level of hydropower flexibility reduces annual operating costs by \$2.3 billion, which represents 3.0% of the system production costs.
Curtailment	The flexibility of hydropower to turn down in periods of curtailment and generate more in periods of need reduces curtailment from 9.9% to 9.2%. ^a
Generation	The reduction in curtailment leads to a reduction in generation from fossil-fueled units of 22 TWh (1.6%); this includes an increase in coal generation of 4 TWh and a decrease in gas of 26 TWh. ^b
Emissions	Increased flexibility reduces emissions in this scenario by 1.3%.

These values are based on a comparison of the 5-minute dispatch model runs from the Low-Cost VG scenario with runs from an identical scenario with all hydropower flexibility disabled (i.e., dispatchable hydropower generators are assumed to have flat output levels for each month). U.S. and Canadian hydropower was included in the sensitivity, so results presented are aggregated for the continent.

^a Curtailment reported here is a U.S. and Canada average, because the sensitivity was done for all U.S. and Canada hydropower.

^b Because the dispatch of generators is a cost optimization, increased flexibility will lead to selecting lower-cost resources (in this case, coal because of fuel costs)

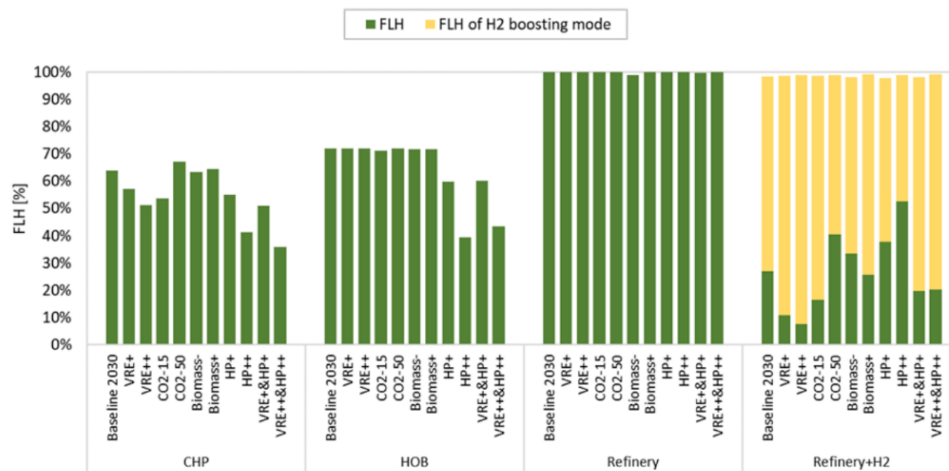


L'aumento della capacità degli impianti idroelettrici è visto come un grande aumento di flessibilità in Spagna, Portogallo e Italia. In Italia ci sono 22 impianti di stoccaggio dell'energia idroelettrica (visibili nell'immagine qui a lato, fonte: Terna) che garantiscono una generazione di 7.6 GW e una capacità di assorbimento pari a 6.5 GW. C'è anche in programma di installare altri 3 GW di capacità di immagazzinamento.

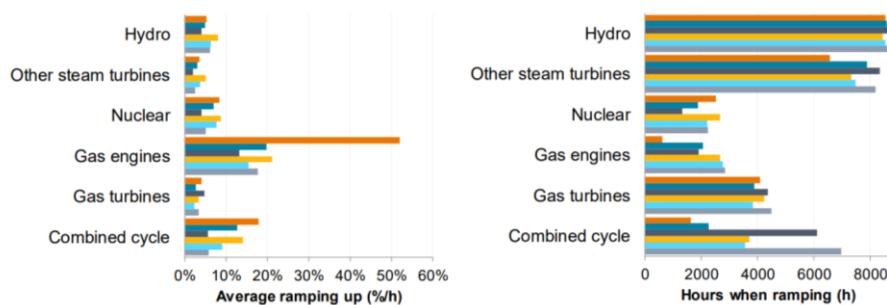
6.6.3 Flessibilità degli impianti di potenza termica e riscaldamento termico

In Cina tra il 2015 e il 2020 sono stati apportati numerosi miglioramenti agli impianti di potenza termica (per una capacità pari a 200 GW). Da notare che la maggior parte di essi sono stati fatti nelle regioni occidentali e settentrionali, i quali peraltro hanno anche grandi disponibilità di risorse rinnovabili causando la necessità di avere una serie di ammodernamenti nei vari impianti in maniera da avere una maggiore flessibilità.

In Finlandia, in Lindross et al.,(2021) si è studiato come gli impianti a biomassa possano provvedere la flessibilità. A tal proposito, tramite delle simulazioni, sono state confrontate 4 tecnologie (sono riportati nei grafici che indicano il funzionamento a carico massimo di ogni impianto in base alla risorsa inserita, fonte: Lindross et al., 2021): impianti a combinazione di calore e potenza, impianti con gli heat-only boiler (impianti di riscaldamento che sfruttano l'acqua, ad esempio la caldaia domestica), impianti a bioraffineria e impianti a bioraffineria con combustione di idrogeno. Tutti gli impianti permettono la riduzione di CO₂, ma nel caso di quelli a bioraffineria per avere flessibilità deve esserci la combustione dell'idrogeno. Gli heat-only boiler sono quelli che hanno le prestazioni migliori e anche a più basso rischio, visto che sono quelli che costano di meno.



L'impatto a lungo termine dell'energia eolica e solare così come la risposta alla domanda nella generazione termica sono argomenti studiati da Helistö et al.(2018), che si è soffermato su come cambia chi garantisce la flessibilità in base all'intensità e alla frequenza della presenza delle risorse rinnovabili. Lo studio della risposta alla domanda consente di capire di che tipo di impianto termico si tratta. A tal proposito si possono visualizzare i seguenti grafici che si riferiscono agli andamenti del tipo di generazione termica in Nord Europa:



6.6.4 Flessibilità attraverso l'uso delle trasmissioni e delle interconnessioni tra aree vicine

Condividere i problemi di bilanciamento tra aree vicine è un modo molto efficace per aumentare la flessibilità del sistema di potenza e aiutare a migliorare la gestione della variabilità e dell'incertezza.

Per capire l'utilità di tutto ciò si può vedere come in Cina ci sono molte regioni che hanno adottato questo concetto e i miglioramenti si sono visti, difatti tra il 2019 e il 2020 a seguito dell'applicazione di tale politica i contenimenti energetici sono diminuiti del 5%.

Nel collegamento tra le varie aree vicine, ulteriori benefici, sia economici sia tecnici, sono portati dall'inserimento nella rete dei collegamenti HVAC e HVDC. È da notare poi che la tecnologia HVDC può portare ulteriori vantaggi rispetto a quella HVAC. Con la tecnologia di conversione della sorgente di voltaggio (VSC) disponibile oggi le linee di HVDC possono garantire i requisiti per la propria potenza reattiva, eliminando le necessità di compensazione di essa dall'esterno.

La creazione di grosse reti (macro grids=grandi reti fatte da collegamenti di tipo HVDC e HVAC) si traduce in un aumento degli investimenti in trasmissioni, ma in una diminuzione degli investimenti in immagazzinamento/energia eolica/solare così come nei costi di funzionamento. Brown & Botterud (2020) hanno esaminato l'ottimizzazione e la coordinazione dei piani di trasmissione di diversi tre approcci: stato-a-stato, regionale e nazionale. Infatti, se l'ottimizzazione dell'area geografica e la coordinazione del piano aumentano i costi complessivi del sistema tendono a diminuire.

6.6.5 Flessibilità delle misure dalla parte della domanda

In Cina la risposta alla domanda energetica e i veicoli elettrici sono visti come una nuova frontiera per la flessibilità e infatti sono considerati nei piani di espansione dell'energia rinnovabile.

In Francia per la regolazione dei prezzi dell'energia sono state introdotte delle "scatole energetiche" che variano il prezzo dell'energia in base ai segnali real-time che arrivano in input.

La risposta alla domanda può aggiungere molta flessibilità al sistema grazie alla comparsa degli "aggregatori" che offrono servizi aggregando piccoli carichi presenti nella rete.

Un'altra cosa che garantisce una maggiore flessibilità nella risposta alla domanda risiede nell'utilizzo degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno (un macchinario elettrolitico alimentato a energia elettrica che sfruttando un elettrolita e una membrana è in grado di separare la molecola d'acqua in ossigeno e idrogeno). Infatti, grazie a ciò è possibile avere un modo per immagazzinare l'energia garantendo così la flessibilità di cui abbiamo parlato in precedenza. Oltre a quanto detto in precedenza sono molto utili dato che la loro capacità di variare il livello di consumo in pochi secondi apre loro la strada per giocare un ruolo di bilanciamento e di fornitura di servizi ausiliari nel mercato energetico del futuro. Da notare che possono garantire anche la flessibilità a lungo termine. Inoltre, sono anche adatti al controllo del voltaggio e alla gestione dei congestionamenti nelle zone in cui è necessario questo tipo di servizio. Dunque, gli elettrolizzatori sono in grado di migliorare la congestione della rete, la stabilità del voltaggio locale e la stabilità dell'angolo di rotore.

6.6.6 Flessibilità dai magazzini energetici (storage)

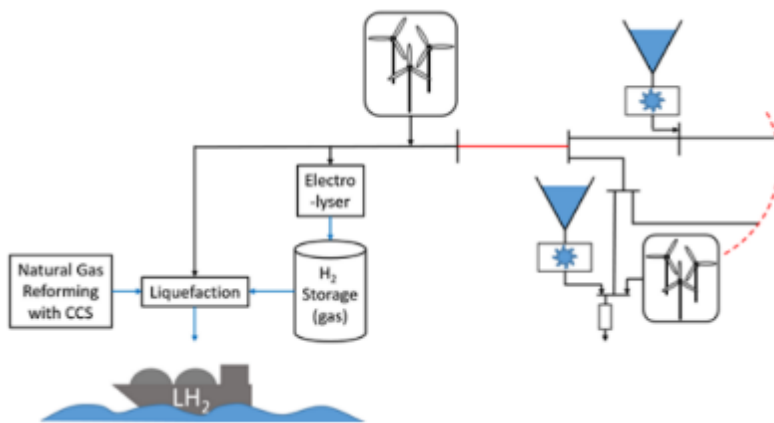
Gli storage di energia sono delle strutture in grado di fornire flessibilità e un insieme di servizi ausiliari lungo molteplici scale temporali. I costi per la loro implementazione risultano essere alti, soprattutto se li si vuole inserire direttamente negli impianti di produzione, ma comunque il loro prezzo sta progressivamente scendendo.

È interessante poi notare come con l'aumento della disponibilità di risorse rinnovabili, la flessibilità del sistema cresce in importanza e dunque i meccanismi del mercato energetico devono fare in modo di incentivare e permettere che il massimo valore della flessibilità di ogni risorsa sia accessibile.

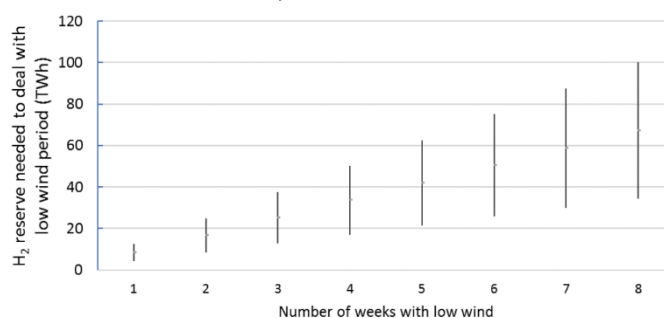
Le inefficienti strutture di mercato e l'incertezza dell'energia rinnovabile possono portare a operazioni di immagazzinamento dell'energia non ottimali che portano a un impatto negativo sui ricavi ottenibili. Per migliorare il tutto a elevate disponibilità di risorse rinnovabili è necessario adottare pratiche operative diverse. Gli algoritmi che gestiscono l'organizzazione dell'immagazzinamento devono essere tali da poter gestire l'incertezza delle risorse così come la volatilità dei prezzi dell'energia e i prezzi dei servizi ausiliari. Inoltre essi, oltre a garantire la massimizzazione dei profitti, devono essere anche capaci di registrare le incertezze dei prezzi dell'energia e delle riserve di essa.

In Italia i depositi energetici in Sicilia e Sardegna sono stati provati sperimentalmente dall'operatore di sistema Terna in maniera tale che forniscano supporto al controllo della frequenza. L'impianto di 40 MW offre una risposta rapida al fine di aumentare i margini di sicurezza della rete ad alto voltaggio.

Negli ultimi anni si è iniziato a utilizzare l'idrogeno come fonte energetica e una delle principali sfide legate a tutto ciò riguarda proprio il suo immagazzinamento. Lo sviluppo di tutto ciò lo si può intuire dal fatto che per il 2050 è previsto l'impiego di energia da idrogeno per la risoluzione dei problemi di bilanciamento e flessibilità dei sistemi rinnovabili. Oltre a essere un metodo per "conservare l'energia" l'idrogeno può essere anche utilizzato come "combustibile" nei veicoli elettrici, pertanto può portare alla risoluzione di numerosi problemi che affliggono il nostro mondo. In seguito in Norvegia si è stimato (fonte: Bødal & Korpås, 2017) che grazie alla produzione di energia via idrogeno tramite elettrolizzatori è possibile aumentare la produzione di energia eolica visto che il sistema complessivo risulta essere più flessibile e dunque abbassa anche la necessità di rinforzare la rete energetica (permettendo di investire più risorse nella generazione). Rimanendo sempre in Norvegia è interessante notare come grazie alla costruzione di centri di produzione di idrogeno e di sistemi di liquefazione è possibile aumentare la produzione energetica da 300 MW a 650 MW. Di seguito è presentata un'immagine che mostra la schematizzazione degli impianti citati in precedenza e la loro collocazione nelle reti elettriche (fonte: Bødal & Korpås, 2017).



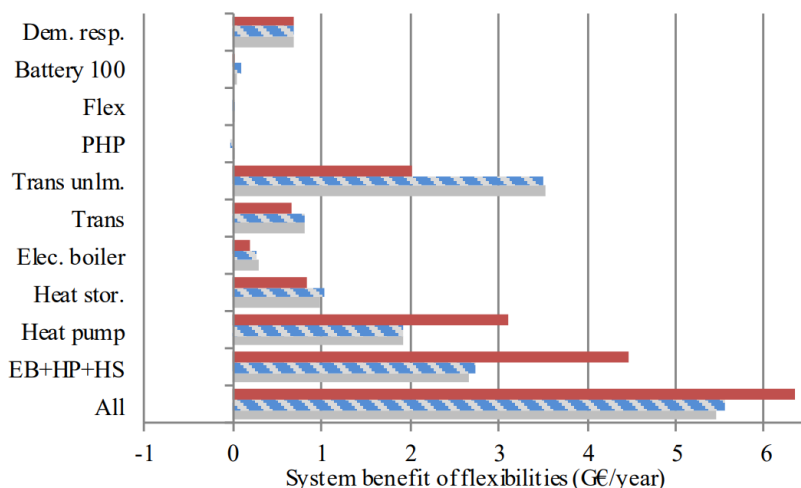
Nel Regno Unito ci sono gli elettrolizzatori (macchinari che permettono la produzione dell'idrogeno a partire dall'acqua) che facilitano l'integrazione dell'energia eolica nella rete elettrica. L'idrogeno volendo può essere ricavato anche dal metano e tra l'altro risulterebbe una metodologia più economica rispetto che ricavarlo tramite elettrolizzatori. Nonostante ciò, conviene ugualmente scegliere la via degli elettrolizzatori visto che porta a benefici maggiori nell'integrazione dell'eolico. Un'altra cosa importante da dire è che i depositi energetici a lungo termine permettono di aumentare la sicurezza degli impianti contro eventi meteorologici estremi. Le migliori riserve di questo tipo sono quelle idroelettriche, ma volendo come alternativa a ci sono anche gli stock di idrogeno. Da notare che in Gran Bretagna l'idrogeno da accumulare è calcolato come energia prodotta a bassi livelli di vento in funzione del numero di settimane. Per capire meglio quest'ultimo concetto è presentato il seguente grafico (fonte: Strbac et al., 2018):



6.6.7 Comparazione delle varie opzioni di flessibilità

Nel 2030 il sistema energetico del Nord Europa sarà caratterizzato dal fatto che il 40% dell'energia della rete che sarà rinnovabile e sarà dotato di varie opzioni di flessibilità date da riserve energetiche idroelettriche che si complementano con delle batterie: le batterie garantiscono un bilanciamento a breve termine (qualche ora), invece l'altro più sui lunghi periodi. Ciò vale perché il costo delle batterie è determinato dalla capacità kWh, invece quelli degli stock idroelettrici dipendono quasi solo dalla potenza in questione (kW). Da notare poi che le batterie riducono la necessità di impianti potenti mentre l'idrelettrico consente la riduzione della necessità di turbine a gas in cicli combinati (fonte: Askeland et al.,2016).

Capire quale sistema di flessibilità adottare nell'impianto, nella trasmissione e nel sistema di immagazzinamento risulta essere una scelta molto difficile. Nella scelta bisogna seguire molteplici fattori come le tempistiche, il luogo, l'entità dell'investimento sullo stoccaggio. Dunque, in base a tutto ciò è possibile capire i benefici che si ottengono dalla scelta di un tipo di flessibilità piuttosto che un altro in una determinata zona. Un esempio di comparazione tra i vari sistemi del Nord Europa con 40% del vento è mostrato nella seguente figura (fonte: Kiviluoma et al.,2017):



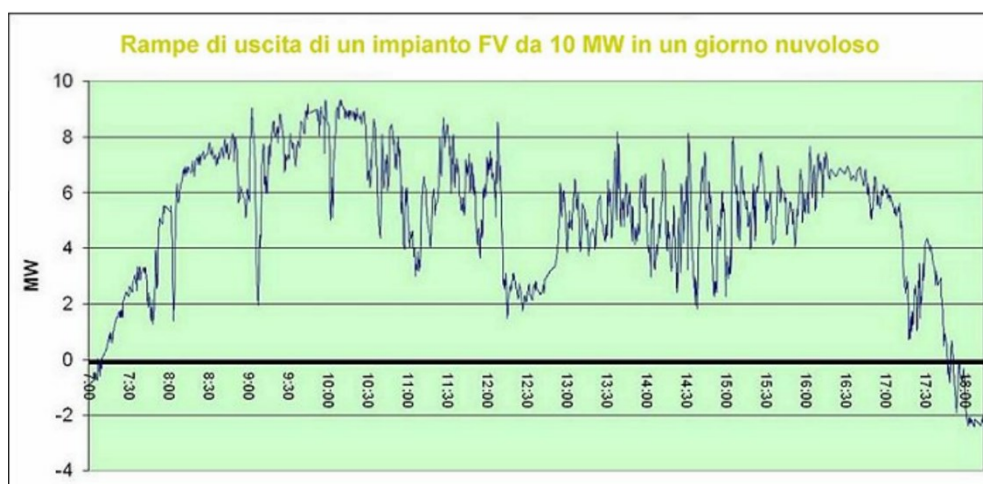
Le differenze dei colori indicano le diverse modalità di cattura delle informazioni: in rosso c'è il modello dell'investimento, a striscie si considera il modello operativo e di investimento con la programmazione lineare e in grigio il modello operativo e di investimento con una programmazione mista.

Capitolo 7 – Gestione e stabilità delle reti

Come già detto più volte nei capitoli precedenti nella rete moderna sta aumentando notevolmente la penetrazione di energie rinnovabili come il fotovoltaico e l'eolico e da ciò consegue il problema relativo alla variabilità e all'incertezza di tali risorse che porta a sua volta all'instabilità della rete. In questo capitolo, le problematiche presentate in precedenza verranno gestite tramite opportuni sistemi di controllo della frequenza e della tensione.

L'instabilità della rete consiste in una perdita di inerzia che si può arginare con l'utilizzo di opportuni sistemi di stoccaggio, che in pochi microsecondi, sono in grado di acquisire o rilasciare delle quantità di energia tali da compensare le variazioni della domanda energetica.

Il tasso di variazione della domanda potrebbe essere molto alto visto che le fonti rinnovabili in questione dipendono da condizioni meteorologiche (che sono molto imprevedibili); pertanto, servono dei sistemi di immagazzinamento che siano in grado di reagire con molta velocità come le batterie elettrochimiche nel caso di aggiornamenti ogni minuto oppure impianti di stoccaggio ad aria compressa o pompe idroelettriche nel caso di aggiornamento in tempi più lunghi. Per capire meglio il concetto di tasso di rampa è riportato il seguente grafico che si riferisce a quello che succede in un grosso impianto fotovoltaico (fonte: <https://www.energia-lowcost.com/sistemi-di-accumulo-e-stabilita-della-rete-elettrica-con-regolazione-della-frequenza-e-potenza-nella-smart-grid/>):



Comunque, il tasso di rampa è definito come un aumento o una diminuzione della potenza in un periodo definito e la conoscenza di tutto ciò risulta essere molto importante in quanto consente di capire quanta energia bisogna accumulare o meno al fine di ottenere stabilità nella rete.

Andando più nel dettaglio la gestione delle problematiche viste in precedenza avviene tramite il concetto della regolazione, che serve per conciliare le differenze momentanee tra generazione e domanda causate dalla fluttuazione della generazione. Tutto ciò consiste nel controllare in modo opportuno la frequenza e la tensione con, rispettivamente, l'equilibrio della potenza attiva e reattiva, che è illustrato nelle successive sezioni di questo capitolo.

7.1 Controllo della frequenza della rete tramite l'equilibrio della potenza attiva

In un sistema elettrico a regime deve esserci un equilibrio perfetto tra la potenza attiva generata e quella assorbita dai generatori. Da notare che la potenza richiesta varia nel tempo e pertanto i sistemi di generazione devono avere un dinamismo tale da poter gestire quella situazione. A tal proposito una richiesta di maggiore potenza comporta la necessità di aumentare le fonti di

produzione di essa, e viceversa nel caso di riduzione. Il punto fondamentale di questa sezione sta nel fatto che a una variazione di potenza ne coincide una di frequenza; dunque, il controllo della frequenza avviene tramite la potenza (attiva). È poi opportuno notare che la frequenza è determinata a partire dalla velocità dei generatori e che per ottenerla costante bisogna ricorrere a due tipologie di regolazione: la primaria e la secondaria e la principale differenza tra le due sta nel fatto che la primaria è pilotata direttamente dalla variazione di frequenza e invece la secondaria corrisponde ad un comando indipendente dalla frequenza.

Dunque, come già detto in precedenza, nella primaria la variazione della potenza generata è direttamente proporzionale alla variazione di frequenza. La costante di proporzionalità, o guadagno dell'azione proporzionale, è detta energia regolante del gruppo e corrisponde alla potenza che il gruppo mette in gioco per la variazione di frequenza di 1 Hz. Da notare che esiste sempre un errore di frequenza a regolazione primaria completata che è tanto più piccolo quanto maggiore è l'energia regolante la quale è tanto maggiore quanto maggiore è la potenza del gruppo, o quanto maggiore è il numero dei gruppi in parallelo che intervengono nella regolazione. Poi è interessante vedere come l'energia regolante possa anche essere modificata, per un dato gruppo, variandone lo statismo (=un parametro di regolazione che indica la variazione di frequenza del gruppo, riferita al valore nominale, tra il funzionamento a vuoto ed il funzionamento alla potenza nominale). Di conseguenza diminuendo lo statismo il valore dell'energia regolante aumenta. Volendo per migliorare la risposta si possono aggiungere dispositivi accelerometrici, sensibili alla velocità di variazione della frequenza.

Invece con la regolazione secondaria, che determina una variazione della velocità a vuoto del generatore, la variazione di potenza annulla l'errore di frequenza, cioè lo scostamento della frequenza dal valore nominale. In teoria potrebbe essere manuale, ma in genere si fa in modo che dipenda dal persistere dell'errore di frequenza, terminando la sua azione quando l'errore è nullo: è una regolazione integrale.

In seguito, è opportuno indicare che la differenza tra le due tipologie di regolazione è una questione soprattutto di prontezza e tempi di intervento: la regolazione primaria è "immediata" mentre la secondaria sistema con calma e definitivamente le cose e dunque possono essere presenti simultaneamente. Infatti, in una rete con più gruppi di generazione in parallelo, alcuni sono adibiti alla sola primaria, altri a primaria e secondaria, la regolazione può essere vista come distinta in due fasi. In una prima fase tutti i gruppi partecipano alla regolazione, limitando la variazione di frequenza mediante la variazione della potenza generata. In una seconda fase, quando la regolazione primaria può considerarsi conclusa, entra in gioco la regolazione secondaria nei gruppi in cui questa è prevista. Pertanto, la variazione di potenza di tali gruppi è quella effettivamente immessa nella rete. A questo punto la frequenza ritorna al valore nominale, ed i gruppi che hanno partecipato alla regolazione primaria, tornano ad erogare la stessa potenza che stavano erogando prima dell'evento. Dopo ciò nelle prossime due sezioni si andrà a vedere da un punto di vista analitico le due regolazioni.

7.1.1 Regolazione primaria

È la regolazione della potenza ottenuta in base alla variazione di frequenza. La f.d.t. esprime il

$$\frac{\Delta P_i'}{\Delta f} = - \frac{K_R}{1 + s \cdot T_R}$$

legame tra la variazione della potenza attiva in uscita dal generatore, $\Delta P_i'$, e la variazione della frequenza, Δf . La variazione di frequenza si manifesta con un certo ritardo rispetto alla variazione di potenza attiva e la sua entità dipende dalle caratteristiche del gruppo di generazione e dalla taratura del sistema di regolazione. È rappresentabile matematicamente con un sistema del primo ordine:

K_R è l'energia regolante del sistema, detta anche guadagno statico. Indicando con:

$$\sigma = \frac{f_0 - f_c}{f_N}$$

il grado di statismo del gruppo, essendo f_0 , f_c , f_N rispettivamente la frequenza a vuoto, a pieno carico e nominale, si ha:

$$K_R = \frac{P_N}{\sigma \cdot f_N}$$

con P_N potenza nominale del gruppo e con T_R è la costante di tempo che stabilisce la durata del transitorio, cioè il tempo necessario per il passaggio da una condizione di regime ad un'altra. Dipende dai parametri costruttivi del gruppo e dalle regolazioni impostate. È dell'ordine della decina di secondi. Ponendo $s = 0$ si ottiene:

$$\frac{\Delta P'_i}{\Delta f} = -K_R$$

che corrisponde alla situazione a regime per una variazione a gradino dell'ingresso. A partire da una situazione di regime, nella quale, ad esempio, il gruppo sta erogando una certa potenza P_1 (inferiore alla sua potenza nominale P_N) ad una certa frequenza f_1 (uguale o molto vicina alla sua frequenza nominale $f_N = 50$ Hz), una variazione della potenza immessa:

$$\Delta P'_i = P_2 - P_1$$

fa sì che, dopo un intervallo di tempo (che possiamo assumere pari a un multiplo di T_R , ad esempio $4 \cdot T_R$) si porterà ad erogare la potenza P_2 alla frequenza:

$$f_2 = f_1 + \Delta f$$

Con:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P'_i}{K_R}$$

Nel caso in cui si adotti un dispositivo accelerometrico, sensibile cioè alla velocità con cui avviene la variazione di frequenza, la f.d.t. diventa:

$$\Delta P'_i = -K_R \cdot \frac{1 + s \cdot T_1}{1 + s \cdot T_R}$$

T_1 : dipende dalle impostazioni del dispositivo accelerometrico, ha le dimensioni di un tempo e consente di rendere più pronta la risposta.

7.1.2 Regolazione secondaria

Con la regolazione precedente a fine transitorio si ha una variazione della frequenza. Per riportare la frequenza al suo valore originario si deve intervenire sul "variagiri" del generatore, ottenendo

la regolazione secondaria. In questo modo si ha un'ulteriore variazione della potenza, $\Delta P''_i$

. Indicando con ΔB la variazione del parametro modificabile del variagiri si può assumere come f.d.t. tra l'uscita $\Delta P''_i$ e l'ingresso ΔB l'espressione:

$$\frac{\Delta P''_i}{\Delta B} = \frac{K_R \cdot K_B}{1 + s \cdot T_R}$$

È formalmente identica alla precedente in quanto si interviene sempre sull'organo di regolazione della risorsa dal quale si estrae la potenza. K_B è il parametro che permette di definire l'entità della

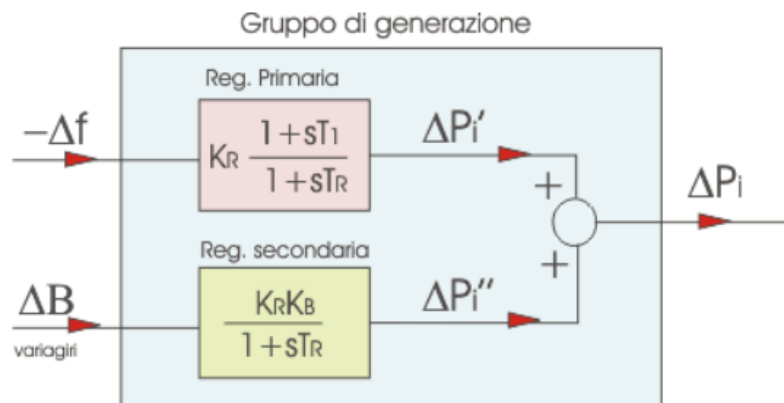
variazione di potenza a regime. Quindi dopo il transitorio, scandito sempre dalla costante di tempo T_R , per un data variazione finita del variagiri si ha:

$$\Delta P_i'' = K_R \cdot K_B \cdot \Delta B$$

Se regolazione primaria e secondaria agiscono insieme la variazione di potenza in uscita dal gruppo di generazione è la somma:

$$\Delta P_i = \Delta P_i' + \Delta P_i''$$

È possibile riassumere quanto visto in precedenza tramite la seguente immagine:



(fonte della sezione 7.1: Paolucci et al., 1998)

7.2 Controllo della tensione tramite l'equilibrio delle potenze reattive

7.2.1 Cenni sul rifasamento

Prima di parlare della vera e propria regolazione della tensione è opportuno andare a capire il concetto del rifasamento. Con tale concetto si indica qualsiasi provvedimento inteso ad aumentare il fattore di potenza di un dato carico in un dato punto della rete, allo scopo di ridurre, a pari potenza attiva trasportata, il valore della corrente che circola sulla rete. Come è noto, il valore del fattore di potenza è legato a quello della potenza reattiva assorbita dal carico e viene definito dalla relazione

$$\cos \varphi = \cos \arctan \frac{Q}{P}$$

nella quale si indica con Q e P rispettivamente la potenza reattiva e la potenza attiva assorbite dal carico e con φ l'angolo fra i fasori corrente e tensione. Rifasare, dunque, significa diminuire l'angolo φ , cioè diminuire, fino eventualmente ad annullare, la potenza reattiva Q che attraversa una determinata sezione della rete. Nel caso particolare di rendere nulla la potenza reattiva, il rifasamento è detto totale ($\cos \varphi = 1$).

Il rifasamento non modifica né la potenza attiva né la potenza reattiva assorbite dal carico. L'effetto dell'installazione di una batteria di condensatori di potenza ΔQ_C , dunque, si risente a monte del punto di installazione. In particolare, se P_0 e Q_0 sono rispettivamente la potenza attiva e reattiva

induttiva che transitano nella sezione O della linea elettrica, a seguito dell'installazione della potenza ΔQ_C le potenze transitanti nella medesima sezione diventano:

$$P'_0 = P_0$$

$$Q'_0 = Q_0 - \Delta Q_C$$

Si precisa, ancora una volta, che i vantaggi del rifasamento si risentono esclusivamente a monte del punto di installazione della batteria di condensatori. Pertanto, a monte della sezione O, a causa della riduzione della potenza reattiva transitante, si hanno i seguenti vantaggi:

- riduzione delle perdite di energia;
- maggiore capacità di trasporto per quelle linee in cui tale capacità è limitata dal limite termico;
- riduzione della caduta di tensione e conseguentemente miglioramento del servizio;
- maggiore capacità di trasporto per quelle linee per cui tale capacità è limitata dalla caduta di tensione.

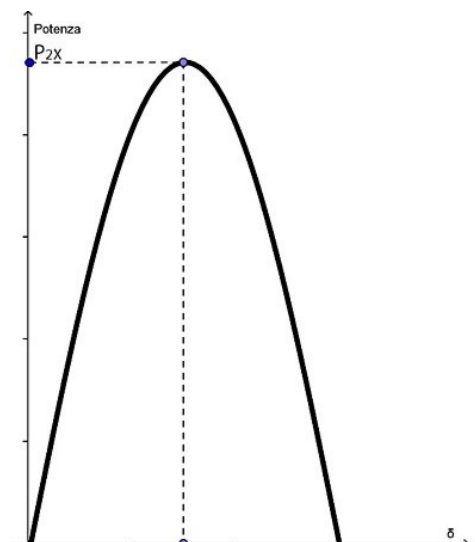
In genere, quando si parla di rifasamento si pensa immediatamente ai primi due vantaggi.

7.2.2 Regolazione della tensione

Per una linea di trasmissione, però, il rifasamento ha anche profonde conseguenze sulla regolazione della tensione nei diversi nodi del sistema di potenza e sulla capacità di trasporto (non di natura termica) della linea elettrica. A prescindere dai vincoli di natura termica, ogni linea elettrica presenta una massima potenza trasportabile, superata la quale si perde la condizione di sincronismo fra le sbarre a monte e a valle della stessa. Trascurando le perdite, la capacità di trasporto della linea o limite di stabilità statica della linea vale:

$$P_{2X} = \frac{E_1 E_2}{Z_C \sin \theta_2}$$

A tal proposito è presentato un andamento della potenza appena indicata:

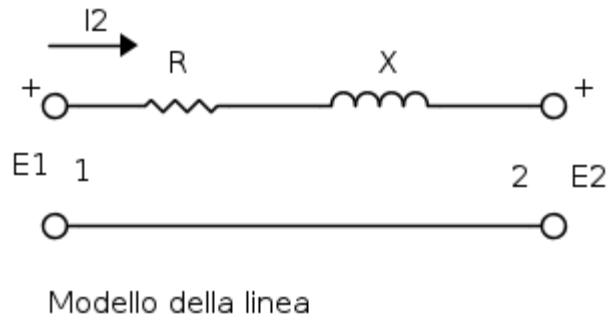


nella quale si indica con:

- Z_C l'impedenza caratteristica della linea di trasmissione;
- θ_2 l'angolo complesso della linea di trasmissione;

- E_1 e E_2 le tensioni a monte e a valle della linea.

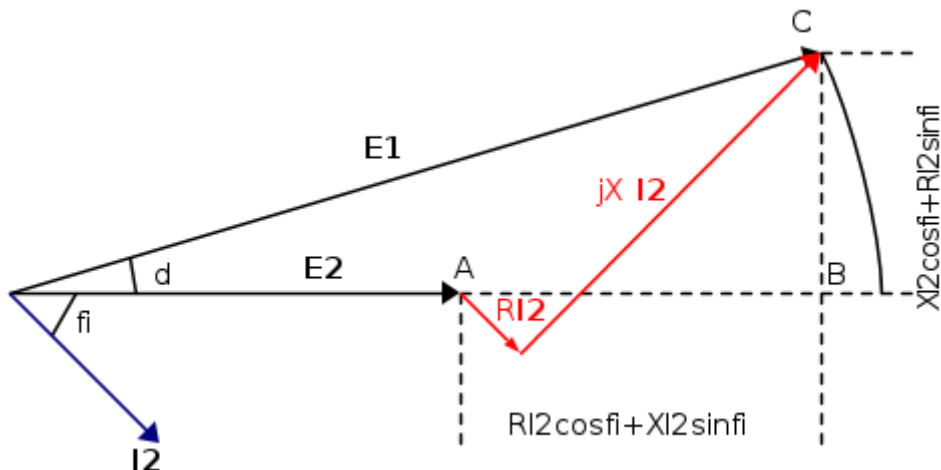
Se la configurazione di rete non varia e la tensione a monte rimane costante (ipotesi accettabile, considerando le operazioni di regolazione della tensione), il limite di stabilità dipende esclusivamente dal valore di E_2 . Vediamo come possiamo mantenere costante la tensione E_2 , a pari carico. Le variazioni di potenza reattiva influenzano essenzialmente le ampiezze delle tensioni. Si consideri, a tal proposito, una linea elettrica di impedenza $\hat{Z} = R + jX$ (longitudinale) e di cui si possa trascurare l'ammettenza trasversale, chiusa su un carico P_2, Q_2 .



La variazione di tensione, con buona approssimazione, vale:

$$E_1 - E_2 = \overline{AB} \cong RI_2 \cos \varphi + XI_2 \sin \varphi =$$

$$= \frac{(RI_2 \cos \varphi + XI_2 \sin \varphi) E_2}{E_2} = \frac{RP_2 + XQ_2}{E_2} \quad (1)$$



Da notare poi che in una linea di trasmissione in condizioni di regime permanente vale $R \ll X$ e di conseguenza la differenza fra i moduli delle tensioni alle porte 1 e 2 dipende dal flusso di potenza reattiva transitante nella linea, con la relazione 1 che diventa:

$$E_1 - E_2 = \frac{RP_2 + XQ_2}{E_2} \simeq \frac{XQ_2}{E_2}$$

Tale condizione è tanto più vera quanto più piccolo è il rapporto R/X.

Tale fatto ci permette di individuare un canale di regolazione della tensione Q-V, prevalentemente elettrico. Regolando la potenza reattiva che transita nella linea, possiamo regolare la tensione.

7.2.3 Considerazioni finali

La produzione di energia reattiva in loco permette, dunque, di contenere entro limiti prefissati le fluttuazioni di tensione nei diversi nodi della rete di trasmissione. Esistono, comunque, altri mezzi di regolazione attivi o passivi in grado di controllare, in modo più efficace, la potenza reattiva prodotta o consumata dal sistema di potenza. Tra i mezzi di regolazione attiva troviamo:

- generatori sincroni;
- compensatori sincroni;
- compensatori statici;
- trasformatori e autotrasformatori;
- booster di regolazione.

Invece, tra i mezzi di regolazione passiva troviamo:

- reattori di compensazione;
- condensatori.

Alcuni elementi di regolazione, come i condensatori, possono essere inseriti sia in derivazione che in serie alla linea. Nel caso di inserzione in derivazione, si parla di compensazione shunt. Oggi, comunque, trovano grande diffusione i compensatori statici, più versatili rispetto ai banchi di condensatori in parallelo. Se i condensatori vengono inseriti in serie alla linea, si parla, invece, di compensazione in serie. A pari corrente, il condensatore è in grado di ridurre la caduta di tensione sulla linea, come se fosse più corta. Anche in questo caso, però, trovano una maggiore applicazioni le soluzioni di tipo elettronico

(fonte della sezione 7.2: Cataliotti et al, Paolucci et al., 1998, Faletti et al., 2004).

Capitolo 8 – Andare oltre i limiti: verso il 100% di utilizzo delle energie rinnovabili

Un sistema di potenza che opera con generatori non sincroni al 100% delle sue possibilità non si è mai visto. Difatti questo è un argomento molto attuale nella ricerca e che tende comunque a essere sperimentato nei sistemi delle piccole isole. Da notare poi che un sistema con delle risorse VIBRES al 100% è completamente diverso in organizzazione e funzionamento rispetto a quelli che abbiamo considerato fino ad ora. Comunque, nelle prossime due decadi è prevista una transizione di tutti i sistemi verso quello appena descritto, il passaggio risulta essere lento per via dei costi di investimento e la lunga vita dell'equipaggiamento elettrico in questione.

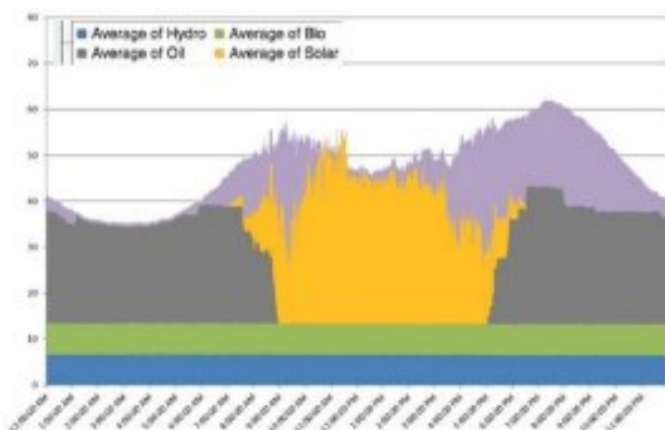
Ci sarà la necessità di sviluppare anche dei nuovi strumenti di simulazione per studiare le nuove tipologie di sistemi e per determinare la resilienza necessaria degli operatori di sistema per affidarsi completamente al supporto di stabilità delle risorse non sincrone.

Infine si può dire che c'è l'obiettivo di completare la transizione dei sistemi energetici seguendo il concetto dello "smart sector coupling" (il processo europeo di integrazione dell'elettricità e di tutti i settori riguardanti il gas che ha lo scopo di creare un sistema energetico ibrido che non prevede l'utilizzo del carbone).

8.1 Sperimentazione dei sistemi che funzionano al 100% con inverter-based

Un esempio di funzionamento che funziona al 100% con risorse rinnovabili e con grandi condivisioni istantanee di IBRs è il Kauai Island Utility Cooperative (KIUC), che si trova nell'isola di Kauai, nelle Hawaii (USA). Questo sistema energetico si basa al 100% su fonti rinnovabili per 9 ore al giorno, in pratica nel tempo complessivo di in un anno la percentuale di funzionamento (giorno e notte) tramite rinnovabili è pari al 65%.

La domanda picco di KIUC è 80 MW e il minimo invece è 35 MW. Non ha interconnessioni con altre isole. A causa dello scarso vento, il sistema si basa prevalentemente sugli impianti fotovoltaici, infatti per il 2045 si proverà ad arrivare al 100% di copertura del fabbisogno tramite essi. Sono presenti comunque degli impianti di generazione diesel per contrastare eventi di scarsa presenza di sole, ma hanno tempi di reazione lenti e ciò è un problema. Per ovviare a ciò si è deciso di implementare un sistema di batterie negli impianti fotovoltaici.



Inoltre per gestire le alte penetrazioni istantanee di IBRs si è deciso di adottare delle turbine a gas che siano in grado di lavorare come condensatori sincroni, in maniera tale da garantire inerzia (e non energia) e rafforzare il sistema. A titolo esemplificativo è possibile vedere tramite il grafico presentato qui a lato, quali sono le fonti energetiche che hanno agito in KIUC nel 2020 (fonte: Brad Rockwell, KIUC).

8.2 Sfide per arrivare a sistemi di potenza funzionanti al 100% con risorse rinnovabili

IEA-RTE (2021) ha scoperto che per realizzare un sistema che funzioni esclusivamente con energia rinnovabile bisogna avere i seguenti 4 requisiti (per scoprire ciò sono state fatte delle analisi in Francia, luogo in cui ha sede l'ente che ha sviluppato la ricerca):

- Bisogna trovare un modo di garantire la stabilità del sistema senza ricorrere ai sistemi di generazione convenzionale. Difficoltà specifiche in tale contesto potrebbero rivelarsi nel caso di utilizzo di un grosso impianto fotovoltaico. Da notare poi che sono necessarie ulteriori valutazioni sull'impatto della casistica di impianto vista in precedenza nella rete distribuita così come le varie ripercussioni sulla sicurezza elettrica.
- Il sistema deve essere in grado di mantenere un certo livello di adeguatezza (cioè la capacità di garantire il carico) a fronte della flessibilità delle risorse rinnovabili.
- Bisogna ammodernare la grandezza delle riserve operative e i sistemi di bilanciamento energetico e i metodi di previsione.
- Miglioramenti alla rete entro il 2030 sia a livello di distribuzione sia trasmissione.

Da notare poi che l'ENTSO-E per migliorare la situazione ha previsto per il futuro di implementare la tecnologia di grid-forming.

Come già accennato in precedenza si andranno a utilizzare dei sistemi che si basano totalmente sugli IBRs, che si possono differenziare in molti aspetti come organizzazione, funzionamenti e pianificazione del sistema. Ad esempio c'è una vasta differenza tra quelli basati su penetrazione di VRE al 75% supportati da generatori sincroni e compensatori sincroni e quelli 100% VRE che si basano totalmente su IBRs. Ci sono molti studi per capire qual è la soluzione migliore, per cercare di sfruttare al meglio gli IBRs. Infatti il loro utilizzo è molto vantaggioso visto che sono più flessibili e controllabili e si adattano bene alle condizioni della rete rispetto alle macchine sincrone. L'unico problema (grosso) sta nell'implementazione degli algoritmi di controllo, che risulta essere un processo molto complesso.

Un altro problema relativo a questi sistemi sta nel trovare il modo di gestire l'entità della potenza quando il sistema complessivo funziona sia con gli IBRs sia con le macchine sincrone. I problemi principali di tutto ciò stanno nel creare degli algoritmi che riescano ad adattarsi a quanto detto in precedenza.

Una delle più grandi sfide di tutto ciò sta nel capire come gestire il volume di potenza del sistema quando per un certo lasso di tempo è dominato dalle IBRs e per l'altro dalle macchine sincrone o di una loro combinazione. Il problema principale sta nel creare dei sistemi di controllo per quanto detto in precedenza.

Un'ultima sfida sta nel capire come valutare l'adeguatezza delle risorse in base al meteo e a vincoli energetici nel modo più efficiente possibile.

8.3 Studiare metodologie per sistemi 100% rinnovabili

Implementare nuovi modelli e metodi di studio è fondamentale per costruire sistemi funzionanti al 100% con le rinnovabili e i punti fondamentali di tutto ciò stanno nel risolvere le sfide riguardo la pianificazione, il funzionamento e la stabilità di sistema, che sono presentate qui di seguito:

- La complessità nel modellare tenderà a essere sempre più alta, in quanto bisogna cercare di acquisire e processare più dati possibili, al fine di creare modelli di sistemi sempre più precisi.
- Bisogna ampliare i metodi in questione ad aree sempre più grandi, al fine di facilitare l'interconnessione tra le varie zone presenti.
- Bisogna sviluppare nuove tecnologie tali che possano gestire nuovi tipi di domande e sistemi di immagazzinamento.

- I modelli in questione devono avere grandi capacità di integrazione, dunque devono essere in grado di garantire flessibilità al sistema.
- Bisogna rivedere il concetto di affidabilità che deve tenere conto l'evoluzione dei prezzi e della flessibilità.

8.3.1 Modelli operativi: Unit commitment e Economic dispatch

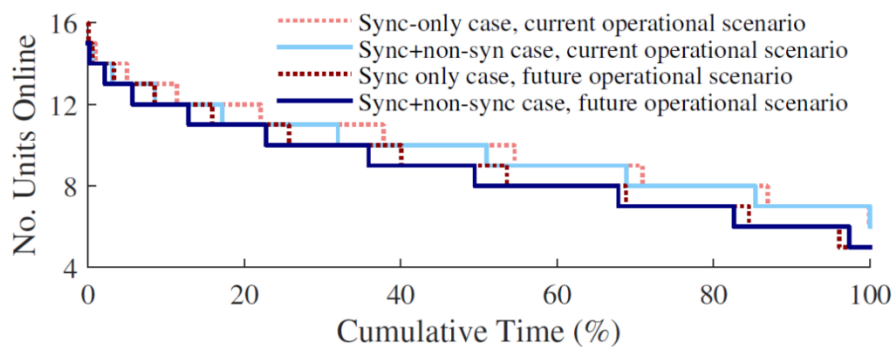
Per prima cosa è opportuno capire cosa siano i due concetti presentati nel titolo del paragrafo:

-Unit commitment: è il processo che prevede la coordinazione e l'attivazione delle unità di generazione energetica in funzione della domanda nella maniera più ottimale possibile.

-Economic dispatch: è il processo di ottimizzazione economica che determina la combinazione di generatori e livelli energetici di uscita che servono per compensare la domanda al minimo costo, dati tutti i vincoli dell'unità di generazione e del sistema di trasmissione.

L'uso di questi approcci può portare dei benefici in certe regioni, dato che possono acquisire momenti in cui si hanno variazioni a breve termine nella generazione, però il tutto causerà un aumento degli investimenti necessari. Comunque il fatto che i benefici superino gli svantaggi o meno dipende sia dalla grandezza del sistema che dalla dispersione delle fonti rinnovabili utilizzate (independetemente dal fatto che sia solare o eolico). Oltre a ciò è da notare che sistemi con più interconnessioni o maggiore flessibilità a breve termine (come la risposta alla domanda o gli storage di energia) che sfruttano i sistemi di funzionamento descritti in precedenza possono gestire più facilmente la variabilità a breve termine senza la necessità di contenimenti energetici o redistribuzioni dei generatori rispetto a sistemi con interconnessioni limitate.

Per risolvere il problema dell'inerzia bassa invece si è pensato di usare un approccio basato sul vincolo ROCOF in relazione al unit commitment e l'economic dispatch. L'algoritmo in questione considera la potenza sincrona generata d'uscita e il numero impiegato dei vari generatori al fine di confrontare l'inerzia attuale del sistema con quella del caso delle peggiori condizioni. In base al risultato ottenuto è opportuno diminuire o meno il numero di generatori dell'unità. Un esempio di ciò lo si può vedere nel grafico seguente che presenta la situazione del sistema dell'Irlanda del Nord (fonte: Daly et al., 2019).



8.3.2 Pianificazione temporale: espansione della capacità produttiva

Un problema molto interessante da risolvere riguarda il come modellare gli investimenti lungo il tempo con la generazione variabile e l'integrazione dei vari settori energetici. È importante conoscere quali dettagli tecnici e temporali vanno inclusi negli investimenti in quanto hanno un elevato impatto sul modello. Una revisione sugli studi sull'integrazione della generazione variabile (fonte: Helistö et al., 2019) ha dimostrato che la risoluzione temporale e la resa necessaria devono essere alti abbastanza per avere una buona capacità generazionale. Dunque l'obiettivo di tutto ciò sta nel capire quanto è possibile produrre a livello energetico in un impianto considerando i limiti tecnici e gli aspetti di stabilità in relazione ai costi di investimento.

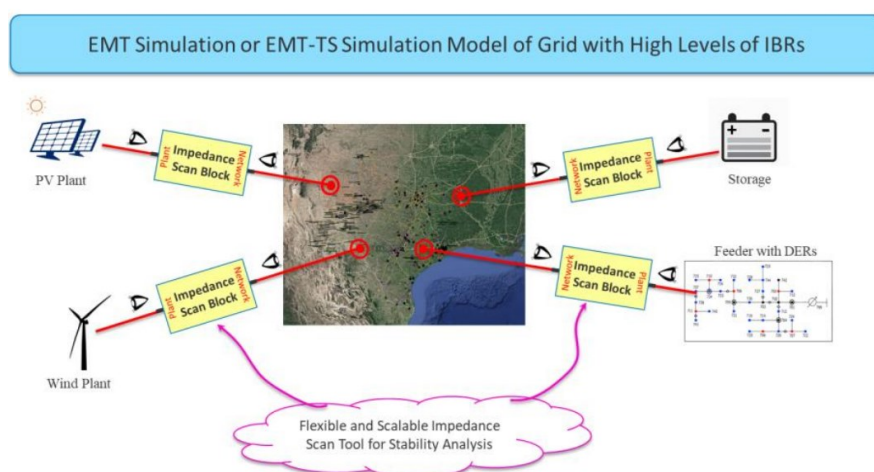
Una cosa molto interessante da vedere nelle pianificazioni temporali riguarda la scelta del periodo di assunzione dei dati. A tal proposito alcuni studi (fonte: Helistö et al., 2020) hanno dimostrato che 3 settimane non sono sufficienti per ottenere dati adeguati, con 4 invece si hanno risultati più affidabili e infine con 7 si arriva a convergenza. Da notare poi che i risultati evidenziano anche quanto sia importante includere i picchi di carico della rete nella procedura così come determinarne la posizione nel tempo e il peso in relazione ad altri modelli di tempo. Quest'ultima cosa è complicata in quanto la posizione nel tempo può cambiare e il calcolo del peso si basa su calcoli probabilistici (dunque non è così certo).

Un'altra cosa importante da vedere riguarda come le rappresentazioni temporali e operative possono avere differenti benefici e debolezze in diversi sistemi. Per esempio certe strategie possono essere più adatte per raccogliere dati a lungo termine riguardanti le modalità di immagazzinamento energetico e altri sono più adatti a situazioni da analizzare a breve termine. Similmente i sistemi basati esclusivamente sul sole o sul vento hanno diverse caratteristiche temporali e dunque metodi richiesti diversi.

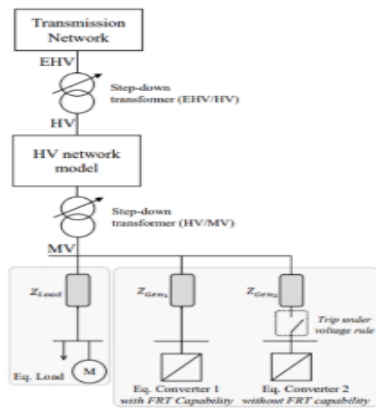
8.3.3 Dinamiche: Stabilità

I problemi di stabilità dinamica che vengono fuori dalle interazioni dai controlli tra le IBRs sono una questione fondamentale per garantire l'affidabilità dei sistemi di potenza al passaggio ad alte condivisioni di generazione rinnovabile. Gli eventi di stabilità dinamica riguardano aree sempre più grandi e gli IBRs stanno diventando sempre più comuni a causa dell'aumento del loro livello e della riduzione della rigidità della rete dovuta allo spostamento dei generatori sincroni.

Recenti simulazioni sui transitori elettromagnetici (EMT) hanno portato alla luce rischi di instabilità dei sistemi funzionanti al 100% con IBRs. Tutto ciò causa ad essi delle oscillazioni che possono portare a interruzioni del funzionamento del sistema o danneggiamenti dell'equipaggiamento. Capire come si generano queste oscillazioni sarebbe molto utile in quanto consentirebbe la creazione di modelli che permetterebbero di controllare al meglio i parametri legati alle IBRs e così ridurre le oscillazioni. Purtroppo i modelli che sono stati creati non sono ancora in grado di risolvere completamente il problema proposto in precedenza. Nonostante tutto, NREL ha sviluppato uno strumento a scansione di impedenza in grado di identificare il ruolo dei diversi IBRs nelle oscillazioni osservate nel campo o nelle misure EMT (vedi immagine per schema di funzionamento) (fonte: Shah et al., 2021b; Shah et al., 2021c).



A titolo esemplificativo, qui di seguito, sono riportati tre concetti che permettono di capire la stabilità dinamica dei sistemi 100% rinnovabili.



L'equivalente dinamico di una rete di distribuzione è stato sviluppato nella struttura di EU-SysFlex. Questo strumento fornisce al TSO un set di parametri e modelli architeturali garantendo la rappresentazione delle caratteristiche della rete di distribuzione per gli studi dei transitori di stabilità. Questi modelli sono basati su rappresentazioni standard e non forniscono parametri, schemi di reti di distribuzione o nessun dato tra DSO e TSO. Un esempio di modello dinamico di rete lo si può vedere nell'immagine qui a lato.

Un modello di real-time digital twin è stato sviluppato in Giappone da CRIEPI (the Central Research Institute of Electric Power Industry) e non è altro che una riproduzione digitale in real-time della situazione fisica del sistema di potenza, basato su un monitoraggio/controllo/acquisizione di dati sincronizzati su larga area che serve per garantire la sicurezza/affidabilità/efficienza del sistema. L'obiettivo di ciò è garantire e migliorare la stabilità del sistema e aumentare la resilienza per ogni interruzione non prevista utilizzando le capacità di controllo del sistema.

Sistemi di potenza futuri basati solo su IBR: la natura di un sistema di potenza sta cambiando da un paradigma sincrono a uno asincrono. Questo cambiamento porta a una limitazione dell'applicabilità di certi strumenti di analisi dei sistemi, ma allo stesso tempo porta allo sviluppo di nuovi strumenti e metodi che garantiscono l'affidabilità, la sicurezza e la stabilità dei sistemi di potenza. Questi nuovi algoritmi devono essere in grado di analizzare i dati provenienti da sistemi funzionanti al 100% tramite IBRs.

8.4 Studi per sistemi al 100% funzionanti con fonti rinnovabili

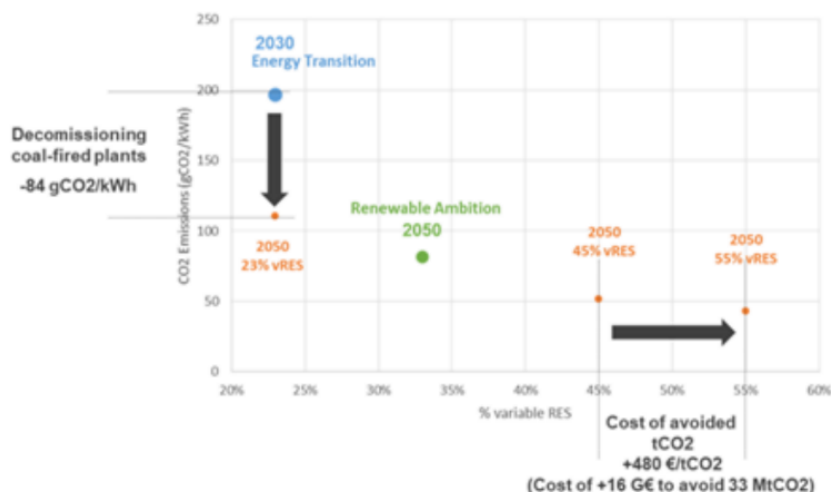
Alcuni studi tecnico-economici hanno esaminato come si può mantenere ogni ora il bilancio energetico in sistemi 100% rinnovabili. Alcuni di questi si basano sui concetti di unit commitment e economic dispatch per acquisire la variabilità/incertezza delle risorse rinnovabili e per ispezionare il sistema e il comportamento del mercato energetico (fonte: Heard et al., 2017; Brown et al., 2018). Il punto più importante di questi studi sta nel capire come varia il rapporto consumo-generazione di energia ora per ora.

Negli Stati Uniti è stata fatta della ricerca al fine di ridurre i costi per la produzione di energia rinnovabile per ridurre l'energia prodotta da carbone. Le analisi del MIT (Massachusetts Institute of Technology) mostrano che riducendo il costo dei pannelli PV, del vento e del litio delle batterie si arriva alla riduzione del costo complessivo del sistema che grazie a tale risparmio può essere espanso. La decarbonizzazione è fattibile se attuata a livello di singoli stati/regioni, anche se comunque andando a livello nazionale i costi potrebbero essere abbattuti ulteriormente.

In correlazione a quanto detto in precedenza in Svezia per il 2040 il TSO Svenska Kraftnät ha fatto delle previsioni tali che se dovessero essere rispettate si arriverebbe ad avere solo energia solare, supportata eventualmete da biomassa e dall'idroelettrico, di conseguenza tutte le centrali nucleari verrebbero sostituite e si verrebbe a creare un sistema quasi completamente a fonti rinnovabili.

8.5 Verso sistemi energetici senza carbone

La decarbonizzazione dei sistemi energetici risulta essere un processo molto complesso che prevede in primis l'elettrificazione di tutte le seguenti attività: riscaldamento, applicazioni industriali e trasporti. Per alimentare il tutto bisogna avere dei sistemi di potenza che si basano interamente sulle VRE. In soldoni si tratta di fare in modo che le emissioni di CO₂ diminuiscano drasticamente per ognuno dei campi di applicazione presentati in precedenza. Quest'ultima cosa è resa possibile dall'aumento delle VRE all'interno dei sistemi di potenza e ciò è assimilabile nel grafico qui sotto presentato che si riferisce al sistema energetico europeo del 2020 (fonte: EU-SysFlex D2.5, 2020).



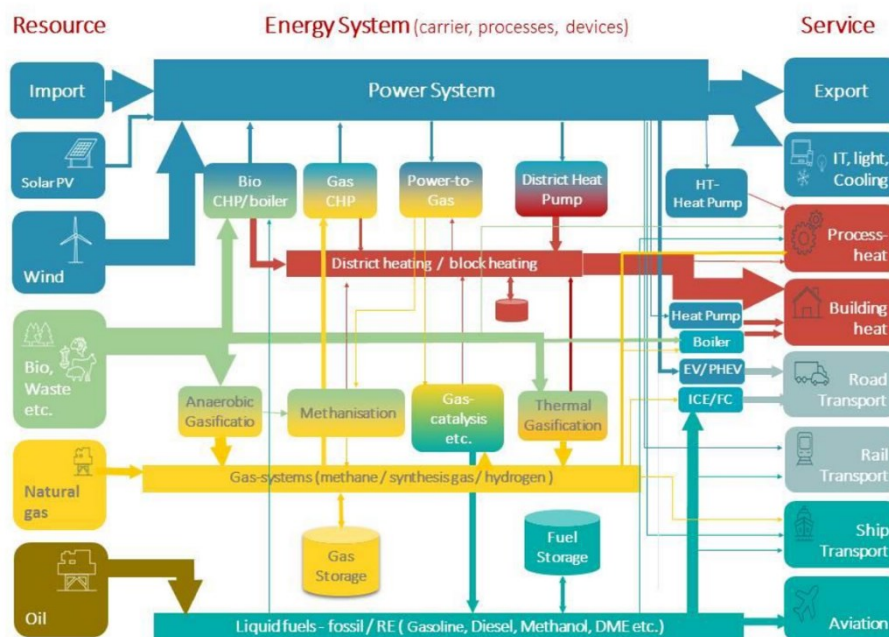
Arrivare a sistemi energetici a zero emissioni è un obiettivo globale e logicamente ogni nazione cerca di risolverlo al meglio e in base alle sue possibilità tenendo come focus principale il rapporto consumo-generazione orario.

La decarbonizzazione mediante elettrificazione porta a un notevole aumento della domanda di energia elettrica (in quanto tutto funzionerebbe tramite essa), ma nonostante ciò in Europa, il progetto eXtremOS mostra come ci siano sufficienti VRE per sostenere tale obiettivo. Ciò vale quasi sempre per ogni nazione, eccetto per quelle più piccole come Belgio e Lussemburgo dove la domanda supera le VRE disponibili.

L'Europa tra il 1990 e il 2030 ha previsto una riduzione dei gas serra del 55% e c'è l'obiettivo di arrivare al 100% per il 2050. Per raggiungere ciò bisogna cercare di massimizzare il processo di elettrificazione della domanda, difatti la commissione europea (EC) ha previsto che per il 2050 essa sarà per tre quarti elettrica (57% direttamente elettrico e 18% da idrogeno e derivati). Con tutto ciò il flusso energetico complessivo dovrà passare dagli 3000 TWh attuali ai 6800 TWh, con l'81% dell'energia che dovrà essere rinnovabile (e la metà di questa energia dovrà essere eolica). A tale proposito l'energia eolica diventerà la prima fonte energetica coprendo il 25% della produzione entro il 2030.

Ovviamente per il raggiungimento di quanto visto in precedenza bisogna minimizzare l'uso dei combustibili fossili, ad esempio per il 2050 i veicoli per il trasporto devono essere tutti elettrici. Per supportare tutto ciò è necessario investire nella creazione di una rete molto robusta. Per risolvere poi il problema del riscaldamento (o raffreddamento) negli edifici pubblici e privati si dovranno le pompe di calore che funzionando solo con la corrente andrebbero a sostituire il gas metano (che è il combustibile fossile usato per il riscaldamento). Oltre a tutto ciò sono necessari dei cospicui investimenti per migliorare le interconnessioni della rete, infatti entro il 2030 bisogna aumentare la capacità della rete di 85 GW in maniera tale che per il 2050 la capacità complessiva sia di 300 GW. È possibile ora vedere come questa sfida è stata colta in alcuni paesi europei:

-In Danimarca c'è l'obiettivo di arrivare alla neutralità dal carbone per il 2050 e la totale riduzione dei gas serra per il 2030. Per giungere a questo obiettivo servono delle soluzioni efficaci e flessibili che portino all'elettrificazione totale del sistema energetico. Una di esse consiste nell'elettrificazione diretta del settore del riscaldamento domestico (e non), delle applicazioni industriali e del settore del trasporto, oltre al fatto di cercare di utilizzare dei combustibili che hanno origine rinnovabile (come il P2X) che logicamente andrebbero a rimpiazzare quelli fossili. Tutto ciò porterà a una notevole crescita della domanda energetica (si stima che passerà da 50 TWh a 62/70 TWh per il 2030). Successivamente per compensare questi aumenti sarà necessario sfruttare al massimo gli impianti eolici offshore, che diventeranno la prima fonte energetica in assoluto della Danimarca, oltre al fatto che va applicato al massimo il concetto del "sector coupling". Giusto per capire come deve diventare l'organizzazione energetica danese (produzione e consumi) entro il 2035 si può vedere l'immagine proposta di seguito (fonte: Orths & Hansen, 2019).



-In Francia c'è l'obiettivo di ridurre le emissioni per il 2050 e si è pensato di farlo in due modi: o con l'ammodernamento dei vecchi reattori+un sistema rinnovabile efficace o con il rimpiazzo dei reattori tramite esclusivamente sistemi di generazione elettrica a energia rinnovabile. Se quest'ultima opzione venisse scelta si arriverebbe a un sistema energetico che si baserebbe al 100% su fonti rinnovabili per il 2060.

-Negli Stati Uniti d'America il resoconto "Net-Zero America" ha mostrato che ci sono 5 possibili vie da intraprendere per la decarbonizzazione dell'intero sistema economico. L'obiettivo è comunque la decarbonizzazione totale e l'eliminazione dei gas serra per il 2050 utilizzando tecnologie già esistenti e con spese sull'energia in linea con quelle storiche. Il primo tra gli scenari citati in precedenza è definito come E+ (high elettrificazione) che prevede una totale elettrificazione delle residenze e i trasporti. Poi c'è E- (less high elettrificazione) in cui l'elettrificazione procede a un ritmo più lento e tende a usare per più tempo i carburanti liquidi e gassosi. In seguito è stata proposta la via E-B+ che prevede un utilizzo di maggiore biomassa. Da notare poi E+RE+ che implica un totale utilizzo delle risorse rinnovabili, dunque prevede per il 2050 la rimozione di impianti nucleari, la disattivazione degli stock di CO₂ e l'eliminazione di tutti i combustibili fossili. Infine c'è da considerare lo scenario E+RE- che è caratterizzato dal fatto che l'espansione delle rinnovabili deve procedere con la stessa velocità del passato.

Per concludere si può dire che il processo di decarbonizzazione non arriverà mai al 100% in quanto per certe applicazioni come il riscaldamento degli edifici o per le lunghe tratte aeree e navali o nelle

industrie sarà sempre necessario l'utilizzo di combustibili fossili. A fronte di ciò è opportuno sviluppare dei combustibili meno inquinanti come la già citata biomassa o anche quello ricavato dall'ammoniaca che dunque oltre a essere un fertilizzante, assume applicazione anche in campo energetico (fonte: Ikäheimo et al. (2018)).

8.6 Studi di stabilità su una rete al 100% rinnovabile

Nei sistemi di potenza, dove le rinnovabili sono date da vento e sole, si stanno sviluppando nuovi paradigmi riguardo la produzione asincrona dell'energia.

Il progetto europeo MIGRATE si occupa di varare nuove opzioni per i servizi di sistema già esistenti e delle necessità dei nuovi servizi di sistema che si basano al 100% sulla generazione con interfaccia di connessione (IBRs) e perciò vicino a un'inerzia naturale nulla. In altre parole il problema principale sta nel risolvere i problemi di stabilità dovuti a un'inerzia bassa.

Per fare fronte a tutto ciò sono stati studiati nuovi sistemi di controllo e metodi di ottimizzazione per implementare capacità di grid-forming sui dispositivi inverter-based. Grazie alla tecnologia grid-forming i dispositivi in questione sono in grado di risolvere eventuali interruzioni in pochi millisecondi, prima ancora delle azioni di bilanciamento e dell'ingresso in gioco delle riserve operative. Da notare poi che a seguito di una serie di studi è stato scoperto che la robustezza del sistema non dipende solo dall'inerzia elettrica del sistema ma anche dalla locazione dei dispositivi, a differenza di quanto succede nei servizi ausiliari, dove l'ubicazione non conta.

A seguito di alcuni test sull'efficienza del sistema di controllo (grid-following o grid-forming) in Gran Bretagna è stato scoperto che con il controllo grid-following si può arrivare a sistemi che funzionano con il 65% della generazione inverter-based mantenendo la stabilità della frequenza, dell'angolo del rotore e del voltaggio. Si è altresì notato che combinando il grid-forming con il grid-following visto in precedenza è possibile andare oltre i limiti di stabilità.

Capitolo 9 – Conclusioni

La progettazione e il funzionamento dei sistemi di potenza è un campo in continua evoluzione. Esso è supportato dal fatto che si sta cercando di arrivare a sistemi funzionanti interamente con energia rinnovabile a zero emissioni. Dunque per un futuro migliore a livello ambientale è molto importante far progredire e mettere in pratica le conoscenze presentate in questo elaborato. A tal proposito è fondamentale sviluppare degli strumenti che ci consentono di raggiungere gli obiettivi prefissati in precedenza. Comunque per concludere sono riportati i punti chiave dell'elaborato, giusto per riassumere i temi principali del concetto relativo all'impatto delle energie rinnovabili nella rete elettrica:

- Come integrare l'energia eolica e solare e come prevedere le informazioni dei sistemi tramite le simulazioni realizzate con opportuni strumenti (capitolo 2).
- Come pianificare l'adeguatezza della rete a lungo termine e la capacità di generazione (capitoli 3 e 4).
- Come gestire le funzionalità dei sistemi di potenza, incluso il controllo della stabilità (capitolo 5).
- Come aumentare il valore del vento nei futuri sistemi energetici, evitando contenitori energetici non necessari, provvedendo un supporto energetico dai WPPs e migliorando le funzionalità operative e la flessibilità dei sistemi (sezione 6).
- Studiare un sistema che funzioni esclusivamente tramite energie rinnovabili, concentrandosi maggiormente sulle problematiche per realizzare ciò e le metodologie necessarie per le valutazioni di essi.

In conclusione si può dire che lo studio sull'impatto dell'energia rinnovabile sulla rete elettrica risulta essere molto importante per i sistemi di potenza del futuro visto che consente di risolvere problemi del calibro dell'inquinamento atmosferico e della limitatezza dei combustibili fossili. Pertanto la ricerca su questo settore prosegue e anzi necessita di ancora più investimenti da parte di tutti gli stati del mondo, al fine di arrivare a un mondo funzionante esclusivamente tramite energie rinnovabili.

Bibliografia

- ACP. 2020. Clean Power Annual 2020. Report by American Clean Power Association ACP, available at <https://cleanpower.org/wp-content/uploads/2021/07/ACP-CPA-2020-Public>
- Adam, G.P., Vrana, T.K., Li, R., Li, P., Burt, G. & Finney, S. 2019. "Review of technologies for DC grids – power conversion, flow control and protection", IET Power Electronics, 2019.
- Adams, J. Carter, C., Huang, S. 2017. ERCOT experience with Sub-synchronous Control Interaction and proposed remediation, PES T&D 2012, 2012, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDC.2012.6281678.
- AEMO. 2017. Black System South Australia 28 September 2016. Australian Energy Market Operator (AEMO) report. Available at https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Market_Notices_and_Events/Power_System_Incident_Reports/2017/Integrated-Final-Report-SA-Black-System28-September-2016.pdf.
- AIGS. 2008. All island grid study. <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/North-South+Cooperation+in+the+Energy+Sector/All+Island+Electricity+Grid>
- Algarvio, H. & Knorr, K. 2017. New market products. Work Package 83 - Deliverable D83.2. IRPWind Project (<http://www.irpwind.eu>).
- Askeland, M., Jaehnert, S. & Korpås, M. 2016. Electricity Markets with Capacity Remuneration including Energy Storage. Presentation at the CEDREN HydroBalance User Meeting. Available at: <http://www.cedren.no/Prosjekter/HydroBalance/Publikasjoner/HydroBalance-user-meeting-2016>.
- Asmine, M., Langlois, C.-E. & Aubut, N. 2016. Inertial response of wind power plants during a frequency disturbance on the Hydro-Quebec system – Event analysis and validation. Proceedings of WIW16.
- Aten, M., Shanahan, R., Mosallat, F., Wijesinghe, S. 2019. Dynamic simulations of a black starting offshore wind farm using grid forming converters. In: 18th Wind Integration Workshop. Energynautics GmbH, Dublin, Ireland, Oct 2019.
- Badrzadeh, B., Modi, N., Lindley, J., Jalali A., and Lu, J. 2021. Power System Operation With a High Share of Inverter-Based Resources: The Australian Experience. in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 19, no. 5, pp. 46- 55, Sept.-Oct. 2021, doi: 10.1109/MPE.2021.3088744.
- BEST PATHS D9.3. 2018. BEST PATHS DEMO#2: Final Recommendations For Interoperability Of Multivendor HVDC Systems. BEST PATHS H2020 EU project, <http://www.bestpaths-project.eu/contents/publications/d93--finaldemo2-recommendations--vfinal.pdf>.
- Biellmann, H., Buquet, M., Chay, P., Schwery, A., Costan, V., Drommi, JL. & Prime, G. 2020. “The benefits of implementing Synchronous Compensators in grids with high penetration of Renewables”, C1102, CIGRE 2020.

Biermann, K., Cali, Ü., Füller, G., Haubold, R., Heinze, D., Herrmann, O., Jursa, R., Lange, B., Moradi, J., Rohrig, K., Schlögl, F. & Söldner, S. 2005. Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des deutschen Verbundnetzes. Report of the Institute for Solar Energy Systems (ISET), University Kassel for the Federal Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety.

Bird, L., Lew, D., Milligan, M., Carlini, E.M., Estanqueiro, A., Flynn, D., GomezLazaro, E., Holttinen, H., Menemenlis, N., Orth, A., Eriksen, P.B., Smith, J.C., Soder, L., Sorensen, P., Altiparmakis, A., Yasuda, Y., Miller, J. 2016. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 577- 586

Bundesnetzagentur. 2019. Bundeskartellamt, Monitoring report 2019 - Key - findings and summary. Germany.

Blom, E., Söder, L., & Risberg, D. 2020. Performance of multi-scenario equivalent hydropower models. *Electric power systems research*, vol. 187, 2020.

Bloom, A., Townsend, A., Palchak, D., Novacheck, J., King, J., Barrows, C. & Gruchalla, K. 2016. Eastern Renewable Generation Integration Study. NREL/TP-6A20-64472. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Video available at: https://www.youtube.com/watch?v=jx9_4GNkbIQ.

Brinkman, G., Bain, D., Buster, G., Draxl, C., Das, P., Ho, J., Ibanez, E., Jones, R., Koebrich, S., Murphy, S., Narwade, V., Novacheck, J., Purkayastha, A., Rossol, M., Sigrin, B., Stephen, G., & Zhang, J. 2021. The North American Renewable Integration Study: A U.S. Perspective. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79224. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79224.pdf>.

Brown, T.W., Bischof-Niemz, T., Blok, K., Breyer, C., Lund, H. & Mathiesen, B.V. 2018. “Response to ‘Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems,” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 96, 2018.

Brown, P., Botterud, A. 2021. The Value of Inter-Regional Coordination and Transmission in Decarbonizing the US Electricity System. *Joule* 5, 115–134, January 20, 2021. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.013>.

Buchhagen, C., Rauscher, C., Menze, A., Jung, J. 2015. BorWin1 – First Experiences with harmonic interactions in converter dominated grids. In *Proceedings of International ETG Congress 2015*, Bonn, Nov 17-18, 2015.

Bundesnetzagentur. 2019. Bedarfsermittlung 2019-2030, Fact Sheet zur Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom, www.netzausbau.de, Bonn, Germany, 2019.

Bødal, E.F. & Korpås, M. 2017. Regional Effects of Hydrogen Production in Congested Transmission Grids with Wind and Hydro Power. In *Proceedings of IEEE EEM Conf.*, 2017.

Bødal, E.F. & Korpås, M. 2020. Value of Hydro Power Flexibility for Hydrogen Production in Constrained Transmission Grids. *Int. J Hydrogen Energy*, 45(2), 2020.

Cataliotti V., *Impianti elettrici*. Vol. II, Flaccovio Editore.

- Chao, H. 2012. “Competitive Electricity Markets with Consumer Subscription Service in a Smart Grid”, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 41 p. 155– 180.
- Chernyakhovskiy, I., Koebrich, S., Gevorgian, V. & Cochran, J. 2019. Grid-friendly Renewable Energy: Solar and Wind Participation in Automatic Generation Control Systems. Report by NREL for Greening the Grid programme of USAID. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73866.pdf>.
- Couto, A., Estanqueiro, A. 2020. Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand. *Energies*, 13(4132), 21. <https://doi.org/10.3390/en13164132> .
- Couto, A., Duque, J., Algarvio, H., Estanqueiro, A., Pestana, R., Esteves, J. & Cao, Y. 2020. Impact of the dynamic line rating analysis in regions with high levels of wind and solar PV generation. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe) 2020 Oct 26* (pp. 1206–1210). IEEE.
- Crosara, A., Tomasson, E. & Söder L. 2020. Generation Adequacy in the Nordic and Baltic Region: Case Studies from 2020 to 2050: Flex4RES Project Report, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2019. Available from <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1336561&dswid=6476>.
- Daly, P., Qazi, H.W. & Flynn, D. 2019. “RoCoF-constrained scheduling incorporating non-synchronous residential demand response”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 34(5), pp. 3372–3383.
- Danti Lopez, I., Desmartin, M., Saguan, M. & Flynn, D. 2018. “Drivers for sub-hourly scheduling in unit commitment models”, *IEEE PES General Meeting, Portland, USA, 5-9 August 2018*.
- Das, K., Altin, M., Hansen, A. D., Nuño Martinez, E., Sørensen, P. E., Thybo, G. W., Rangård, M., & Skytte, K.M. 2017. Facing the challenges of distribution systems operation with high wind power penetration. *IEEE PowerTech 2017 Manchester*.
- Dawkins, L.C. 2019. Weather and Climate Related Sensitivities and Risks in a Highly Renewable UK Energy System: A literature Review, UK Met Office, June 2019.
- DEA. 2018. Model Analysis of Flexibility of the Danish Power System. Danish Energy Agency DEA, May 2018 available at https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications_reports_papers/model_analysis_of_flexibility_of_the_danish_power_system.2018.05.15.pdf.
- Denholm, P., Sun, Y., Mai, T. 2019. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72578.pdf>.
- Dobschinski, J. 2014. How good is my forecast? Comparability of wind power forecast errors. *Proceedings of the 13th International Workshop on LargeScale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 11-13 November 2014, Berlin, Germany, 2014*.
- Dobschinski, J., Siefert, M., Saint-Drenan, Y.-M., Braun, A., Vogt, S. & Röpnack, A. 2016. Development of innovative weather and power forecast models for the grid integration of weather dependent energy sources. *Proceedings of the WindAc conference, Cape Town, South Africa, November, 2016*.

Dobschinski J. & Kanefendt T. 2020. Freileitungsmonitoring auf Basis meteorologischer Informationen. Conference proceedings “Zukünftige Netze”, Berlin, 2020.

EC European Commission. 2020. An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>

EC/COWI. 2019. Study on Baltic offshore wind energy cooperation under BEMIP. Final report. DOI 10.2833/864823. Available at https://ec.europa.eu/energy/studies/study-baltic-offshore-wind-energy-cooperation-under-bemip_en.

EirGrid and SONI. 2010. All Island TSO Facilitation of Renewable Studies. June, 2010. Available at <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Facilitation-of-Renewables-Report.pdf>.

EirGrid and SONI. 2017. “DS3 System Services: Qualification Trials Process Outcomes and Learnings”, November 2017. 116 p. Available at <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Qualification-Trials-Process-Outcomes-and-Learnings-2017.pdf>.

EirGrid and SONI. 2018. Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2017, published June 2018.

EirGrid and SONI. 2019. All-Island Ten Year Transmission Forecast Statement. 288 p. Available at <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/All-Island-Ten-Year-Transmission-Forecast-Statement-2019.pdf>.

EirGrid and SONI. 2021 Shaping our Electricity Future: Technical report. 190 p. Available at <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/FullTechnical-Report-on-Shaping-Our-Electricity-Future.pdf>.

Electranix. 2021. Hawaiian Electric Island-Wide PSCAD Studies (Stage 2 System Impact Study). June, 2021. 50p. Available at <https://dms.puc.hawaii.gov/dms/DocumentViewer?pid=A1001001A21F14B62327F00172>

Elia. 2018. Study on the review of the black start ancillary services. <https://www.elia.be/en/public-consultation/20181005-review-of-the-blackstart-ancillary-service>. Accessed 25 November 2020.

Elia. 2019. Future-proofing the EU energy system towards 2030 - Levers to realise the next phase of the energy transition in a timely and efficient way with maximum welfare for society. Technical report, https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studiesand-reports/20191212_future_proofing_eu_system_2030.pdf.

Energinet. 2018. System Perspective 2035. March 2018. Available online: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/RS-Analyse-Marts2018-Systemperspektiv-2035>.

Energinet. 2020. Redegørelse for Elforsyningssikkerhed (in Danish). Available online: <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Redegoerelsefor-elforsyningssikkerhed-2020>

ENTSO-E. 2018. Oscillation Event 03.12.2017. System Protection and Dynamics WG, March 2018. Available at

https://eepublicdownloads.entsoe.eu/cleandocuments/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/OSCILLATION_REPORT_SPD.pdf.

ENTSO-E 2020. Completing the map – Power System Needs in 2030 and 2040, November 2020. 70 p. Available at https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/IoSN2020/200810_IoSN2020mainreport_beforeconsultation.pdf.

ENTSO-E et al. 2020. “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters”. Technical Report. 63 p. [High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/cleandocuments/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf) (entsoe.eu).

ENTSO-E TYNDP. 2020. Ten Year Network Development Plan (TYNDP). 90 p. Available at https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdncontainer/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/TYNDP2020_Report_forconsultation.pdf.

EPRI. 2019. Flexibility Methods and Guidelines: Assessing Operational Flexibility in Systems with High Penetrations of Variable Generation – 2019 Update. Available at <https://www.epri.com/research/programs/067417/results/3002016257>.

ERCOT. 2018. Dynamic Stability Assessment of High Penetration of Renewable Generation in the ERCOT Grid. 40p. Ercot. Available at http://www.ercot.com/content/wcm/lists/144927/Dynamic_Stability_Assessment_of_High_Penetration_of_Renewable_Generatio....pdf ESIG. 2019. Toward 100% Renewable Energy Pathways: Key Research Needs. Dec 2019. Available at www.esig.energy.

ETIPWind. 2021. Getting fit for 55 and set for 2050. June, 2021. 72p. Available at <https://etipwind.eu/files/reports/Flagship/fit-for-55/ETIPWind-Flagship-report-Fit-for-55-set-for-2050.pdf>

EU. 2019. Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. Available at https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf

ESIG. 2021a. Transmission Planning for 100% Clean Electricity. Energy Systems Integration Group, Reston, VA. Available at <https://www.esig.energy/reports-briefs> or directly at <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2021/02/Transmission-Planning-White-Paper.pdf>

ESIG. 2021b. Redefining Resource Adequacy for Modern Power Systems. Redefining Resource Adequacy Task Force. Energy Systems Integration Group, Reston, VA. Available at <https://www.esig.energy/reports-briefs> or directly at <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2021/08/ESIGRedefining-Resource-Adequacy-2021.pdf>

EU RealValue. 2018. Realising Value from Electricity Markets with Local Smart Electric Thermal Storage Technology. <https://cordis.europa.eu/project/id/646116>.

EU-SysFlex D2.1. 2018. State-of-the-Art Literature Review of System Scarcities at High Levels of Renewable Generation. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>

EU-SysFlex D2.2. 2018. EU-SysFlex Scenarios and Network Sensitivities. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>

EU-SysFlex D2.4. 2020. Technical Shortfalls for Pan European Power System with High Levels of Renewable Generation. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>

EU-SysFlex D2.5. 2020. Financial Implications of High Levels of Renewables on the European Power System. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>

EU-SysFlex D2.6. 2021. Mitigation of the Technical Scarcities Associated with High Levels of Renewables on the European Power System, <https://eu-sysflex.com/documents/>

EU-SysFlex D3.2. 2020. Conceptual market organisations for the provision of innovative system services: role models, associated market designs and regulatory frameworks. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>

EU-SysFlex D6.3. 2019. Grid simulations and simulation tools. Preliminary results. EU-SysFlex H2020 project, <https://eu-sysflex.com/documents/>

EWITS. 2010. Eastern Wind Integration and Transmission Study. Enernex. NREL/SR-550-47078. 242 p. https://www.nrcm.org/wp-content/uploads/2013/10/DOE_Eastern-Wind-Integration-and-TransmissionStudy_2010.pdf.

eXtremOS. 2021. Final report to be posted online <https://extremos.ffe.de>.

Faletti N., Chizzolini P., *Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica*, 2004, Pàtron Editore

Fernandez, E., Albizu, I., Bedialauneta, M.T., Mazon, A.J. & Leite, P.T. 2016. Review of dynamic line rating systems for wind power integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53, pp. 80–92.

Flynn, D., Rather, Z., Ardal, A., D'Arco, S., Hansen, A.D., Cutululis, N.A., Sorensen, P., Estanquero, A., Gómez, E., Menemenlis, N., Smith, C. & Wang, Y. 2017. Technical impacts of high penetration levels of wind power on power system stability. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 6, no. 2.

Fournel, J., Prime, G. & Wang, Y. 2020. “Assessment of the dynamic frequency stability of the future Continental Europe power system – Interconnected incidents and system splits”, C4207, CIGRE 2020.

GE. 2021. Canadian Provincial Grid Code Study. Report for The Wind Energy Institute of Canada and Natural Resources Canada’s Utility Forum. Sep 2021. 136 p. Available at <https://weican.ca/docs/Canadian%20Provincial%20Grid%20Code%20Study%20-%20Final%20Public%20R2.pdf>

Gea-Bermúdez, J., Pade, L.-L., Koivisto, M.J. & Ravn, H.V. 2020. Optimal generation and transmission development of the North Sea region: impact of grid architecture and planning horizon, *Energy*, vol. 191, 116512, 2020.

Gomes, V., Wang, Y., Breton, A., Mourier, M., Holicki, L. & Letzel, M. 2020. "Provision of FCR reserve by wind power plants: capability and performance assessment based on experimental results", Wind Integration Workshop 2020.

G-PST. 2021. Inaugural Research Agenda. Available at https://globalpst.org/wpcontent/uploads/042921G-PST-Research-Agenda-Master-Documents-FINAL_updated.pdf.

Graabak, I., Jaehnert, S., Korpås, M. & Mo, B. 2017. Norway as a Battery for the Future European Power System—Impacts on the Hydropower System. *Energies* 10, no. 12: 2054. <https://doi.org/10.3390/en10122054>.

Graabak I., Jaehnert S., Korpås M. & Mo B. 2019. Norway as a Battery for the Future European Power System – Comparison of Two Different Methodological Approaches. In: Helseth A. (eds) *Proceedings of the 6th International Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets*. HSCM 2018. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-03311-8_10.

Guminski, A., Böing, F., Murmann, A. & von Roon, S. 2018. System effects of high demand-side electrification rates: A scenario analysis for Germany in 2030. *WIREs Energy Environ.* 2019, 8: null. doi: 10.1002/wene.327.

Gustavsen, B.A. & Mo, O. 2017. "Variable Transmission Voltage for Loss Minimization in Long Offshore Wind Farm AC Export Cables", *IEEE Transactions on Power Delivery*.

Hansen, A. & Altin, M. 2015. Impact of advanced wind power ancillary services on power system. DTU Wind Energy E-0081. Available at: http://orbit.dtu.dk/files/107186047/DTU_Wind_Energy_E_0081.pdf.

Hansen, A., Altin, M. & Cutululis, N.A. 2015. Modelling of wind power plant controller, wind speed time series, aggregation and sample results. DTU Wind Energy E-0064. Available at: http://orbit.dtu.dk/files/107186057/DTU_Wind_Energy_E_0080.pdf.

Hasche, B., Keane, A. & O'Malley, M. 2011. Capacity Value of Wind Power, Calculation, and Data Requirements: the Irish Power System Case. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 420-430.

Heard, B.P., Brook, B.W., Wigley, T.M.L. & Bradshaw, C.J.A. 2017. "Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 76.

Heggarty, T., Bourmaud, JY., Girard, R. & Kariniotakis, G. 2019. "Multi-temporal assessment of power system flexibility requirement, *Applied Energy* 2019;238:1327–36, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.198>.

Heggarty, T., Bourmaud, JY., Girard, R. & Kariniotakis, G. 2020. "Quantifying power system flexibility provision", *Applied Energy* 279 (2020) 115852, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115852>.

Helistö, N., Kiviluoma, J. & Holttinen, H. 2017. Sensitivity of electricity prices in energy-only markets with large amounts of zero marginal cost generation. *Proceedings*. Article no. 7981893. 14th

International Conference on the European Energy Market, EEM 2017, 6–9 June 2017, Dresden, Germany. <https://doi.org/10.1109/EEM.2017.7981893>.

Helistö, N., Kiviluoma, J. & Holttinen, H. 2018. Long-term impact of variable generation and demand side flexibility on thermal power generation. *IET Renewable Power Generation*, 12(6), 718–726. <https://doi.org/10.1049/ietrpg.2017.0107>.

Helistö, N., Kiviluoma, J., Holttinen, H., Lara, J.D. & Hodge, B.-M. 2019. Including operational aspects in the planning of power systems with large amounts of variable generation: a review of modeling approaches. *WIREs Energy Environment*, 8(5), e341. <https://doi.org/10.1002/wene.341>.

Helistö, N., Kiviluoma, J. & Reittu, H. 2020. Selection of representative slices for generation expansion planning using regular decomposition. *Energy*, 211, 118585. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118585>.

Helistö, N., Kiviluoma, J., Morales-España, G. & O'Dwyer, C. 2021. Impact of operational details and temporal representations on investment planning in energy systems dominated by wind and solar. *Applied Energy*, 290, 116712. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116712>.

Hirth, L. & Müller, S. 2016. System-friendly wind power: How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power, *Energy Economics*, Volume 56, Pages 51–63, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.02.016>.

Hodge, B.-M., Jain, H., Brancucci, C., Seo, G.-S., Korpås, M., Kiviluoma, J., Holttinen, H., et al. 2020. Addressing technical challenges in 100% variable inverter-based renewable energy power systems". *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol 9, iss. 5, e354 <https://doi.org/10.1002/wene.376>.

Holttinen, H., Lemström, B., Meibom, P., Bindner, H., Orths, A., van Hulle, F., Ensslin, C., Hofmann, L., Winter, W., Tuohy, A., O'Malley, M., Smith, P., Pierik, J., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Ricardo, J., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Shakoor, A., Smith, J.C., Parsons, B., Milligan, M. & Wan, Y. 2007. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. State-of-the-art report. Espoo, VTT. 119 p. + app. 25 p. VTT 119 Working Papers; 82 ISBN 978-951-38-6633-4. Available at: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., van Hulle, F., Lang, B., O'Malley, M., Pierik, J., Ummels, B., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Matos, M., Ricardo, J., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Shakoor, A., Smith, J.C., Milligan, M. & Ela, E. 2009. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008. Espoo, VTT. 200 p. + app. 29 p. VTT Tiedotteita - Research Notes; 2493. Available at <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>.

Holttinen, H., Orths, A.G., Eriksen, B., Hidalgo, J., Estanqueiro, A., Groome, F., Coughlan, Y., Neumann, H., Lange, B. & van Hulle, F. 2011. Currents of change. USA: IEEE. *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 9, Nr. 6, Pp. 47–59. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6049627>.

Holttinen, H., Kiviluoma, J., Robitaille, A., Cutululis, N., Orths, A., van Hulle, F., Pineda, I., Lange, B., O'Malley, M., Dillon, J., Carlini, E.M., Vergine, C., Kondoh, J., Gibescu, M., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L., Smith, J.C., Milligan, M. & Lew, D. 2012. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final summary report, IEA WIND

Task 25, Phase two 2009 - 2011. Espoo: VTT. 81 p. + app. 13 p. (VTT Technology; 75) <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2012/T75.pdf>.

Holtinen, H., Kiviluoma, J., Pineda, I., McCann, J., Clancy, M., Milligan, M., Eriksen, P.B., Orths, A. & Wolfgang, O. 2015. Reduction of CO2 emissions due to wind energy - methods and issues in estimating operational emission reductions. IEEE Power & Energy Society General Meeting, 26 - 30 July 2015, Denver, USA: IEEE. Proceedings, pp. 1-5. ISBN 978-1-4673-8040- 9 doi:10.1109/PESGM.2015.7286288.

Holtinen, H., Kiviluoma, J., Milligan, M., Smith, J.C., Dillon, J., Forcione, A., O'Malley, M., Dobschinski, J., van Roon, S., Cutululis, N., Orths, A., Eriksen, P.B., Carlini, E.M., Estanqueiro, A., Bessa, R., Söder, L., Farahmand, H., Torres, J.R., Jianhua, B., Kondoh, J., Pineda, I. & Strbac, G. 2016. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase three 2012 - 2014. Espoo, VTT. 115 p. + app. 15 p. VTT Technology 268; <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2016/T268.pdf>.

Holtinen, H. (ed) et al. 2018. Recommended Practices for Wind/PV Integration studies. RP16 Ed.2 issued by IEA Wind, available at: <https://ieawind.org/iea-publications/>

Holtinen, H., Kiviluoma, J., Levy, T., Jun, L., Eriksen, P. B., Orths, A., Cutululis, N., Silva, V., Neau, E., Dobschinski, J., van Roon, S., Dillon, J., Flynn, D., Carlini, E.M., Tanabe, R., Yasuda, Y., Ramirez, M., Torres, J.R., Vrana, T.K., Korpås, M., Estanqueiro, A., Couto, A., Gomez-Lazaro, E., Söder, L., Pudjianto, D., Hodge, B-M., Smith, J.C., Lew, D. & Fraile, D. 2019. Design and operation of power systems with large amounts of wind power: Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase four 2015-2017. VTT Technical Research Centre of Finland. VTT Technology, No. 350 <https://doi.org/10.32040/2242-122X.2019.T350>.

Holtinen H., Kiviluoma, J., Flynn, D., Smith, J.C., Orths, A., Eriksen, P.B., Cutululis, N., et al. (2020) System impact studies for near 100% renewable energy systems dominated by inverter based variable generation. IEEE TPWRS Oct 2020 doi: 10.1109/TPWRS.2020.3034924 open access <https://ieeexplore.ieee.org/document/9246271>

Holtinen, H., Groom, A., Kennedy, E., Woodfin, D., Barroso, L., Orth, A., Ogimoto, K., Wang, C., Moreno, R., Parks, K. & Ackermann, T. 2021. Variable Renewable Energy Integration: Status Around the World. IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 19, Nov/Dec 2021 in print. USA: IEEE.

IEA. 2021. Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. Report by IEA, Paris, May 2021. Available at <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.

IEA-RETD. 2016. Policies for Storing Renewable Energy: a Scoping Study of Policy Considerations for Energy Storage (RE-STORAGE). IEA Renewable Energy Technology Deployment, Utrac

IEA-RTE. 2021. Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050. Technical report, https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTEAIE_rapport%20complet%20ENR%20horizon%202050_EN.pdf

IEA Wind TCP. 2021. Annual Report 2020. Available at <https://iea-wind.org/iea-publications/>.

- Ikäheimo, J., Kiviluoma, J., Weiss, R. & Holttinen H. 2018. "Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system", *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. 43, Iss. 36, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.121>.
- Ikäheimo, J., Pursiheimo, E., Kiviluoma, J. & Holttinen, H. 2019. "Role of power to liquids and biomass to liquids in a nearly renewable energy system". Vol 13, Iss. 7, pp. 1179–1189. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5007>.
- Jaehnert, S., Korpås, M., Doorman, G.L. & Hyldbakk, I.M. 2015. On the profit variability of power plants in a system with large-scale renewable energy sources. In: 12th Int. conf. on the European Energy Market, EEM 2015. IEEE Press. ISBN 978-1-4673-6691-5.
- Jain, A., Das, K., Göksu, Ö. & Cutululis, N.A. 2018. Control solutions for blackstart capability and islanding operation of offshore wind power plants. In: Proceedings of the 17th International Wind Integration workshop. Energynautics GmbH, Stockholm, Sweden Oct 2018
- Jain, A., Sakamuri, J.N., Das, K., Göksu, Ö. & Cutululis, N.A. 2019. Functional requirements for blackstart and power system restoration from wind power plants. In: 2nd International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India. Energynautics GmbH, New Delhi, India.
- Jain. A., Saborío-Romano. O., Sakamuri. J.N. & Cutululis N.A. 2021. Blackstart from HVDC-connected offshore wind: Hard versus soft energization. *IET Renew Power Gener.* 2021;15:127–138. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12010>.
- Jorgenson, J., Awara, S., Stephen, G., Mai, T., 2021. A systematic evaluation of wind's capacity credit in the Western United States. *Wind Energy*. 2021;1– 15. <https://doi.org/10.1002/we.2620>.
- Jost, D., Braun, A. & Fritz, R. 2015. Dynamic dimensioning of frequency restoration reserve capacity based on quantile regression. 12th International Conference on the European Energy Market (EEM). doi:10.1109/EEM.2015.7216769.
- Jourdier, B. 2020. "Evaluation of ERA5, MERRA-2, COSMO-REA6, NEWA and AROME to simulate wind power production over France", *Advances in Science and Research*. 17. 63-77. 10.5194/asr-17-63-2020.
- Karbouj, H., Flynn, D., Qazi, H., Rather, Z. 2019. "Non-synchronous fast frequency reserves in renewable energy integrated power systems: a critical review", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 106, pp. 488–501.
- Kasmi, G. 2021. Assessment of the potential of Earth observation data and deep convolutional neural networks to improve the estimation and forecast of the solar power production in France. PSL University - doctoral school Ingénierie des Systèmes, Matériaux, Mécanique, Énergétique, <http://www.theses.fr/s262404>.
- Kern, S., Zorn, T., Weichenhain, U. & Elsen, S. 2019. Hybrid projects. How to reduce costs and space of offshore development: North Seas offshore energy clusters study. Report by Directorate-General for Energy (European Commission) and Roland Berger GmbH. DOI 10.2833/416539.
- Kiviluoma, Juha, Holttinen, Hannele, Scharff, Richard, Weir, David Edward, Cutululis, Nicolaos, Litong-Palima, Marisciel, Milligan, Michael. 2014. Index for wind power variability. 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on

Transmission Networks for Offshore Wind Farms, WIW14, 11 - 13 November 2014, Berlin, Germany: Energynautics. Available at <https://community.ieawind.org/task25/home>

Kiviluoma, J., Holttinen, H., Weir, D., Scharff, R., Söder, L., Menemenlis, N., Cutululis, N.A., Lopez, I.D., Lannoye, E., Estanqueiro, A., Gomez-Lazaro, E., Zhang, Q., Bai, J., Wan, Y-H. & Milligan, M. 2016. Variability in large scale wind power generation. *Wind Energy*, vol. 19, Iss. 9, Sep. 2016. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.194>

Kiviluoma, J., Rinne, E. & Helistö, N. 2017. Comparison of flexibility options to improve the value of variable power generation. *Int. J. Sustain. Energy*. doi:10.1080/14786451.2017.1357554.

Koivisto, M., Maule, P., Cutululis, N. & Sørensen, P. 2019. Effects of Wind Power Technology Development on Large-scale VRE Generation Variability, *IEEE PowerTech*, Milan, Italy, June 2019. (<https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810687>).

Koivisto, M., Jónsdóttir, G.M., Sørensen, P., Plakasa, K. & Cutululis, N. 2020a. Combination of meteorological reanalysis data and stochastic simulation for modelling wind generation variability, *Renewable Energy*, vol. 159, pp. 991–999, October 2020 (<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.033>).

Koivisto, M., Gea-Bermudez, J., & Sørensen, P. 2020b. North Sea offshore Grid development: Combined optimization of grid and generation investments towards 2050, *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 8, pp. 1259- 1267, 2020. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0693>.

Koivisto, M., Gea-Bermudez, J., Kanellas, P., Das, K. & Sørensen, P. 2020c. North Sea region energy system towards 2050: integrated offshore grid and sector coupling drive offshore wind installations, *Wind Energy Science*, 5, 1705–1712, 2020. <https://doi.org/10.5194/wes-5-1705-2020>.

Koralewicz, P., Shah S., Gevorgian V., Wallen R., Jha K., Mashtare D., Gadiraju K. Viswanadha R., Tiwari A. 2020. Impedance Analysis and PHIL Demonstration of Reactive Power Oscillations in a Wind Power Plant Using a 4- MW Wind Turbine. *Frontiers in Energy Research Vol 8* DOI=10.3389/fenrg.2020.00156 Available at <https://www.frontiersin.org/article/10.3389/fenrg.2020.00156>

Korpås, M. & A Botterud, A. 2020. Optimality Conditions and Cost Recovery in Electricity Markets with Variable Renewable Energy and Energy Storage. MIT CEEPR Working Paper 2020-005. <http://ceepr.mit.edu/publications/working-papers/721>.

Kristiansen, M. 2019. Multinational transmission expansion planning: Exploring engineering-economic decision support for a future North Sea Offshore Grid”, Doctoral theses at NTNU;2019:134. Available at <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2601704>.

Kuwahata, R. & Merk, P. 2017. German paradox demystified : why is need for balancing reserves reducing despite increasing VRE production? Proceedings of 16th Int'l Wind Integration Workshop, Berlin, Germany, 25-27 October, 2017.

Kuwahata, R., Michiorri, A. & Yasuda, Y. 2019. Back-Casting Analysis How Dynamic Line Rating Would Increase Usage Ratio of European Interconnection, *WIW19* 8 p.

Lacerda, M., Couto, A., Estanqueiro, A. 2017. Wind Power Ramps Driven by Windstorms and Cyclones. *ENERGIES*, vol. 10, no. 10, pp. 1475.

Li, B., Basu, S., Watson, S.J. & Russchenberg, H.W.J. 2020. Quantifying the Predictability of a ‘Dunkelflaute’ Event by Utilizing a Mesoscale Model. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020;1618(6):062042.

Li, B., Basu, S., Watson, S.J. & Russchenberg, H.W.J. 2021. Mesoscale modeling of a “Dunkelflaute” event. *Wind Energy*. 2021;24(1):5–23.

Lindroos, T.J., Mäki, E., Koponen, K., Hannula, I., Kiviluoma, J. & Raitila, J. 2021. Replacing fossil fuels with bioenergy in district heating – Comparison of technology options, *Energy*, Volume 231, 2021, 120799, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120799>.

Little, E., Bortolotti, S., Bourmaud, J.-Y., Karangelos, E. & Perez, Y. 2021. Optimal Transmission Topology for Facilitating the Growth of Renewable Power Generation, *Powertech 2021*. Available at <https://arxiv.org/abs/2103.15677>.

Loutan, C., Klauer, P., Chowdhury, S., Hall, S., Morjaria, M., Chadliev, V., Milam, N., Milan, C. & Gevorgian, V. 2017. Demonstration of Essential Reliability Services by a 300- MW Solar Photovoltaic Power Plant. NREL Technical report NREL/TP-5D00-67799, March 2017. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67799.pdf>.

MAF. 2020. Mid-term Adequacy Forecast 2020 Edition. Executive Summary available at https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf. Appendix 1 - Detailed Results and Input Data Available at https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_1_Input_Data_Detailed_Resul

Mai, T., Mowers, M., Eurek, K. 2021. Competitiveness Metrics for Electricity System Technologies. Technical Report NREL/TP-6A20-72549 February 2021. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/72549.pdf>.

Market4RES. 2016. Post-2020 framework for a liberalised electricity market with a large share of renewable energy sources. Executive summary of EU project Market4RES. Available at <http://market4res.eu/wp-content/uploads/160037-Market4Res-execsum-EN-02.pdf>

Martínez Turégano, J., Añó-Villalba, S., Bernal-Pérez, S., Peña, R. & BlascoGimenez, R. 2018. Mixed grid-forming and grid-following wind power plants for black start operation. In *Proceedings of 17th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, WIW 2018*. Energynautics. ISBN: 978-3-9820080-1-1.

Matevosyan, J. 2019. Evolution of ERCOT’s Frequency Control and Ancillary Services for Higher Levels of Inverter-Based Generation. ESIG webinar presentation Feb 20, 2019. Available at <https://www.esig.energy/event/webinar-evolution-of-ercots-frequency-control-and-ancillaryservices-while-integrating-a-high-share-of-inverter-based-generation>

Miettinen, J.J. & Holttinen, H. 2018. Impacts of wind power forecast errors on the real-time balancing need: a Nordic case study. *IET Renewable Power Generation*. 13(2), 227-233. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5234>

Miettinen, J., Holttinen, H. & Hodge, B-M. 2020. Simulating wind power forecast error distributions for spatially aggregated wind power plants. *Wind Energy*, 23(1), 45–62. <https://doi.org/10.1002/we.2410>.

MIGRATE D1.6. 2019. Demonstration of Mitigation Measures and Clarification of Unclear Grid Code Requirements. Available at <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html>.

MIGRATE D3.3. 2020. WP3 - Control and Operation of a Grid with 100 % ConverterBased Devices - Deliverable 3.3: New options for existing system services and needs for new system services. Available at <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html>.

MIGRATE D3.4. 2019. Deliverable 3.4. New options in system operation, January 2019. Available at <https://www.h2020-migrate.eu/downloads.html>.

Milligan, M., Hodge, B., Kirby, B. & Clark, C. 2012. “Integration Costs: Are They Unique to Wind and Solar Energy?” NREL Report No. CP-5500-54905. Preprint, 12 pp. Available at: <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51860.pdf>.

Milligan, M. & Kirby, B. 2009. “Calculating Wind Integration Costs: Separating Wind Energy Value from Integration Cost Impacts.” NREL Technical report TP550-46275. Available at <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46275.pdf>

Milligan, M., Ela, E., Hodge, B.M., Kirby, B., Lew, D., Clark, C. & Lynn, K. 2011. “Cost-Causation and Integration Cost Analysis for Variable Generation”. NREL Report No. TP-5500-51860, 37 pp.

Milligan, M., Frew, B., Ibanez, E., Kiviluoma, J., Holttinen, H. & Söder, L. 2017. Capacity value assessments for wind power. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 6(1). Wiley. doi:10.1002/wene.226.

Mills, A. D., Levin, T., Wisner, R., Seel, J., Botterud, A. 2020. “Impacts of variable renewable energy on wholesale markets and generating assets in the United States: A review of expectations and evidence,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109670>.

MISO. 2021. Renewable Integration Impact Assessment (RIIA). Available at <https://cdn.misoenergy.org/RIIA%20Summary%20Report520051.pdf>.

Modi, N., Badrzadeh, B., Halley, A., Louis, A., Jalali, A. 2020. Operational manifestation of low system strength conditions – Australian experience. CIGRE Paper for C2-124, Session 48, Paris 2020.

Morales-España, G., Nycander, E. & Sijm, J. 2021. “Reducing CO2 Emissions by Curtailing Renewables: Examples from Optimal Power System Operation.” *Energy Economics* 99 (July 1, 2021): 105277. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105277>.

Morin, J., Prime, G. & Wang, Y. 2019. “Probabilistic estimation of the aFRR requirement in the future European power system with high RES penetration”, *Wind Integration Workshop 2019*. Energynautics GmbH.

Most, D., Giannelos, S., Yueksel-Erguen, I., Beulertz, D., Haus, U-U., CharoussetBrignol, S., Frangioni, A. 2020. A Novel Modular Optimization Framework for Modelling Investment and

Operation of Energy Systems at European Level. ZIB-report. urn:nbn:de:0297-zib-78079. <https://opus4.kobv.de/opus4-zib/frontdoor/index/index/docId/7807>

Mousavi, M. & Flynn, D. 2018. “Impact of modelling non-normality and stochastic dependence of variables on operating reserve determination for power systems with high penetration of wind power”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 97, pp. 146–154.

MTEP. 2019. MTEP19 Executive Summary and Report. Available at [MTEP19 Executive Summary and Report.pdf](#).

Murcia Leon, J. P., Koivisto, M.J., Sørensen, P. & Magnant, P. 2021. Power Fluctuations in High Installation Density Offshore Wind Fleets. *Wind Energ. Sci. Discuss.* [preprint], in review, 2020. <https://doi.org/10.5194/wes-2020-95>.

Müller, S., Holttinen, H., Taibi, E., Smith, J.C., Fraile, D. & Vrana, T.-K. 2018. System Integration Costs – a Useful Concept that is Complicated to Quantify? In *Proceedings of 17th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, WIW 2018*. Energynautics. Available at <https://iea-wind.org/task25/>

NGET. 2019. National Grid Electricity Transmission: Report into the power interruption following Generator Trips and Frequency Excursion On 9th August 2019. Available as Appendix in https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/09/eso_technical_report_-_appendices_-_final.pdf

Nickell, L. 2017. SPP, CREPC Spring meeting.

Nordic TSOs. 2018. Future System Inertia V2. Available at <https://docs.entsoe.eu/id/dataset/nordic-report-future-system-inertia/resource/6efce80b2d87-48c0-b1fe-41b70f2e54e4>.

Novacheck, J., Sharp, J., Schwarz, M., Donohoo-Vallett, P., Tzavelis, Z., Buster, G. & Rossol, M. 2021 (Forthcoming). *The Evolving Role of Extreme Weather Events in the U.S. Power System with High Variable Generation Penetrations*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

NREL. 2020. Interconnection Seams Study, Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/76850.pdf>.

NREL. 2021. Extreme Weather Events study, to be published.

NSCOGI. 2012. WG1 Grid Configuration. Available: <http://www.benelux.int/NSCOGI/> Bruxelles, November 2012.

NSON-DK. 2020. North Sea Offshore Network Denmark (NSON-DK). Conclusions and recommendations. Available at <https://orbit.dtu.dk/en/activities/northsea-offshore-network-denmark-nson-dk-conclusions-and-recomm>.

Nuño, E., Maule, P., Hahmann, A., Cutululis, N., Sørensen, P. & Karagali, I. 2018. Simulation of transcontinental wind and solar PV generation time series. *Renewable Energy* 118, pp. 425-436. doi:10.1016/j.renene.2017.11.039.

O'Dwyer, C., Ryan, L. & Flynn, D. 2017.: "Efficient large-sale energy storage dispatch: challenges in future high renewables systems", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 32(5), pp. 3439–3450.

Olauson, J., Bladh, J., Lönnberg, J. & Bergkvist, M. 2016. A New Approach to Obtain Synthetic Wind Power Forecasts for Integration Studies. *Energies*, article no 800.

Olauson, J. 2018. ERA5: The new champion of wind power modelling? *Renewable Energy* 126, pp. 322-331. doi:10.1016/j.renene.2018.03.056.

Orths, A. & Hansen, A.B. 2019. Sector Coupling in Denmark – Entering the next Phase of the Green Transition. Proceedings of the 18th International Wind Integration Workshop WIW19, 16-18 Oct, 2019, Dublin, Ireland.

OSMOSE D2.1. 2019. Methodology for error forecasts at European scale: D2.1", public project deliverable of WP2. Available at <https://www.osmoseh2020.eu/download/d2-1-methodology-for-error-forecasts-at-europeanscale/>

OSMOSE D2.2. 2019. Candidate market mechanisms and regulatory frameworks. public project deliverable of WP2. Available at <https://www.osmoseh2020.eu/download/d2-2-candidate-market-mechanisms-and-regulatoryframeworks>.

OSMOSE D3.1. 2019. Multi-service control algorithm for converters - Deliverable number: D3.1. Public project deliverable of WP3, available at <https://www.osmose-h2020.eu/download/d3-1-multi-services-control-algorithm-for-converters/>

OSMOSE D3.2. 2019. Overall Specifications of the Demonstrations - D3.2. Public project deliverable of WP3, available at <https://www.osmoseh2020.eu/download/d3-2-overall-specifications-of-the-demonstrations/>

O'Sullivan, J., Rogers, A., Flynn, D., Smith, P., Mullane A. & O'Malley, M. 2014. "Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System—Frequency Stability Challenges in Ireland," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 2943–2951, Nov. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2316974. Pérez-Rúa, J-A, Das, K & Cutululis, NA. 2019. Optimum sizing of offshore wind farm export cables, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 113, pp. 982–990.

PCWIS. 2016. Pan Canadian Wind Integration Study. Available at: <https://canwea.ca/wind-integration-study/>.

Paolucci Antonio, *Lezioni di trasmissioni dell'energia elettrica*, 1998,edizioni Cleup

Pérez-Rúa, J-A., Stolpe, M., Das, K. & Cutululis, NA. 2020. Global Optimization of Offshore Wind Farm Collection Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 3, pp. 2256–2267.

Perilla, A., Papadakis, S., Rueda Torres, J.L., van der Meijden, M., Palensky, P. & Gonzalez-Longatt, F. 2020. "Transient Stability Performance of Power Systems with High Share of Wind Generators Equipped with Power-Angle Modulation Controllers or Fast Local Voltage Controllers" *Energies* 13, no. 16: 4205. <https://doi.org/10.3390/en13164205>.

Perroy, E., Lucas, D. & Debusschere, V. 2020. "Provision of Frequency Containment Reserve Through Large Industrial End-Users Pooling," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 26–36, Jan. 2020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2916623>.

plan4RES. 2021. Synergistic Approach of Multi-Energy Models for an European Optimal Energy System Management Tool, EU project 2017–2021, <https://www.plan4res.eu/>

Prime, G. & Wang, Y. 2019. “Power system cost related to the reduction of inertia”, Session 5, ESIG 2019, <https://www.esig.energy/>.

Princeton University. 2020. Net Zero America. Available at <https://www.princeton.edu/news/2020/12/15/big-affordable-effort-needed-america-reachnet-zero-emissions-2050-princeton-study>

PROMOTioN. 2020. Progress on meshed HVDC offshore transmission networks. 2016–2020. Deliverable 12.4 – Final Deployment Plan. Available at <https://www.promotion-offshore.net/results/deliverables>.

Pudjianto, D., Badesa, Luis. & Strbac, G. 2021. ”Whole-system value of longduration energy storage in a net-zero emission energy system for Great Britain,” a report for SSE Renewables, Feb 2021.

Rebello, E., Watson, D. 2019. Program of Energy Research and Development - Wind Integration System Operator Research Program - Research Summary. Wind Energy Institute of Canada, North Cape, Prince Edward Island, Canada, 2019. Available at <https://weican.ca/docs/publications/PERD%20Public%20Summary%20Report.pdf>

Rebello, E., Watson D., Rodgers, M. 2019. "Performance Analysis of a 10 MW Wind Farm in Providing Secondary Frequency Regulation: Experimental Aspects," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 4, pp. 3090- 3097, July 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2891962

Rebello, E., Watson, D., Rodgers, M. 2020. Ancillary services from wind turbines: automatic generation control (AGC) from a single Type 4 turbine. Wind Energy Science Vol. 5 (1) pp 225—236. <https://wes.copernicus.org/articles/5/225/2020/> DOI 10.5194/wes-5-225-2020

Rebello, E., Rodgers, M. 2021. Wind Farm Enhanced Capability Demonstration Project. Technical report, 35p. Wind Energy Institute of Canada, North Cape, Prince Edward Island, Canada. Available at <https://weican.ca/docs/5030%20-%20Utility%20Forum%20-%20Task%201%20Report.pdf>

Riesz, J., Gilmore, J. & MacGill, I. 2018. “Frequency control ancillary service market design: insights from the Australian National Electricity Market,” The Electricity Journal, vol. 28, no. 3, pp. 86–99, 2015.

Ringkjøb, H-K., Haugan, P.M. & I. Solbrekke, M. 2018. “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables,” in Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 96

Roscoe, A., Brogan, P., Elliott, D., Knueppel, T., Gutierrez, I., Campion J.-C. P., Silva, R. D. 2019. Practical Experience of Operating a Grid Forming Wind Park and its Response to System Events. Proceedings of 18th Wind Integration Workshop, November 2019.

RTE. 2017. Réseaux électriques intelligents - Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble (in French). <https://assets.rtefrance.com/prod/public/2020-12/Reseaux%20electriques%20intelligents%202017%20%20rapport%20complet.pdf> .

RTE TNDP. 2019. French transmission network development plan - 2019 EDITION, <https://www.rte-france.com/en/analyses-trends-and-perspectives/tenyear-network-development-plan>.

RTE-Avere France. 2019. Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique (in French). Available at <https://www.concerte.fr/system/files/concertation/Electromobilite%CC%81%20-%20Synth%C3%A8se%20vFinale.pdf>

RTE. 2020. La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030–2035 (in French). Technical report. Available at <https://www.concerte.fr/system/files/concertation/Rapport%20Hydrogene%20VF.pdf>

Ruhnau, O. 2021. How flexible electricity demand stabilizes wind and solar market values: the case of hydrogen electrolyzers, ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg.

Sakamuri, J.N., Altin, M., Hansen, A.D. & Cutululis, N.A. 2017. Coordinated frequency control from offshore wind power plants connected to multi terminal DC system considering wind speed variation. I E T Renewable Power Generation 11(8), pp. 1226–1236. doi:10.1049/iet-rpg.2016.0433.

Sanchis, G., et al. 2015. Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure – e-Highway2050 project results. e-Highway2050 Project Booklet, 2015 at <http://www.e-highway2050.eu/>.

Shah, S., Koralewicz, P., Gevorgian, V., Liu, H., Fu, J. 2021a. "Impedance Methods for Analyzing Stability Impacts of Inverter-Based Resources: Stability Analysis Tools for Modern Power Systems," in IEEE Electrification Magazine, vol. 9, no. 1, pp. 53-65. doi: 10.1109/MELE.2020.3047166.

Shah, S., et al. 2021b. "Which IBRs are Causing Oscillations – a flexible and scalable impedance scan tool to evaluate small-signal stability, control interactions, and oscillations in IBR grids," Presentation to NERC IRPWG, August 2021. Available at https://www.nerc.com/comm/RSTC/IRPWG/IRPWG_Meeting_Presentations_-_2021_08_19.pdf

Shah, S., Koralewicz, P., Gevorgian, V., Wallen, R. 2021c. "Sequence Impedance Measurement of Utility-Scale Wind Turbines and Inverters Reference Frame, Frequency Coupling, and MIMO/SISO Forms," in IEEE Transactions on Energy Conversion, doi: 10.1109/TEC.2021.3093516.

Siefert, M., Hagedorn, R., Braun, A., Dobschinski, J., Fritz, R. & Good, G. 2017 Development of innovative weather and power forecast models for the grid integration of weather dependent energy sources, final report of the German BMWi project EWeLiNE (FKZ 0325500A), Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, IWES.

Sperstad, I.B., Kjølle, G., Gjerde, O., Vrana, T.K., Jakobsen, S.H., Turunen, J. & Haarla, L. 2018. "Vulnerability analysis of HVDC contingencies in the Nordic power system", CIGRE Paris. SPP. 2020. The value of transmission report. Available at spp.org.

Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska Kraftnät, 2016. Challenges and Opportunities for the Nordic power system.

Steiner, A., Koehler, C., Metzinger, I., Braun, A., Zirkelbach, M., Ernst, D., Tran, P. & Ritter, B. 2017. Critical weather situations for renewable energies e Part A: Cyclone detection for wind power. *Renewable Energy* 101, pp. 41–50. ISSN 0960-1481.

Strbac, G., Pudjianto, D., Sansom, R., Djapic, P., Ameli, H., Shah, N. & Hawkes, S. 2018. Analysis of Alternative UK Heat Decarbonisation Pathways For the Committee on Climate Change. June 2018.

Strbac, G., Pudjianto, D., Aunedi, M., Djapic, P., Teng, F., Zhang, X., Ameli, H., Moreira, R. & Brandon, N. 2020. "Role and value of flexibility in facilitating cost-effective energy system decarbonisation" *Progress in Energy*, Volume 2, Number 4, Sept 2020. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/abb216>.

Strbac, G. & Pudjianto, D. 2021. Flexibility in Great Britain. May 2021. Carbon Trust. Available at: <https://publications.carbontrust.com/flex-gb/analysis/>.

Strbac, G., Papadaskalopoulos, D., Chrysanthopoulos, N., Estanqueiro, A., Algarvio, H., Lopes, F., de Vries, L., Morales-España, G., Sijm, J., Hernandez-Serna, R. & Kiviluoma, J. 2021. Decarbonization of Electricity Systems in Europe: Market Design Challenges. *IEEE Power and Energy Magazine*, 19(1), pp. 53–63.

Sun, H., Guo, Q., Qi, J., Ajarapu, V., Bravo, R., Chow, J., Li, Z., Moghe, R., NasrAzadani, E., Tamrakar, U., Taranto, G.N., Tonkoski, R., Valverde, G., Wu, Q. & Yang, G. 2019. "Review of Challenges and Research Opportunities for Voltage Control in Smart Grids," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2790–2801, July 2019. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2897948.

Sun, Y., Frew, B., Levin, T., Hytowitz, R.B., Kwon, J., Mills, A.D., Xu, Q., Heidarifar, M., Singhal, N., de Mello, P., Ela, E., Botterud, A., Zhou, Z., Hobbs, F. & Montanes, C.C. 2021. Research Priorities and Opportunities in United States Competitive Wholesale Electricity Markets. NREL report for Grid Modernization Laboratory Consortium, USDoE, May 2021. Available at <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77521.pdf>.

Surendran, R., Hogan, W.W., Hui, H., Yu, C-N. 2016. Scarcity Pricing in ERCOT, FERC Technical Conference, June 27-29, 2016. Available at https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/20160629114652-3%2520-%2520FERC2016_Scarcity%2520Pricing_ERCOT_Resmi%2520Surendran.pdf.

SvK Svenska Kraftnät. 2018. Long term market analysis, 2018 (in Swedish), available from <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf>.

Söder, L., Milligan, M., Orths, A., Pelling, C., Kiviluoma, J., Silva, V., Lopez-Botet Zulueta, M., Flynn, D. & O'Neill, B. 2017. Comparison of Integration Studies of 30-40 Percent Energy Share from Variable Renewable Sources. In: *Proceedings of 16th Wind Integration Workshop – Berlin, October 2017*.

Söder, L., Tómasson, E., Estanqueiro, A., Flynn, D., Hodge, B.-M., Kiviluoma, J., Korpås, M., Neau, E., Couto, A., Pudjianto, D., Strbac, G., et al. 2020. Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 119, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109540>.

- Söder, L. 2021. System and integration costs in wind and solar energy: Definitions and analysis. Energiforsk. Available from <https://energiforsk.se/media/30270/system-and-integration-costs-energiforskrappport-2021-801.pdf>.
- Tanabe, R., Amano, H. & Yokoyama, A. 2017. An Analytical Method for Assessing Flexible Resource Adequacy of Power Systems with a High Share of Renewables. Power TECH.
- Tanabe, R. & Yokoyama, A. 2019. Pumped-Storage Hydropower Operation Scheduling Method for Net Load Ramp Leveling
- Terna. 2018. National Development Plan 2018. Available at Terna.
- Terna. 2020. National Development Plan 2020. Available at Terna. https://download.terna.it/terna/Piano%20di%20sviluppo%202020_8d7db1ffa4ca9e7.pdf
- Terrier, V. 2017. North European Power Systems Reliability, M.Sc. Thesis. KTH, Sweden. Available at: <http://kth.divaportal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1077673&dswid=-8334>.
- TSO2020. 2020. Stability Analysis of an International Electricity System connected to Regional and Local Sustainable Gas Systems. Final report available at http://tso2020.eu/wp-content/uploads/2020/01/TSO2020_Final_Report_TUD.pdf.
- Tómasson, E. & Söder, L. 2017. Multi-area generation adequacy and capacity credit in power system analysis, 2017 IEEE innovative smart grid technologies - Asia (ISGT-Asia).
- Tómasson, E. & Söder, L. 2018. Generation Adequacy Analysis of Multi-Area Power Systems With a High Share of Wind Power. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 4, pp. 3854–3862, 2018.
- TSO-DSO. 2019. “TSO-DSO Report - An integrated approach to active system management with the focus on TSO-DSO coordination in congestion management and balancing”, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSODSO_ASM_2019_190416.pdf.
- USDoE. 2021. Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition. Available at <https://emp.lbl.gov/wind-technologies-market-report/>
- Vibrant energy. 2020. “ZeroByFifty” Presentation at the Energy Systems Integration Group technical workshop (online), November 11, 2020. https://www.vibrantcleanenergy.com/wp-content/uploads/2020/11/ESIG_VCE_11112020.pdf.
- Vittal, E., O’Malley, M., Keane, A. 2010. A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind. IEEE Trans. PWRs, Vol. 25 (1), pp. 433–442
- Vrana, T.K. & Torres Olguin, R.E. 2015. Technology perspectives of the North Sea Offshore and storage Network (NSON). Technical Report TR A7490, SINTEF Energy. Available at <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2400329>
- Vrana, T.K. 2016. "Review of HVDC Component Ratings: XLPE Cables and VSC Converters", IEEE Energycon.

- Vrana, T.K. & Mo, O. 2016. "Optimal Operation Voltage for Maximal Power Transfer Capability on Very Long HVAC Cables", *Energy Procedia*, 2016
- Vrana, T.K., Aas, E.S., Reigstad, Mo, O. 2017a. "Impact of Present and Future HVDC Links on the Nordic Power Grid", IET ACDC.
- Vrana, T.K., Flynn, D., Gomez-Lazaro, E., Kiviluoma, J., Marcel, D., Cutululis, N. & J. Smith, C. 2017b. "Wind power within European grid codes: Evolution, status and outlook", *WILEY WIREs*.
- Vrana, T.K., Trilla, L. & Attya, A. 2017c. "Development of a Generic Future Grid Code regarding Wind Power in Europe", WIW Berlin.
- Vrana, T.K. & Härtel, P. 2018. "Estimation of investment model cost parameters for VSC HVDC transmission infrastructure", *Electric Power System Research*.
- Vrana, T.K., Attya, A. Trilla, T. 2020. "Future-oriented Generic Grid Code regarding Wind Power Plants in Europe", *Electrical Power & Energy Systems*.
- Wolter, C., Klinge Jacobsen, H., Rogdakis, G., Zeni, L. & Cutululis, N.A. 2016. Overplanting in offshore wind power plants in different regulatory regimes. In: 15th wind Integration workshop – International Workshop on LargeScale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants.
- WindEurope. 2016. Ten Commandments of the wind industry on balancing markets. Position paper, available at <https://windeurope.org/wpcontent/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-TenCommandments-ofthe-Wind-Industry-on-Balancing-Markets.pdf>.
- WindEurope. 2018. Renewables system integration – a system wide approach to cost and value. Position paper, 2018. Available at <https://windeurope.org/policy/position-papers/renewables-system-integration-a-system-wide-approach-to-cost-and-value/>.
- Wiser, R. 2017. Value of Wind: Other Measures to Avoid the Value Drop. IEA Wind Technology Collaborative Platform. Lyngby, Denmark, November 2017. Available at https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/139941854/Wiser_Wind_ValueMitigation.pdf
- Xie, X., Zhang, X., Liu, H., Liu H., Li, Y., Zhang, C. 2017. Characteristic Analysis of Subsynchronous Resonance in Practical Wind Farms Connected to Series-Compensated Transmissions. *IEEE Transactions on Energy Conversion* Vol. 32 No 3, Sep 2017.
- Yasuda, Y., Bird, L., Carlini, E.M. et al., 2021. C-E (Curtailment – Energy Share) Map: An Objective and Quantitative Measure to Evaluate Wind and Solar Curtailment. Submitted to RSER.
- You, R., Barahona, B., Chai, J., Cutululis, N.A. 2013. A novel wind turbine concept based on an electromagnetic coupler and the study of its fault ride-through capability. *Energies*, Vol. 6, pp. 6120–6136.
- Zhao, X. & Flynn, D. 2021. "Dynamic studies for 100% converter-based Irish power system", IET RPG Conference, Dublin, Ireland, March 2021.