



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2019 30 stp**  
Fakultet for realfag og teknologi

## **Bidrag med systemtjenester for frekvensregulering (FCAS) fra vindkraft – en litteraturstudie**

Contribution with Frequency Control Ancillary  
Services (FCAS) from Wind Power – a Literature  
Review

**Mariusz Butryn**  
Miljøfysikk og fornybar energi



## Forord

Denne masteroppgaven ble skrevet våren 2019 ved Fakultet for realfag og teknologi (REALTEK) ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), og er en avslutning på en femårig mastergrad i Miljøfysikk og fornybar energi.

Jeg ønsker å takke min hovedveileder, Sonja Berlijn, og biveileder, Heidi S. Nygård, for systematiske veiledningsmøter og deres verdifulle innspill under arbeidet med oppgaven. Videre ønsker jeg også å takke Alexander Jansson (Statnett) for hjelp under utforming av oppgaven.

Å arbeide med denne avhandlingen har vært en morsom og lærerik prosess. Oppgavens tematikk er aktuell i dagens situasjon i kraftsystemet, noe som gjorde det ekstra spennende å arbeide med en slik oppgave. Jeg håper at Statnett og andre lesere vil få nytte av den.

Ås, 12. mai 2019

Mariusz Butryn



## Liste over forkortelser

<b>Forkortelse</b>	<b>Engelsk navn</b>	<b>Norsk navn</b>
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve	Sekundærreserver
AS	Ancillary Services	Balansetjenester
BRP	Balance Responsible Party	Balanseansvarlig
FCAS	Frequency Control Ancillary Services	Balansetjenester for frekvensregulering
FCR	Frequency Containment Reserve	Primærreserver
FFR	Fast Frequency Reserves	Raske reserver
HVDC	High Voltage Direct Current	Høyspent likestrøm
MAPE	Mean Absolute Percentage Error	Gjennomsnittlig absolutt prosentfeil
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve	Tertiærreserver
MPP	Maximum Power Point	Maksimale effektpunkt
PMU	Phasor Measurement Units	
RK		Regulerkraft/tertiærreserver
TRL	Technology Readiness Level	Teknologiens modenhetsnivå
TSO	Transmission System Operator	Systemoperatør
VSWT	Variable Speed Wind Turbine	Variabel hastighet vindturbin
WPP	Wind Power Plant	Vindkraftverk
WTG	Wind Turbine Generator	Vindturbingenerator

## Sammendrag

Det nordiske kraftsystemet står foran store strukturelle endringer i de kommende årene. Økende andel variabel og uforutsigbar kraftproduksjon, samt nye utenlandsforbindelser gjennom HVDC-kabler, gjør alle at kraftsystemstabiliteten blir utfordret. De nordiske TSOene anser derfor å sørge for en fortsatt høy forsyningsikkerhet som en av hovedutfordringene i de kommende årene. Problemer med kraftsystemstabilitet vises bl.a. gjennom mer frekvente perioder med lav inertia i systemet, noe som allerede er et aktuelt problem i det nordiske synkronområdet.

Normalt har de tradisjonelle (termisk kraft og vannkraft), synkronkoblede kraftverk bidratt med balansetjenester for systemstabilisering. Imidlertid oppstår perioder med stor fornybar produksjon der de tradisjonelle kraftverkene ikke kjører grunnet spotprisen. Det er dermed interessant å se i hvilken utstrekning vi kan forvente at vindkraften bidrar inn i balanseringen. I oppgaven avgrenses omfanget til balansetjenester knyttet til frekvensregulering (FCAS-Frequency Control Ancillary Services).

Denne avhandlingen vil dermed gjennom en litteraturstudie gi oversikt over ulike aspekter knyttet til FCAS fra vindkraft. Opprinnelig var formålet å bruke en systematisk litteraturstudie til å skaffe seg relevant litteraturløst grunn for forståelse og besvarelse av oppgaven. Allikevel ble visse mangler i litteraturen oppdaget, og en supplerende søkingsprosess har blitt utført.

Hovedfunnene er at det per i dag er noen få TSOer som stiller konkrete krav til visse FCAS fra vindkraft, mens erfaringer knyttet til bruk av slike tjenester er enda sjeldnere. Det ser ut som det ikke er betydelige tekniske hindringer på dette området, da flere turbinprodusenter har lenge slike løsninger tilgjengelige i sine porteføljer. Imidlertid er leveranse av balansetjenester ofte frivillig og knyttet til deltagelse i balansemarkedene, noe vindkrafteierne ofte ikke deltar i av økonomiske grunner. Det er dermed kommet fram til at 3 hindringer utgjør hovedbarrieren for større bruk av FCAS fra vindkraft: prognosering av vindkraftproduksjon, vindkraftbegrensning (curtailment) og riktige incentiver/markedsløsninger. Basert på litteraturstudien, er avslutningsvis anbefalinger til forskningspartnere og forskningsområder gitt for Statnett.

## Abstract

The Nordic power distribution system will be facing big structural challenges in the near future. The increase of variable and unpredictable power production and new cross-border HVDC connections means that the system stability is being challenged. Therefore, the Nordic TSO's (transmission system operators) regard providing a high level of stability in the power supply as one of the main challenges in the near future. Problems with power system stability are evident through, among other things, more frequent periods of low system inertia, which is already a relevant problem in the Nordic synchronous area.

Normally the traditional (thermal and hydro power), synchronously connected power plants, have contributed with ancillary services (AS) to balance the power system. However, periods with high production from renewable sources do occur, during which traditional power plants shut down due to the low system price. It is, therefore, interesting to see to what extent we can expect wind power to contribute to system balancing. The scope of this thesis is limited to frequency control ancillary services (FCAS).

Thus, through a literature review, this thesis will provide an overview of various aspects related to FCAS from wind power. The purpose was originally to do a systematic literature review to acquire a literature background which would be used to understand and solve the thesis problem. However, certain shortcomings in the literature were discovered, and a supplementary literature search process was performed.

The main findings are that, currently, only a few TSO's set standards regarding certain FCAS's from wind power, and that experiences related to such processes are even less common. There seem to be no significant technical barriers in this area, as several turbine manufacturers have long had such solutions available in their portfolios. However, the provision of FCAS's is often voluntary and linked to participation in balance markets, which wind owners choose not to participate in for economic reasons. Thus, three main obstacles for greater use of wind powered FCAS have been found: The forecasting of wind power production, curtailment of wind power and correct incentives/market solutions. Based on the literature review conducted for this thesis, recommendations for research partners and research areas are, in conclusion, provided for Statnett.

## Innholdsfortegnelse

Forord .....	i
Liste over forkortelser .....	iii
Sammendrag .....	iv
Abstract .....	v
1 Introduksjon .....	1
1.1 Innledning .....	1
1.2 Metodebeskrivelse og forskningstema .....	2
2 Et elektrisk kraftsystem .....	3
2.1 Beskrivelse .....	3
2.2 Det nordiske synkronområdet .....	4
3 Frekvensstabilitet og inertia .....	5
3.1 Generell kraftsystemstabilitet .....	5
3.1.1 Definisjoner og viktige begreper .....	6
3.2 Frekvensstabilitet .....	7
3.2.1 Kinetisk energi - inertia .....	8
3.2.2 Svingelikningen .....	9
3.2.3 RoCoF - Verdi .....	10
3.2.4 Primærkontroll og primærreserver .....	11
3.2.5 Sekundærreserver/sekundærrespons .....	12
3.2.6 Tertiærreserver/tertiærrespons .....	13
3.2.7 Andre frekvensreguleringsmetoder .....	13
3.3 Årsaker til frekvensustabiliteter .....	14
3.4 Inertia i Norge og verden .....	15
3.4.1 Norge .....	15
3.4.2 Verden .....	15



3.5	Kraftmarkeder .....	15
4	Vindkraft og metoder for provisjon av FCAS .....	16
4.1	Energi i vinden .....	16
4.2	Syntetisk inertia fra variabel hastighet vindturbiner (VSWT).....	17
4.3	Roterende reserve (de-loading) fra vindturbiner .....	18
5	Litteraturstudie og vurdering.....	20
5.1	Metodebeskrivelse .....	21
5.2	Statistisk analyse av litteraturgrunnlaget.....	22
5.2.1	Fordeling etter type institusjon.....	23
5.2.2	Fordeling etter geografisk utbredelse.....	24
5.2.3	Klassifisering etter konsepter/perspektiver.....	24
5.3	Hvordan brukes vindkraft per i dag? Hvilke krav stilles. Erfaringer i verden.....	27
5.3.1	Internasjonale krav angående FCAS fra vindkraft.....	27
5.3.2	Erfaringer med syntetisk inertia fra Hydro-Québec (Québec, Canada).....	30
5.4	Hindringer for større utbredelse av FCAS fra vindkraft.....	36
5.4.1	Vindhastighetsprognoser og estimering av vindkraftproduksjon.....	37
5.4.2	Begrensning av vindkraftproduksjon (curtailment) .....	38
5.4.3	Riktige incentiver og markedsløsninger .....	39
5.4.4	Andre hindringer .....	40
5.5	FCAS fra vindkraft og samfunnsøkonomi .....	40
6	Konklusjon og egenrefleksjon .....	42
6.1	Forslag til videre forskning .....	42
6.2	Egenrefleksjon .....	43
	Bibliografi .....	45
	Vedlegg.....	48
	Resultat fra systematisk litteratursøk .....	48



# 1 Introduksjon

## 1.1 Innledning

Tradisjonelt har det nordiske synkronområdet elektrisitetsproduksjonsmiksen hovedsakelig bestått av produksjon fra vannkraftverk, atomkraftverk og varmekraftverk. Slike kraftverk karakteriseres med stabil kraftproduksjon med muligheter for regulering, og har derfor lenge bidratt med stabilitetsegenskaper til et stabilt og robust kraftnett [1].

Som følge av bl.a. planlagt utfasing av svensk atomkraftverk, økende andel av uregulerbar, fornybar kraftproduksjon i den totale produksjonsmiksen og flere utenlandsforbindelser med kontinentet gjennom HVDC-kabler [2], står det nordiske kraftsystemet foran store strukturelle endringer i de kommende årene. Fornybar energiproduksjon fra vindturbiner og PV-anlegg, import/eksport gjennom HVDC-kabler, er alle koblet til kraftnettet gjennom frekvensomformere, og bidrar følgende ikke med stabiliseringssegenskaper på samme måte som tradisjonelle kraftverk. Dette gjelder spesielt frekvensstabilisering når store frekvensavvik oppstår.

I "Kraftmarkedsanalyse 2018-2030" anslår NVE at vindkraftproduksjonen i Norge vil gå fra 2,7 TWh i 2017 til 21 TWh i 2030, og totalt sett utgjøre 58 TWh i de nordiske landene. Dette innebærer både onshore og offshore vindkraftutbygging. Én av grunnene til dette er at vindkraftutbygging blir anslått å være økonomisk konkurransedyktig på 2020-tallet, selv uten dagens rett til elsertifikater. Det er dermed lite tvil om at vindkraft vil utgjøre størsteparten av den fornybare kraftproduksjonen (foruten vannkraft) i årene som kommer. [3]

Dessuten bærer utbygging av variabel fornybar kraftproduksjon flere utfordringer, slik at å sørge for fortsatt høy forsyningsikkerhet med mer variabel fornybar kraftproduksjon i systemet blir sett på som en av hovedutfordringer av de nordiske TSOene i de kommende årene [4]. Dette er bl.a. knyttet til mer frekvente perioder med lav inertia i systemet, og økende balansekostnader grunnet variabiliteten og uforutsigbarheten i fornybar kraftproduksjon [5, 6].

## 1.2 Metodebeskrivelse og forskningstema

Denne avhandlingen skal gjennom en litteraturstudie gi en oversikt over ulike aspekter knyttet til forskningssatsing på vindkraft og systemtjenester brukt til frekvensregulering. De ulike aspektene skal bl.a. omfatte: hvordan brukes vindkraft i verden per i dag og hvilke barrierer ligger til større bidrag med FCAS fra vindkraft. Avhandlingens forskningsspørsmål er definert som følgende:

*Kan vi i større utstrekning forvente at vindkraft bidrar med i balanseringen av kraftsystemet?*

Avhandlingens hoveddel består av en litteraturstudie som er gjennomført i to steg. Først er en systematisk litteraturstudie utført, noe som gir grunnlag for delkapittel 5.2. Deretter er litteraturgrunnlaget funnet gjennom den systematiske litteraturstudien komplementert med atskilte, ikke systematiske litteratursøk.

En systematisk litteraturstudie blir av helsebiblioteket.no (her omtalt som systematisk oversikt) definert følgende: "En systematisk oversikt er en oversikt over flere artikler om samme emne. (...) En god systematisk oversikt gir leseren oversikt over hva som finnes om et bestemt emne, og om kvaliteten på forskningen." [7]. Grunnet en systematisk litteraturstudie skal være gjenopprettbar, må det utarbeides en søkestrategi, noe som er beskrevet mer utdypende i seksjon 5.1.

Som nevnt ovenfor blir litteraturgrunnlaget funnet gjennom den systematiske litteraturstudien utvidet med litteratur funnet gjennom et tradisjonell, ikke-systematisk litteratursøk. Med dette menes at basert på erfaringer fra den systematiske litteraturstudien og observerte mangler i litteraturgrunnlaget, blir nye databaser gjennomført, slik at besvarelsen av forskningsspørsmålet er støttet med relevant og høykvalitets litteraturgrunnlag.

## 2 Et elektrisk kraftsystem

### 2.1 Beskrivelse

Et elektrisk kraftsystem består av følgende tre hovedkomponenter: Produsenter, nett og forbrukere. Følgende er der respektive komponentene forklart.

Et kraftsystem består gjerne av flere kilder til elektrisk energi, **produsenter**. Ulike produksjonsenheter kan være kilde til enten en DC-spenning eller en AC-spenning. Men felles er at de gjerne omformer en form for primær energi (solinnstråling, vannhøyde, vind, kjernekraft etc.) til elektrisk energi. Slike produsenter kan eksempelvis være: vannkraftverk, vindkraftverk, atomkraftverk eller termiske kraftverk. De fleste produsentene er oppkoblet til regionalnettet (forklart nedenfor), men i de siste årene har også andelen mindre lokale generasjonsenheter økt, og disse er oftest koblet opp mot distribusjonsnettet.

I følge SSB var produksjonen i Norge i 2017 fordelt følgende [8]:

- Vannkraftproduksjon: 95,8 %
- Varmekraftproduksjon: 2,3 %
- Vindkraftproduksjon: 1,9 %

Videre må den elektriske energien fra produsentene transporteres til forbrukeren. Til dette brukes et **nett**. Nettet i Norge består av et sentralnett, et regionalnett og et distribusjonsnett. De ulike nivåene har ulike spenningsnivåer og er derfor sammenkoblet gjennom transformatorer. Både AC-spenning og DC-spenning brukes til transport av elektrisk energi, hvorav DC-spenning foretrekkes over store distanser av økonomiske grunner.

Spenningsnivåene i Norge er [9]:

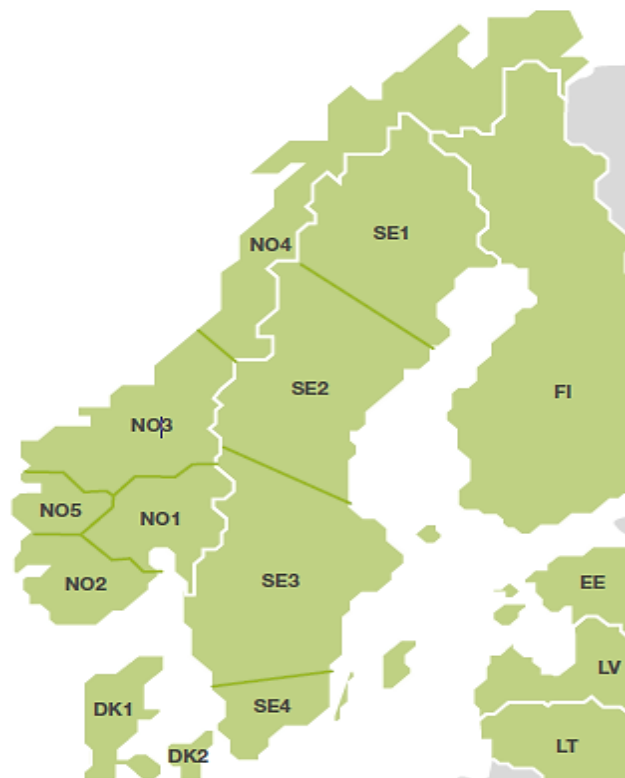
- Sentralnettet: 300 kV – 400 kV (noen ganger 132kV)
- Regionalnettet: 66 kV – 132 kV
- Distribusjonsnettet: 0,4 kV – 33 kV

**Forbrukerne** er konsumenter av elektrisk energi. Majoriteten er oppkoblet til distribusjonsnettet, men store laster kan også være oppkoblet mot høyere spenningsnivåer. I følge SSB har forbruket i 2017 fordelt seg på følgende måte etter forbruksområdet [8]:

- Bergverksdrift og industri m.m.: 44,4 %
- Tjenesteyting: 21,3 %
- Husholdninger og jordbruk: 34,3 %

## 2.2 Det nordiske synkronområdet

Det nordiske synkronområdet består av Norge, Sverige, Finland og Øst-Danmark, noe som er vist i figur 2-1. Estland, Latvia og Litauen er også tilkoblet samme synkronområdet. Med synkronområde menes at alle har samme systemfrekvens. Følgende transmisjonssystemoperatører er ansvarlige for det nordiske synkronområdet: Statnett (Norge), Svenska kraftnät (Sverige), Fingrid (Finland) og Energinet (Danmark).

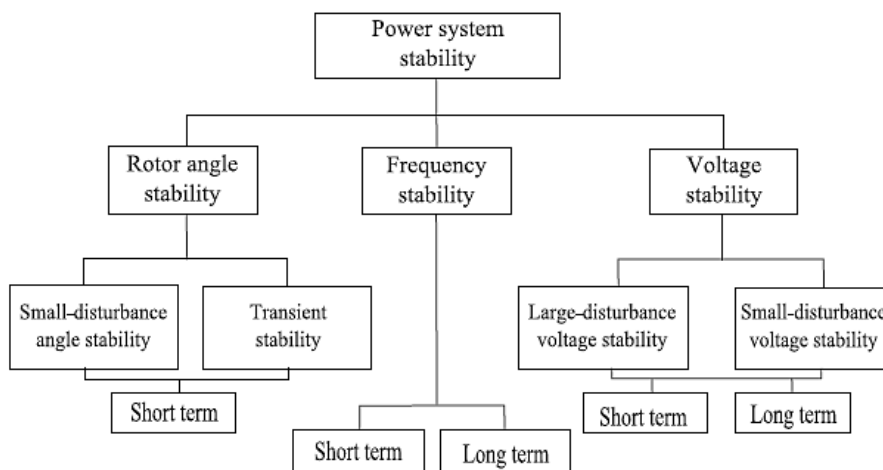


Figur 2-1: Det nordiske synkronområdet. Figuren er hentet fra SMUP 2017-2021 [1]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

### 3 Frekvensstabilitet og inertia

#### 3.1 Generell kraftsystemstabilitet

Generelt kan kraftsystemstabilitet defineres som dens evne til å opprettholde en definert tilstand under normaldrift, og evne til å gjenopprette likevektstilstanden etter en driftsforstyrrelse [10]. Grunnet de fysiske egenskapene som beskriver kraftsystemets tilstand, deles kraftsystemstabilitet inn i tre hovedområder: polhjulsinkelstabilitet, frekvensstabilitet og spenningsstabilitet. Når synkrongeneratorene mister synkroniteten får vi en forstyrrelse i polhjulsinkelstabilitet. Tap av spenningsstabilitet viser seg ofte ved ukontrollert senkning av systemspenningen. Tap av frekvensstabilitet viser seg ved ukontrollert variasjon i systemfrekvensen. Tap av stabilitet i én eller flere av områdene kan i verste fall føre til kollaps av kraftsystemet, såkalt blackout. Figur 3-1 viser et forslag til strukturering av kraftsystemstabilitet. Denne struktureringen er foreslått av en gruppe eksperter (Kundur, et.al., 2004) på området og er publisert av IEEE [11].



Figur 3-1: Generell oversikt over kraftsystemstabilitet. Gjengitt fra [11]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

De ulike hovedområdene klassifiseres videre etter størrelsen på forstyrrelsen (nivå 3 på figur 3-1). Dette grunnet av at et kraftsystem er et ikke-lineært system, noe som gjør at systemets

stabilitet må sees i sammenheng med størrelsen på forstyrrelsen. Videre er klassifiseringen fordelt etter tiden en gitt ustabilitet varer før stabiliteten gjenopprettes (nivå 4 på figur 3-1).

Denne oppgaven omhandler frekvensstabilitet. Da de øvrige ustabilitetene ikke blir omhandlet i denne avhandlingen er det valgt å ikke ha med en dypere beskrivelse av disse. Det kan kort nevnes at polhjulsinkelstabilitet må ses i sammenheng med synkrongeneratorens oppbygning og virkemåte, mens den reaktive effektflyten har overordnet effekt på spenningsstabiliteten. En dypere beskrivelse av de ulike stabilitetsnivåene kan bl.a. finnes i "*Power System Stability and Control*" (Machowski, et. al., 2018) [12].

### 3.1.1 Definisjoner og viktige begreper

**Roterende reserve:** Roterende reserve er en betegnelse på differansen mellom en generators nominell produksjon og aktuell produksjon. Dette er altså en ubrukt kapasitet som produsenten kan øke produksjonen med om det skulle være behov for frekvensregulering. Roterende reserver spiller en stor rolle i generasjonskarakteristikken til et kraftsystem, og gunstig geografisk lokasjon av reserver er viktig for optimal systembalansering.

**Statikk (droop):** Fra [12] er den matematiske likningen for statikk,  $\rho$ , for generator nr.  $i$  gitt som:

$$\rho = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P_{m,i}}{P_{n,i}}} \quad 3.1$$



hvor

$\Delta f$  er systemets frekvensendring [Hz],

$f_n$  er systemets nominelle frekvens [Hz],

$\Delta P_{m,i}$  er endring i den mekaniske effekten på generatorrotoren [W],

$P_{n,i}$  er den nominelle effekten for generator nr.  $i$  [W].

Fysisk forklart vil statikk angi en prosentandel som den målte mengden må endres for at den regulerte mengden skal endres 100 %. Altså, ved statikkinnstilling på 5 %, vil 5 % frekvensendring resultere i 100 % endring av den mekaniske rotoeffekten til generatoren.

Dette gjelder i et system hvor kun én generator er tilkoblet lasten. I et vanlig kraftsystem, hvor det er mange slike generatorer, vil den totale lasten fordele seg over alle generatorene basert på statikkinnstillingene til de individuelle generatorene.

**Dimensjonerende feil:** Dimensjonerende feil er den største feilen et kraftsystem er dimensjonert for å tåle. Det kan f.eks. være et produksjonsutfall eller bortfall av en HVDC kabel. Den dimensjonerende feilen i Norge er 1200 MW [13].

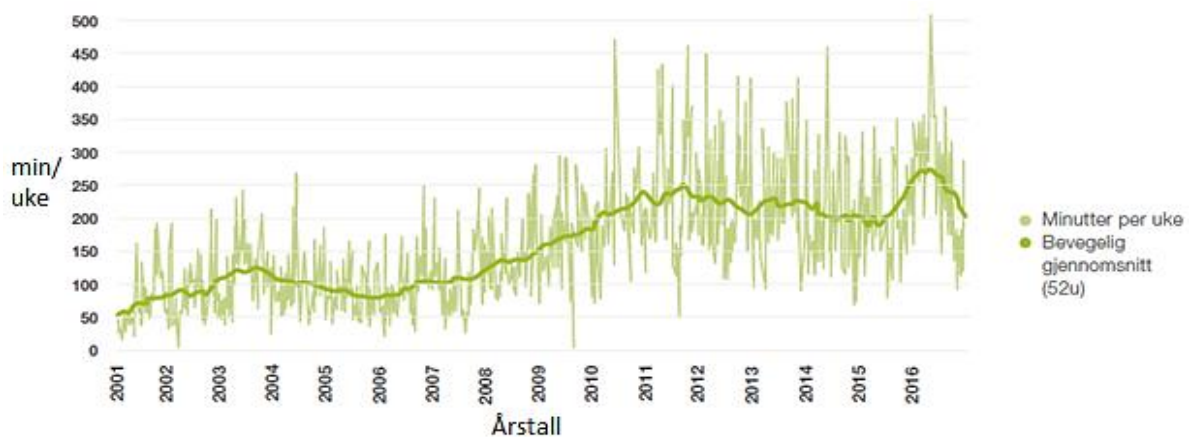
**LFC-funksjonen:** LFC-funksjonen (Load Frequency Control Function) er en integrerende funksjon som har som oppgave å stille frekvensen til den nominelle verdien etter en frekvensforstyrrelse påført av endring i aktiv effektlyt i et kraftsystem. Den type funksjon brukes i sekundær- og tertiærrespons.

### 3.2 Frekvensstabilitet

Frekvensstabiliteten blir definert som evnen et kraftsystem har til å gjenopprette en stabil frekvens etter en stor ubalanse mellom produksjon og forbruk [11]. Et gitt kraftsystemets frekvensstabilitet er i hovedsak bestemt av tre faktorer [5]:

- Kraftsystemets kinetiske energi ("inertia")
- Reserver (se seksjon 3.2.4 - 3.2.6)
- Dimensjonerende feil (se seksjon 3.1.1)

De nordiske TSOene har som mål å holde frekvensen innen  $50 \pm 0,1$  Hz. Dette kalles normalfrekvensbåndet [1]. Frekvenskvaliteten blir målt etter tiden frekvensen er utenfor normalfrekvensbåndet. Figur 3-2 viser et eksempel på frekvenskvalitet i det nordiske synkronområdet fra perioden 2001-2016. Figuren indikerer en negativ trend. I "Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021" vurderer Statnett frekvenskvaliteten som ikke tilfredsstillende, og med økt risiko for kraftforsyningen [1].



Figur 3-2: Figuren fremstiller antall minutter/uke frekvensen har vært utenfor normalfrekvensbåndet. Data er fra perioden 2001-2016. Figuren er gjengitt fra SMUP 2017-2021 [1]. Figuren er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

### 3.2.1 Kinetisk energi - inertia

Den kinetiske energien i form av roterende masser, synkront koblet til kraftnettet, kan utveksle energi med kraftnettet. Om energien trekkes fra eller gis til den roterende massen avhenger av om systemfrekvensen er over eller under nominell verdi. Den kinetiske energien  $E_K$  lagret i roterende masser er gitt som [14]:

$$E_K = \frac{1}{2} J \omega_m^2 \quad 3.2$$

hvor

$J$  er treghetsmomentet til den roterende massen [ $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ],

$\omega_m$  er vinkelhastigheten til den roterende massen [ $\text{rad/s}$ ].

Den totale kinetiske energien i et kraftsystem vil være en sum av de kinetiske energiene til alle produksjonsenhetene. Et kraftsystem med stor kinetisk energi vil være mer stabil og vice versa.

For å beskrive den kinetiske energien lagret i synkrogeneratorens roterende masse, brukes det ofte i stabilitetsanalysen en **treghetskonstant,  $H$** :

$$H = \frac{E_K}{S_n} = \frac{J\omega_{m,0}^2}{2S_n} \text{ [s]} \quad 3.3$$

hvor

$\omega_{m,0}$  er den nominelle vinkelhastigheten til rotoren [rad/s],

$S_n$  er nominell tilsynelatende effekt for generatoren [VA].

Treghetskonstanten er gitt i sekunder. Dette kan bli tolket som tiden energien i den roterende massen (turbin-generator) er i stand til å forsyne en last på størrelse med den nominelle tilsynelatende effekten til generatoren [15]. Typiske verdier for store kraftverk ligger i området 2-9 s [10].

### 3.2.2 Svingelikningen

For å forstå hvordan systemets aktive effektlyt virker inn på systemfrekvensen er svingelikningen et godt utgangspunkt. **Svingelikningen** er en matematisk beskrivelse av rotordynamikken (rotorvinkelhastigheten  $\omega_m$ ) i en synkrogenerator [16], og kan bli utledet ved å ta den tidsderiverte av likning 3.2:

$$\dot{E}_K = J\omega_m \cdot \dot{\omega}_m = \frac{2HS_n}{\omega_m} \dot{\omega}_m = (P_g - P_l) \quad 3.4$$

hvor

$P_g$  er den mekaniske effekten på rotoren [W],

$P_l$  er det elektriske effektbehovet trukket fra generatoren [W].

For et helt kraftsystem som består av mange synkrongeneratorer får vi:

$$\Delta P = 2H_{sys}S_{n,sys}\bar{\omega}_{COI} \cdot \frac{d\bar{\omega}_{COI}}{dt} [W] \quad 3.5$$

hvor

$$H_{sys}S_{n,sys} = \sum_i H_i S_{n,i},$$

$$\Delta P = \sum_i P_{g,i} - P_{l,i},$$

$H_{sys}$  er tregghetskonstanten for hele kraftsystemet [s],

$S_{n,sys}$  er nominell tilsynelatende effekt for systemet [VA],

$\Delta P$  er endingen i systemets aktive effektflyt [W].

$\omega_{COI}$  kan bli betraktet som snittvinkelhastighet av alle produksjonsenheter (COI – Center of Inertia) [rad/s],

$i$  står for generator nr.  $i$ .

### 3.2.3 RoCoF - Verdi

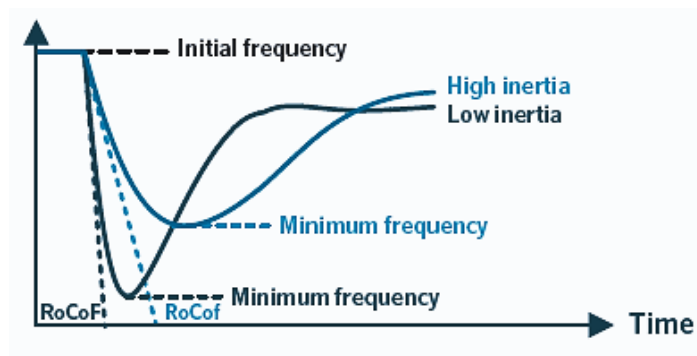
Et annet størrelse som beskriver dynamikken til et kraftsystem i tidspunktet rett etter en endring i aktiv effektflyt, er **RoCoF** (Rate of Change of Frequency). Fra likning (3.4) og antakelse om at frekvensendringen i tidspunktet rett etter ending i aktiv effektflyt er tilnærmet 0, dvs.  $\bar{\omega}_{COI} \cong 1$ , får vi:

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{f_n \Delta P}{2S_{n,sys}H_{sys}} [Hz/s] \quad 3.6$$

hvor  $\Delta P < 0$  betyr at elektrisk effekt trukket fra laster er større enn generert elektrisk effekt.

Denne likningen viser at  $\frac{df}{dt} \propto \frac{1}{H_{sys}}$ , altså er systemets frekvensendring omvendt proporsjonal med systemets treghetskonstant. Dette betyr at jo mer roterende masse der er i systemet, i.e. større  $H_{sys}$ -verdi, jo saktere umiddelbar frekvensendringsrate (RoCoF) kan forventes ved en gitt ending i aktiveffektflyt,  $\Delta P$ .

I perioder hvor stor andel av elektrisitetsproduksjonen kommer fra omformerkoblede produksjonsenheter, noe som er forventet i de kommende årene i Norden[6], vil treghetskonstanten for systemet være redusert. Omformerkoblede produksjonsenheter bidrar normalt ikke med treghet til systemet [12]. Dette vil så føre til mer frekvente perioder der frekvensstabiliteten er redusert og systemstabiliteten utfordres,  $RoCoF$  blir stor. Figur 3-3 fremstiller prinsipielt effekt av systemets treghetskonstant  $H$  på  $RoCoF$ -verdi [4]. Man kan se fra figuren at systemer med lavere inertiakonstant vil ha større  $RoCoF$  og minimumsverdien til frekvensen vil også være lavere. Det sistnevnte er også avhengig av hvor raskt primærrespons (FCR) er.



Figur 3-3: Effekt av inerti på  $RoCoF$  og minimumsfrekvens. Figuren er hentet fra [17]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

### 3.2.4 Primærkontroll og primærreserver

Som en respons på ubalanse i aktiv effektlyt vil primærreserver (FCR – Frequency Containment Reserves) aktiveres i løpet av de første få sekundene [12]. Primærreserver er automatiske reserver av aktiv effekt, og er i Norge delt etter FCR-N og FCR-D, som forholdsvis er normaldriftsreserver og driftsforstyrrelsesreserver [18].

- FCR-N blir aktivert automatisk ved frekvensavvik  $\pm 0,1$  Hz og er en symmetrisk reserve [19]. Symmetrisk reserve bidrar både til opp- og nedregulering.
- FCR-D blir aktivert ved 49,9 Hz og fullstendig aktivert ved 49,5 Hz. Denne bidrar kun til oppregulering [19].

Den tilgjengelige primærreserven i enhver produksjonsenhet, stilles av statikkinnstillingene. Statikkinnstillingene bestemmer responsen av en gitt produksjonsenhet ved en gitt frekvensendring, i.e. reguleringsstyrke:

$$\text{Reguleringsstyrke} = \frac{P_{g,0}}{\text{statikk}(\%) \cdot f_n} \text{ [MW/Hz]} \quad 3.7$$

hvor

$P_{g,0}$  er nominell aktiv effekt fra generatoren [MW].

I Norge stiller Statnett krav til alle aggregatene over 10 MVA som er i drift om maksimalt 12% statikk for aktører som ikke er aktive i markedet. I de senere årene har denne verdien vært senket til 6% i løpet av sommerhalvåret. Dette gjøres for å sikre tilstrekkelig primærrespons i de ulike deler av kraftnettet. [18]

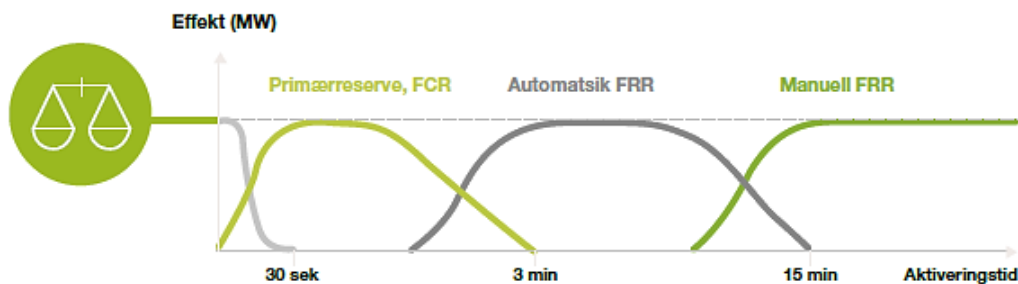
### 3.2.5 Sekundærreserver/sekundærrespons

Sekundærreserver, aFRR (Frequency Restoration Reserves Automatic), brukes for å stille frekvensen tilbake til den nominelle verdien, og frigi den aktiverte primærreserven slik at den kan håndtere nye ubalanser. Sekundærrespons, er i likhet med primærrespons, en automatisk frekvensrespons som regulerer den aktive effekten til produksjonsenheten. Responsen blir aktivert av en LFC-funksjon (se kapittel 3.1.1) hos Statnett, og aktiveringstiden er ca. 120-210 sekunder etter at signalet er mottatt. Kvantumet som kan bli tilbudt fra en aktør til sekundærreserver er i dag mellom 5 og 35 MW, og skal være delelig med 5 [20].

### 3.2.6 Tertiærreserver/tertiærrespons

Tertiærreserver, også omtalt regulerkraft, har som oppgave å frigi primær- og sekundærreserver for å kunne håndtere nye ubalanser. Det er per i dag krav i Norge om tertiærreserver på størrelse med den dimensjonerende feilen, dvs. 1200MW. Det samme gjelder andre land i det Nordiske synkronområdet. Tertiærrespons er enda saktere enn sekundærrespons, og dens fulle aktiveringstid skal være etter maksimalt 15 minutter. Både produsenter og forbrukere kan være tilbydere av tertiærreserver. [13]

Da Norge er et utstrakt land, og fordeling av produksjon og forbruk ikke er geografisk homogen, oppstår det flaskehals. Tertiærreserver brukes derfor i Norge også til å dekke flaskehals. Statnett har derfor vurdert ekstra 500MW i tertiærreserver til dette formålet [13]. Sammenhengen mellom de ulike frekvensresponsene er vist i figur 3-4.



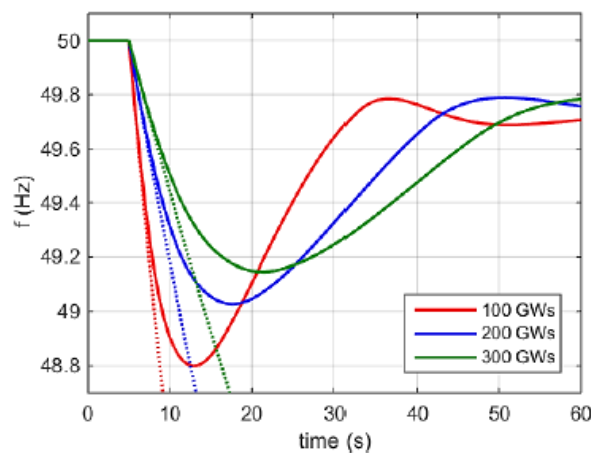
Figur 3-4: Figuren fremstiller sammenhengen mellom de ulike reservene samt aktiveringstid. Den grå kurven fremstiller hvordan systemets kinetiske energi bidrar med aktiv effekt. Figuren er hentet fra [1]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

### 3.2.7 Andre frekvensreguleringsmetoder

Det finnes også en rekke andre mulige handlinger som kan bli foretatt ved større frekvensavvik. En del av disse omhandler handlinger som skal beskytte systemet. Det kan bl.a. være utkobling av produksjon eller forbruk. Mer om andre reguleringsmetoder kan eksempelvis finnes i "Nordic Grid Code" (NORDEL, 2007) [21].

### 3.3 Årsaker til frekvensustabiliteter

Det er i hovedsak store kraftprodusentenheter med vannkraft og kjernekraft som er leverandører av stabilitetsegenskaper til systemet. Med stabilitetsegenskaper forstås først og fremst inertia (rotasjonsenergien), primærreserver (FCR) og dimensjonerende feil, da disse har størst effekt i de første sekundene etter frekvensforstyrrelse, men sekundærreserver og tertiærreserver er også stabilitetsressurser som bidrar til bedre frekvenskvalitet. Figur 3-5 fremstiller konseptuelt innvirkning av mengde kinetisk energi ("inertia") på frekvensen etter utfall av en produksjonsenhet [5].



Figur 3-5: Figuren fremstiller sammenhengen mellom mengde kinetisk energi ("inertia") og frekvens etter tap av en produksjonsenhet uten (stiplede) og med (heltrukne) FCR. Figuren er hentet fra [5]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

I de kommende årene forventer de nordiske TSOene stor økning blant uregulerbar og uforutsigbar kraftproduksjon som vindkraft og småkraft [22]. Samtidig er det forventet lengre perioder med lavere produksjon fra store regulerbare produksjonsenheter. Redusert tilgang til stabilitetsegenskaper vil gi mer frekvente perioder med reduserte stabilitetsmarginer, noe som gjør at stabiliteten i kraftsystemet utfordres. Perioder med reduserte stabilitetsmarginer er forventet primært å oppstå i nattetimer og i sommerperioder [22], når lav spotpris tvinger store regulerbare produksjonsenheter til å stenge produksjonen.



## 3.4 Inertia i Norge og verden

### 3.4.1 Norge

Det er per i dag ingen krav til mengde inertia i det nordiske synkronområdet. Inertia har vært og er normalt levert av vannkraftverk, termiske kraftverk og atomkraftverk i som en del av andre systemtjenester. Imidlertid tyder de siste årene på flere perioder hvor systemet ikke har hatt tilstrekkelig med inertia. Dette gjelder spesielt sommerhalvåret.

Metoder så langt brukt i Norden for sikring av tilstrekkelig rotasjonsenergi er reduisering av dimensjonerende feil og overvåkning av inertia i sanntid. Inertia vil også bli håndtert på denne måten i 2019 [23]. På kort sikt ser Statnett FFR (Fast Frequency Reserves) som en løsning [24]. FFR er også bruk av Statnett siden 2018, og består i hovedsak av forbrukerrespons.

### 3.4.2 Verden

I 2016 har de nordiske TSOene gjennomført en undersøkelse der 12 andre TSOer ble spurt om hvorvidt de ser lav inertia problematisk og i så fall deres handlingsmetoder. 10 av TSOene har besvart undersøkelsen og resultatene er oppsummert i [25]. Én av hovedresultatene er bl.a. at over halvparten av TSOene som besvarte undersøkelsen anser senkende systeminertia som utfordrende. For mer informasjon om resultatene og konklusjonen av undersøkelsen vises det til *Nordic Survey on Inertia "Related Challenges and Mitigation Measures" (Ørum, et. al., 2017)* [25].

## 3.5 Kraftmarkeder

Det Nordiske kraftmarkedet deles opp i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet.

Engrosmarkedet er markedet for handel av store kraftvolum, hvor aktører som kraftprodusenter og kraftleverandører deltar. Store sluttbrukere (ofte stor industri) kan også direkte delta i engrosmarkedet i stedet for sluttbrukermarkedet. Engrosmarkedet består videre av day-ahead-markedet (Elspotmarkedet), kontinuerlig intradagmarked (Elbasmarkedet) og balansemarkeder. Videre er sluttbrukermarkedet et marked hvor små og mellomstore sluttbrukere kan handle kraft fra kraftleverandørene. [26, 27]

Balansemarkedet er markedet for handel av balansereserver. I Norge finnes det fire balansereserver; 2 typer primærreserver (FCR-N og FCR-D), sekundærreserver (aFRR) og tertiærreserver (mFRR, også omtalt som regulerkraft). Primærreserver kan bli handlet både i et døgnmarked og et ukemarked, mens sekundærreserver og tertiærreserver blir kun handlet i et eget ukemarked kalt regulerkraftmarkedet (RK).

## 4 Vindkraft og metoder for provisjon av FCAS

### 4.1 Energi i vinden

Vindturbiner opererer normalt i det som kalles MPP-punktet (Max Power Point), dvs. at vindturbiner produserer maksimalt ut ifra den tilgjengelige energien i vinden. Effektutbyttet fra en vindturbin er gitt ved:

$$P_{tilg} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad 4.1$$

Hvor

$P_{tilg}$  er produksjonen fra vindturbinen [W],

$\rho$  er lufttettheten [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ],

$A$  er arealet spent av turbinbladene [ $\text{m}^2$ ],

$v$  er vindhastigheten [m/s] og

$C_p$  er effektkoeffisienten.

Effektkoeffisienten,  $C_p$ , angir hvor effektivt den tilgjengelige energien i vinden blir konvertert til elektrisitet, og er en funksjon av:

$$C_p = f(\lambda, \beta) \quad 4.2$$

Hvor

$\lambda = \frac{R\omega}{v}$  er vindhastighetsfaktoren (tip-speed ratio),

$R$  er radiusen spendt av rotorbladene [m],

$\omega$  er rotorvinkelhastigheten [rad/s],

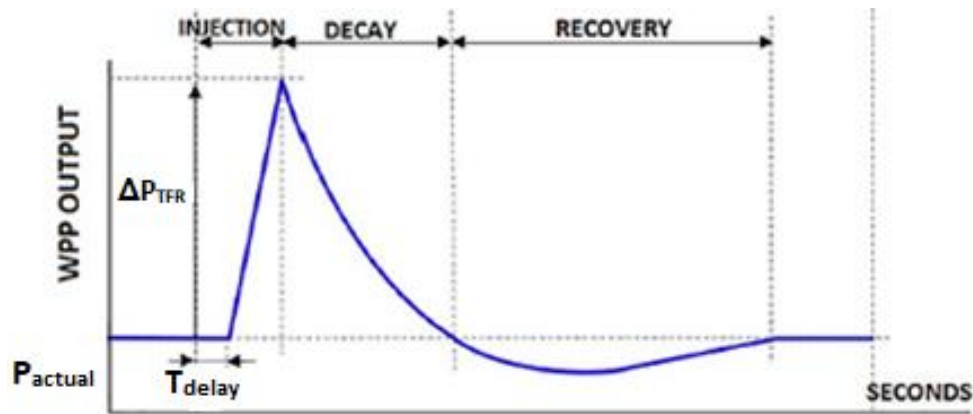
$\beta$  er rotorbladvinkelen (pitch) [rad].

#### 4.2 Syntetisk inertia fra variabel hastighet vindturbiner (VSWT)

Majoriteten av installerte vindturbiner i dag er variabel-hastighet vindturbingeneratorer (VSWTG), dvs. generatorer av type 3 og type 4. Generatorer av type 3 og type 4 er oppkoblet kraftnettet gjennom frekvensomformere, noe som bidrar til bedre utnyttelse av energien i vinden. Gjennom en slik oppkobling er produksjonen fra vindturbiner av type 3 og 4 prinsipielt uavhengig av endringer i nettfrekvensen. Likevel er det mulig å oppnå en rask, kortvarig aktiv effektinjiserings fra VSWT gjennom visse reguleringsteknikker som ekstraherer en del av den kinetiske energien i den roterende massen, dette kalles **syntetisk inertia**.

Syntetisk inertia er en energinøytral prosess, dvs. at den kinetiske energien som hentes fra den roterende massen og leveres på nettet må bli gjenvunnet, slik at turbinen tilbakestilles til sitt initial tilstand. Prosessen er visst i figur 4-1 [28]. En slik restaureringsperiode kan potensielt skape uønskede konsekvenser for kraftnettet, såkalt sekundær senkning (double-dip) i nettfrekvensen, og er dermed et aspekt det må tas hensyn til [29].

Under en syntetisk inertia respons er effektøkningen normalt på 5-10% av nominell turbineffekt, aktiveres i løpet av 0,5-2 sekunder, værers i 5-10 sekunder og restaureres i løpet av 10-30 sekunder [30]. Inngangssignalet kan være absolutt endring i nettfrekvensen, RoCoF-verdi eller en kombinasjon av begge.



Figur 4-1: Kortvarig effektinjisering ved hjelp av syntetisk inertia fra vindkraftverk. Kun en illustrativ tilnærming. Figuren er hentet fra [28]. Figuren er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

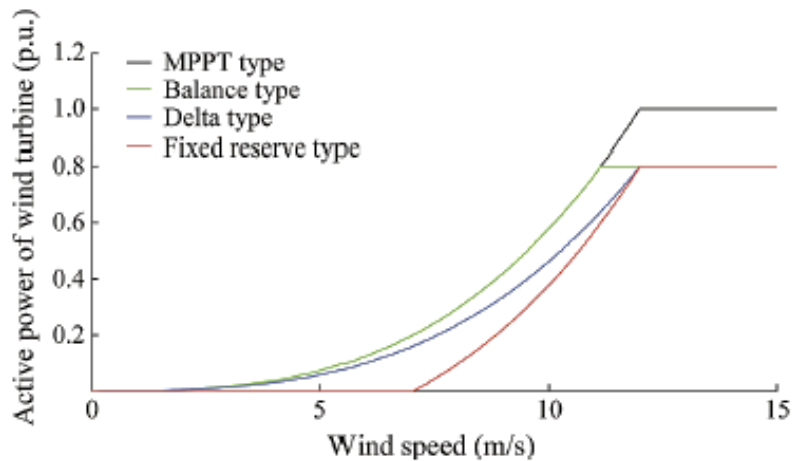
### 4.3 Roterende reserve (de-loading) fra vindturbiner

Skal et kraftverk kunne bidra med oppreguleringsreserver som a/mFRR, må den ha en reservert en viss produksjonskapasitet. I sammenheng med tradisjonelle kraftverk blir dette kalt en roterende reserve (se delkapittel 3.1.1). I vindkraftsammenheng beskrives dette som de-loading, dvs. at vindturbinen ikke kjører i MPP-punktet, som den er designet til, men produserer noe lavere. Det skilles gjerne mellom 3 former for de-loading, noe som er følgende beskrevet og deretter vist i figur 4-2:

**"Balansert" de-loading:** En konstant prosent av nominell effekt blir reservert.

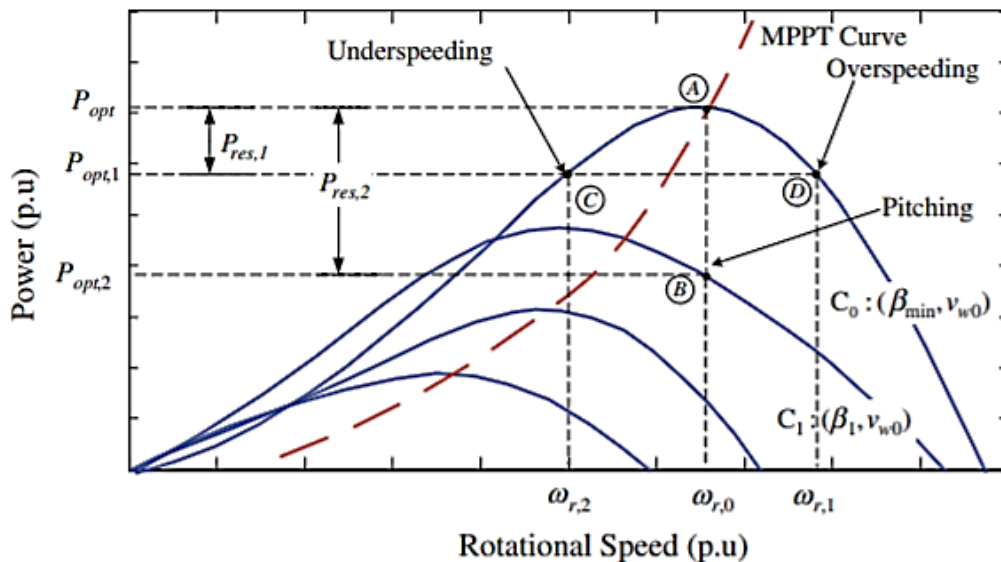
**"Delta" de-loading:** En konstant prosent av den aktuelle produksjonen blir reservert.

**"Fast" de-loading:** En konstant mengde aktiv effekt reserveres.



Figur 4-2: En prinsipiell oversikt av ulike former for de-loading. Figuren er hentet fra [31]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

Ut ifra likning 4.2 ser man to variabler som muliggjør regulering av effektutbyttet fra turbinen;  $\omega$  og  $\beta$ . Dette fører til to reguleringsmetodikker for de-loading: rotorvinkelhastighetsregulering (rotor-speed control) og rotorbladvinkelregulering (pitch control). En representasjon av metodene er vist i figur 4-3 [32].



Figur 4-3: Effektutbyttet som funksjon av rotorvinkelhastigheten. Representasjon av reguleringsmetodene for de-loading av vindkraft; rotorhastighetsregulering og rotorbladvinkelregulering. Figuren er hentet fra [32]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

**Rotorbladvinkelregulering (pitch control):** Som fremvist i figur 4-3 kan de-loading oppnås gjennom endring av rotorbladvinkelen fra  $\beta_{min}$  (punkt A) til  $\beta_1$  (punkt B), slik at produksjonen endres fra  $P_{opt}$  til  $P_{opt,2}$ , og en effektreserve gitt ved  $P_{res,2} = P_{opt} - P_{opt,2}$  oppnås. Produksjonskarakteristikken følger da en annen kurve (går fra kurve  $C_1$  til  $C_2$ ). Når rotorvinkelhastigheten overstiger maksimal verdi, blir denne reguleringsteknikken brukt slik at mekaniske skader unngås [32].

**Rotorhastighetsregulering (rotor-speed control):** Når rotorvinkelhastigheten ikke overstiger maksimal tillatt verdi blir rotorhastighetsregulering valgt fremfor rotorbladvinkelregulering, noe som minker mekanisk stress på rotorbladene. På figur 4-3 er en aktiv effektreserve  $P_{res,1} = P_{opt} - P_{opt,1}$  anskaffet gjennom økning av rotorhastigheten fra  $\omega_{r,0}$  (punkt A) til  $\omega_{r,1}$  (punkt D). Dessuten er det mulig å minke rotorhastigheten til  $\omega_{r,2}$  (punkt C), imidlertid vil dette øke sannsynligheten for generatorstopp. Større rotorhastighet er videre mer optimal iht. syntetisk inertia respons, da høyere kinetisk energi er tilgjengelig. [32]

## 5 Litteraturstudie og vurdering

Motivert av økende utbygging av vindkraft i Norden og mer frekvente perioder der tradisjonelle leverandører (vannkraftverk og termiske kraftverk) av balansetjenester ikke kjører grunnet spotprisen, er hovedformålet for denne avhandlingen å gi nærmere innsikt i hvordan vindkraft kan bidra med balansetjenester for frekvensregulering (FCAS, Frequency Control Ancillary Services). Gjennom en litteraturstudie skal status bak følgende aspekter på dette området bli nærmere undersøkt:

- Forskningsstatus angående FCAS fra vindkraft. Hvor og hvem forsker på dette?
- Hvor utbredt er bruk av FCAS fra vindkraft i verden? Har vi noen erfaringer med dette?
- Hvilke hindringer ligger til bruk av FCAS fra vindkraft?
- Er bidrag med FCAS fra vindkraft samfunnsøkonomisk?

## 5.1 Metodebeskrivelse

I utgangspunktet var metodikken avgrenset til en systematisk litteraturstudie. Ettersom en systematisk litteraturstudie skal kunne bli gjenopprettbar av andre personer, blir det såkalte PRISMA flytdiagrammet brukt som et utgangspunkt til å bestemme seks steg som den systematiske litteraturstudien skal følge [33]. Stegene er som følger:

Steg 1: Å definere et spørsmål/tema som definerer interesseområdet for litteraturstudien.

- Interesseområdet for litteraturstudien er definert som: Vindkraft, bidrag med balansetjenester for frekvensregulering (FCAS), dvs. syntetisk inertia, FFR, FCR og a/mFFR.

Steg 2: Søk etter relevant data i bestemte databaser med bestemte søkeord og begrensninger for å sile ut mest av den irrelevante litteraturen.

- Søk blir utført i tre ulike databaser for å sikre seg mest mulig variert litteratur. Dette grunnet at ulike databaser mest sannsynlig benytter seg av ulike søkingsalgoritmer.
- Kun litteratur utgitt i 2012 eller senere blir sett på.
- Om antall treff overstiger 100, begrenses litteraturstudieomfanget til 100.
- "Relevans" filteret i de ulike databasene blir brukt for å sortere resultatene fra mest relevante til minst relevante.

Steg 3: Utvalg av relevant data ut ifra søkeresultatene etter forhåndsbestemte kriterier.

- Følgende antall artikler velges maksimalt fra hver database:
  - 25 fra Web of Science.
  - 45 fra oria.no.
  - 30 fra Google Scholar.
- Om duplikater oppstår blir neste artikkel i listen valgt.

Steg 4: Analyse av den relevante litteraturen gjennom bestemte statistiske metoder for å få nærmere informasjon om:

- Utgivelsesår.
- Geografisk fordeling.
- Type institusjon som har gitt bidrag.

Steg 5: Bestemmelse av de gjennomgående hovedtrekk/konsepter i den utvalgte litteraturen.

- Vha. studie av titler og sammendrag blir litteraturen gruppert etter visse gjennomgående konsepter. Disse er definert i seksjon 5.2.3.

Steg 6: Utvelgelse av konkrete litteratureksempler som skal gi grunnlag for besvarelse av forskningsspørsmål definert innledningsvis i denne seksjonen.

- Følgende tas hensyn til ved utvalg av litteratureksemplene: land som har bidratt, relevans iht. nordisk kraftsystem, institusjoner som har gitt bidrag.

Den påfølgende seksjonen 5.2 har kun litteratur funnet gjennom den systematiske litteraturstudien utført via steg beskrevet over som grunnlag. Imidlertid ble det konkludert at litteraturgrunnlaget fra den systematiske litteraturstudien ikke utgjorde en tilfredsstillende litteraturbakgrunn for besvarelse av aspektene definert i introduksjonen til dette kapittelet (mer om dette kan leses i seksjon 6.2). Ytterligere litteratursøk ble derfor utført for å supplere med mer relevant litteraturgrunnlag. Hovedfokuset lå i å finne mer litteratur utarbeidet av ulike TSOer, og her ble derfor litteraturdatabaser for CIGRÉ og ENTSO-E gjennomført i utgangspunktet.

## 5.2 Statistisk analyse av litteraturgrunnlaget

Som et resultat av den systematiske litteraturstudien ble det funnet totalt 100 litteratureksempler (se vedlegg), hvorav det meste er forskningsartikler og noe mindre andel er normative litteraturstudier.

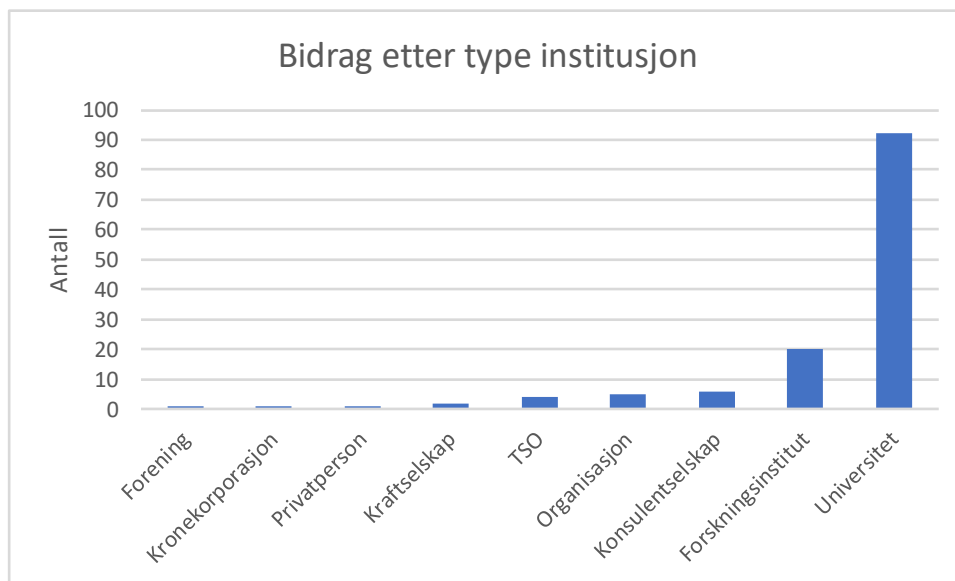
Dette kapittelet vil se nærmere på den finnende litteraturen med enkle statistiske verktøy. Formålet med dette er å få nærmere innsikt i på følgende områder:

- Hvilke institusjoner bidrar mest til forskning på FCAS fra vindkraft?
- Hvor i verden forskes det mest på FCAS fra vindkraft?
- Hva forskes det på når det gjelder systemtjenester fra vindkraften? Hvilke konsepter er mest gjennomgående?



### 5.2.1 Fordeling etter type institusjon

For å få nærmere innsikt på hvilket modenhetsnivå teknologien (TRL-fase) er, er det viktig å se hvilke institusjoner som har gitt mest bidrag til utgivelse forskningslitteratur på området. I figur 5-1 ser vi et histogram over alle typer institusjoner som har gitt bidrag til utgivelse av den funne litteraturen. Fra histogrammet kan vi se at universiteter er den klart største institusjonen med 92 poeng, mens forskningsinstitutter plasserer seg på andre plass med 20 poeng. Dette kan underbygge en formening at den teknologiske modenheten på området er for det meste på forskningsstadiet, dvs. TRL-fase 2. Det er dessuten viktig å legge merke til at TSOer har kun gitt bidrag til 4 av 100 forskningslitteratur som ble gjennomført. At så få TSOer har bidratt er noe overraskende med tanke på at det i dag er flere land med stor andel vindkraft i produksjonsmiksen. Men det er viktig å påpeke at valg av søkemotorer/databaser kan ha stor påvirkning på resultatet da TSOene muligens publiserer sin forskning i andre databaser enn de gjennomførte.

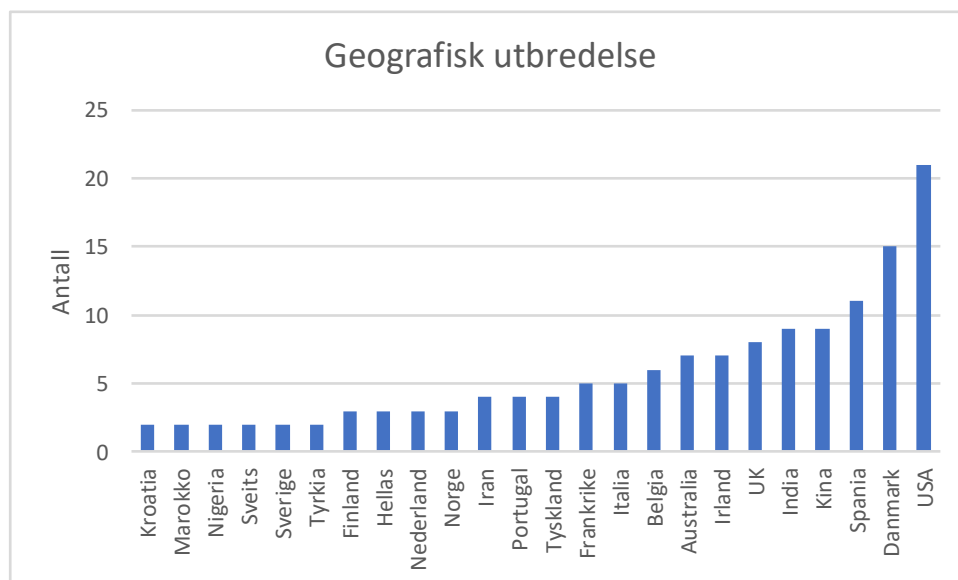


Figur 5-1: Figuren fremstiller oversikt over hvilke typer institusjoner som har gitt bidrag til utgivelse av den finne litteraturen. Ett poeng gis om minst én institusjon av samme type har gitt bidrag. Altså har eksempelvis forskningsinstitutter gitt bidrag til utgivelse av 20 ulike artikler.

### 5.2.2 Fordeling etter geografisk utbredelse

I figur 5-2 viser en oversikt over hvordan bidragene til den finnende litteraturen fordeler seg geografisk. De fem landene som har gitt størst bidrag er USA, Danmark, Spania, Kina og India. Dette er heller ikke overraskende da alle disse har enten stor andel vindkraft i produksjonsmiksen eller har mye installert vindkraft kapasitetsmessig. Norge har 3 poeng, hvorav to er representert av forskning fra forskningsinstituttet SINTEF og ett fra NTNU.

Av institusjoner som har gitt mest bidrag er Teknisk universitet i Danmark den største med 9 poeng, etterfulgt av Aalborg universitetet og NREL (National Renewable Energy Laboratory) i Colorado med henholdsvis 7 og 6 poeng. Det kan tyde på at selv om USA har gitt stort bidrag så fordeles dette over mange ulike institusjoner, mens til sammenligning er forskning i Danmark fordelt hovedsakelig over to universiteter.



*Figur 5-2: Histogrammet fremstiller geografisk utbredelse i den finnende litteraturen. Ett poeng gis om minst et land har gitt bidrag til utgivelse. Om ett og samme land er representert av flere institusjoner gis det fortsatt ett poeng. Kun land med 2 eller mer poeng er vist i figuren.*

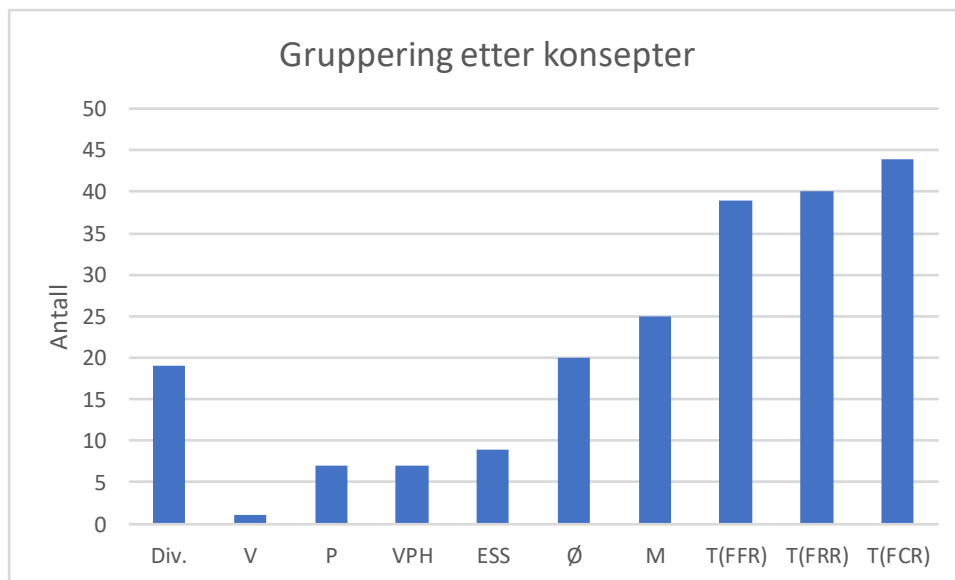
### 5.2.3 Klassifisering etter konsepter/perspektiver

For å få en oversikt over fra hvilke perspektiver den funne litteraturen fremstiller temaet (vindkraft og dens bidrag med FCAS) på, har den funne litteraturen blitt kvalifisert etter følgende konsepter:

- Teknisk (T): FFR, FCR, FRR.  
Fra et teknisk perspektiv ser litteraturen på FCAS. Dvs. at litteraturen presenterer for det meste ulike reguleringsteknikker.
- Økonomisk (Ø).  
Litteraturen så på problemstillingen fra et økonomisk perspektiv. Dvs. at fokuset er rettet mot økonomisk fortjeneste og prisendringer som følge av integrering av større mengder vindkraft og/eller FCAS fra vindkraft.
- Vindprognoser (V).  
Litteraturen studerer hvilken innvirkning vindprognoser har på vindkraftproduksjonen og hvordan kan dette forbedres. Variabilitet i vindressurser medfører variabilitet i vindkraftproduksjonen.
- Energilagringsystemer (ESS).  
Litteraturen ser på ulike lagringssystemer som et tiltak for å kompensere variabiliteten i produksjonen fra vindkraftverk, noe som kan direkte gjøre vindkraftprodusentene til en mer pålitelig aktør i balansemarkeder.
- Politisk (P).  
Litteraturen ser på problemstillingen fra et politisk perspektiv. Hvilken virkning har den overordnende energipolitikk for integrering av vindkraft og/eller AS fra vindkraft. Eksempel på dette kan være innføring av incentiver.
- Vindkraft og pumpekraftverk (VPH).  
Pumpekraft er en av flere mulige energilagringsystemer (ESS), men blir sett på som adskilt kategori av to grunner: 1. Pumpekraft er per i dag den mest utbredte og billigste lagringsmetoden. 2. Norden, og ikke minst Norge, har mye pumpekraftverk, noe som kan brukes til å balansere variabiliteten i vindkraftproduksjonen.

- Markeder (M).

Litteraturen ser på problemstillingen fra et markedsbasert perspektiv. Dvs. at ting som mulige endringer av eksisterende markeder og/eller opprettelse av nye markeder for bedre integrering av vindkraft og/eller AS fra vindkraft blir sett på.



Figur 5-3: Histogrammet viser hvor ofte de ulike konseptene blir omhandlet i litteraturen. Én og samme artikkel kan omhandle flere konsepter. Eksempelvis har vindkraftprognoser (V) kun blitt omhandlet i én artikkel. Div. betyr diverse.

I figur 5-3 ser hvor ofte blir de ulike kategoriene omhandlet i den funne litteraturen. De ulike tekniske aspektene blir omhandlet aller mest, men da også ofte i samme litteratur. Vi ser også at henholdsvis 25 og 20 artikler ser på problemstillingen fra det markedsbaserte og økonomiske perspektivet. Videre er det under 10 artikler hver som tar for seg aspekter som energilagringsystemer (ESS), vindkraft og pumpekraft (VPH), og politikk (P). Det er også totalt 19 artikler som ikke lot seg gruppere under noen av konseptene.

Det er verdt å legge merke til at kun én artikkel indikerte å omhandle vindprognoser. Dette kan være noe overraskende med tanke på at gode vindprognoser burde ha stort innvirkning på gode produksjonsprognoser fra vindkraftanlegg, noe som igjen burde gjøre vindkraftleverandører til en sterkere aktør i balansemarkedene og energimarkedene.

### 5.3 Hvordan brukes vindkraft per i dag? Hvilke krav stilles. Erfaringer i verden.

Dagens nettkoder har ofte blitt utviklet for mange år siden og har dermed lagt til grunn at elektrisitetsproduksjonen hovedsakelig kommer fra tradisjonelle kraftverk. Noen tjenester er derfor levert fra tradisjonelle kraftverk uten at de har vært krevd gjennom nettkoder, og blir levert uten økonomisk godtgjørelse for leverandøren. Når fornybar kraftproduksjon erstatter de tradisjonelle leverandørene av balansetjenestene, må nettkodene derfor ta hensyn til den nye produksjonsmiksen. Nye balansetjenester som inertia burde derfor vurderes, mens krav til tradisjonelle balansetjenester som FCR og FRR burde bli revurdert ift. den nye, variable og uforutsigbare kraftproduksjonen. Dette burde gjøres for å øke deltagelse av fornybar kraftproduksjon i balansemarkedene. Nedenfor ser vi eksempler på land hvor TSOer setter konkrete krav angående visse FCAS fra vindkraftverk.

#### 5.3.1 Internasjonale krav angående FCAS fra vindkraft

##### **Krav til syntetisk inertia:**

Det er per i dag få TSOer som stiller krav til syntetisk inertia fra vindkraft eller fra annen variabel fornybar kraftproduksjon. I følgende land er det stilt bestemte krav eller gitt anbefalinger om syntetisk inertia fra vindkraften:

- Quebec: I 2005 var den Kanadiske TSOen Hydro-Québec den første som stilte krav til syntetisk inertia fra vindturbiner. Alle vindkraftverk med installert effekt større enn 10 MW måtte være utstyrt med et frekvensreguleringssystem som skulle bidra hvis frekvensen senket med 500 mHz eller mer. TSOen stilte krav at den syntetiske inertiaen skulle etterligne den inertielle responsen til en tradisjonell synkrongenerator med inertia  $H = 3,5$  s og vedvare i minimum 10 sekunder. Erfaringer med Hydro-Quebecs krav til syntetisk inertia beskrives i seksjon 5.3.2. [34]
- ENTSO-E: I 2017 har ENTSO-E utgitt et dokument under navnet "Need for Synthetic Inertia (SI) for Frequency Regulation". Dokumentet gir retningslinjer om syntetisk inertia for TSOer som opplever eller i nær fremtid vil oppleve større integrasjon av variabel fornybar kraftproduksjon. Bl.a. nevnes det i dokumentet at den tekniske hovedutfordringen i integrering av syntetisk inertia ligger i frekvensmålinger. [35]

Videre anbefaler ENTSO-E i " Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016" (artikkel 21 paragraf 2) at TSOer burde ha rett til å spesifisere krav om syntetisk inertia respons fra kraftproduksjonsmoduler av type C<sup>1</sup>. [36]

- Ontario: Fra 2017 krever den kanadiske TSOen IESO midlertidig aktivt effektilskudd på minimum 10% av effektutbyttet (før driftsforstyrrelsen) fra sine vindkraftverk. Tjenesten skal kunne aktiveres når frekvensen faller under 59,7 Hz, må være aktiv innen ett sekund og vedvare i minimum 10 sekunder i tilfelle frekvensen holder seg lavere enn 59,964 Hz. Responsen er ikke automatisk og aktiveres på varsel fra IESO. I tillegg krever IESO at restaureringsraten generelt skal være lavere enn effektilskuddsraten. [37]  
IESO krever foruten ingen andre frekvensreserver fra vindkraftverk grunnet ønske om best utnyttelse av energipotensialet i vinden, noe som forutsetter at vindkraftverk kjører i MPP og høyest mulig kapasitetsfaktor oppnås [37]
- Brasil: Den brasilianske TSOen ONS stiller krav til syntetisk inertia fra alle vindkraftverk  $\geq 10$  MW som respons på et frekvensavvik på  $\pm 0,15$  Hz fra nominell frekvens (60 Hz). Effektilskuddet skal være 10% av nominell effekt, være fullt aktivert innen 350 ms og vedvare i minimum 5 sekunder. Kravet stilles så lenge vindkraftverket opererer minimum med 10% av sitt nominell effekt. [38]
- Irland og Nord Irland: Gjennom sitt flerårige DS3 program ser de irske TSOene innføring av en FFR systemtjenste som en nødvendighet. Dette grunnet endring av tillatt maksimal *RoCoF*-verdi fra 0,5 til 1 Hz/s, og senkning av minimum inertia i systemet fra 20000 MWs til 17500 MWs. Det anslås at tjenesten blir tilgjengelig f.o.m. Q3 2019. Vindkraftverk med syntetisk inertia respons som består visse tester vil kunne bidra med den nye FFR tjenesten. Responsen må ha en aktiveringstid på maksimalt 2 sekunder og være minimum i 8 sekunder. [39]

---

<sup>1</sup> Definisjon på type C kraftproduksjonsmoduler gis i [36] Kapittel 5 paragraf 2c).

## Krav til FCR og a/mFRR:

Prosjektet REserviceS koordinert av EWEA (The European Wind Energy Association) har gjennom en omfattende studie i 2014 konkludert at variabel kraftproduksjon fra vind og PV tekniskmessig imøtekommer de fleste systemtjenestekrav i de Europeiske nettkodene. Imidlertid er ikke bidrag med FCAS fra variabel kraftproduksjon en regel i Europa grunnet manglende økonomiske incentiver. [40]

Nedenfor er eksempler på land som stiller konkrete krav angående bidrag med FCAS (foruten syntetisk inertia) fra vindkraftverk gitt.

- TEXAS: Den Texanske TSOen, ERCOT, stiller krav til alle produksjonsenheter, inkludert fornybare, om en bestemt statikkinnstilling når systemfrekvensen svinger utover et bånd på  $\pm 0,017$  Hz. Vindkraftverk har krav om 5% statikkinnstilling. [41]  
  
I de siste årene opplever ERCOT en forbedret frekvenskvalitet til tross for økende integrering av variabel, fornybar energi produksjon og reduksjon i systemtjenestekrav [42]. ERCOT ser nettopp statikkravene stilt til fornybar kraftproduksjon som en av grunnene til en slik forbedring. Av andre mulige grunner til forbedret frekvenskvalitet i ERCOT er følgende nevnt:
  - Kontinuerlig justering av krav til mengde systemtjenester basert på historiske data. [42]
  - Økt geografisk spredning av vindkraftverk [42].
  - Kontinuerlig ytelsesvurdering etter hvert registrert tilfelle av frekvensforstyrrelse. [43]
  - Redusering av statikk-bånd fra 0.036 til 0.017 Hz (gjelder ikke damp og vannturbiner med mekaniske turbinregulatorer, [41]). [42]
  - Sentralisert 168 timers produksjonsprognose for individuelle vindkraftgeneratorer oppdatert timevis. [44]
  
- DANMARK: Den Danske TSOen, Energinet, stiller ulike krav til frekvensregulering avhengig størrelsen på vindkraftverket. De signifikante størrelsene er type C ( $> 1.5$  MW og  $\leq 25$  MW) og type D ( $> 25$  MW oppkoblet mot  $> 100$  kV). For begge typer settes det krav om ulike statikkinnstillinger avhengig av systemfrekvensen.

Dessuten skal type C vindkraftverk kun bidra med nedreguleringstjenester. Tabell 15 i [45] oppsummerer kravene stilt til de ulike vindkraftverktypene i Danmark. [45]

- IRLAND: Fra 2015 kriver EirGrid at vindkraftverk skal være i stand til å stille en statikkinnstilling i område 2-10% av tilgjengelig kapasitet. Standard statikk er 4% og responsen skal aktiveres når frekvensen avviker med  $\pm 0,15$  Hz fra nominell frekvens. Minimum 60% skal være aktiv innen 5 sekunder og 100% skal senest være aktiv etter 15 sekunder. [46]

Som sett er det visse TSOer som setter nestemte krav angående visse FCAS fra vindkraftverk. Dessverre er virkeligheten at kravene enten sjelden stilles i nettkodene (kravene til syntetisk inertia) eller at systemtjenestene sjelden er levert grunnet begrenset deltagelse av vindkraftverk i balansemarkedene. Eksempelvis bidrar vindkraft per i dag kun med nedregulering i Danmark [47], til tross for at Danmark er størst i verden på andel vindkraft i produksjonsmiksen (43,4% i 2017, [48]), og setter bestemte krav til statikkinnstilling for vindkraftverk i sine nettkoder.

### 5.3.2 Erfaringer med syntetisk inertia fra Hydro-Québec (Québec, Canada)

Grunnet lite praktisk erfaring med FCAS fra vindkraft i verden, er det vanskelig å finne litteratur som rapporterer om slike erfaringer. Til tross for det har blitt funnet noe litteratur som rapporterer om erfaringer med syntetisk inertia fra Hydro-Québec, som først satte krav om en slik tjeneste fra vindkraften. Denne litteraturen blir herved sett nærmere på.

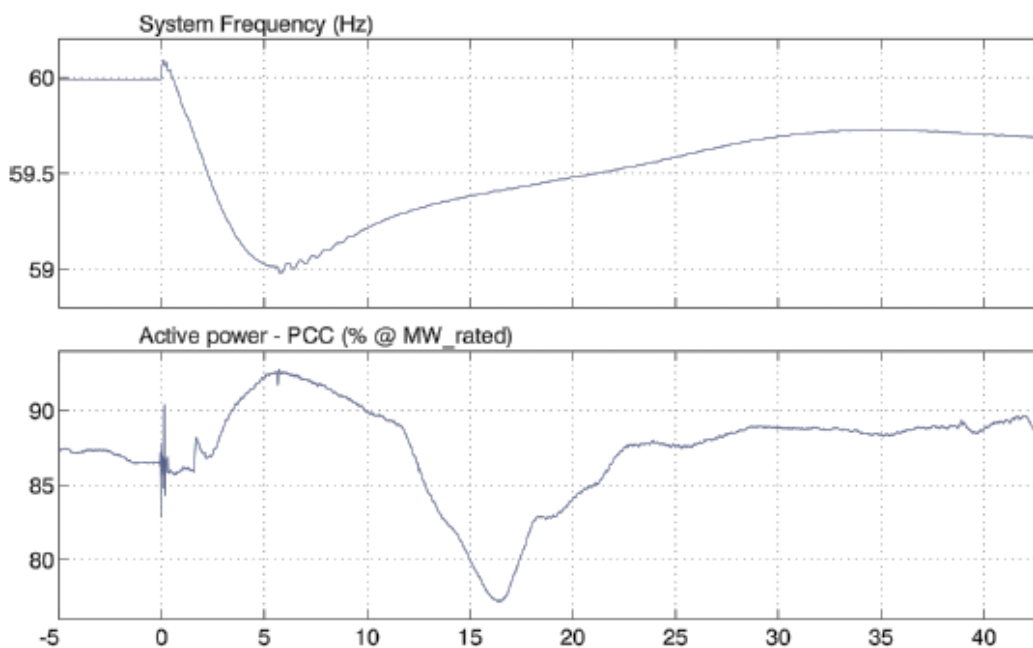
Som nevnt tidligere er Hydro-Québec den første (siden 2005) TSOen som satte krav om syntetisk inertia for alle nye vindkraftverk med installert effekt over 10 MW [34, 49, 50]. Forskning gjennomført av HQ (Hydro-Québec) som resulterte i krav om syntetisk inertia beskrives i [49], og deres anbefalte parametere for syntetisk inertia gis i tabell 5-1. I 2010 ble det første vindkraftverket med en slik systemtjeneste tilkoblet Hydro-Québecs kraftnett [51].



Tabell 5-1: Anbefalte parametere for syntetisk inertia respons. Tabellen er hentet fra [49]. Egen oversettelse. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

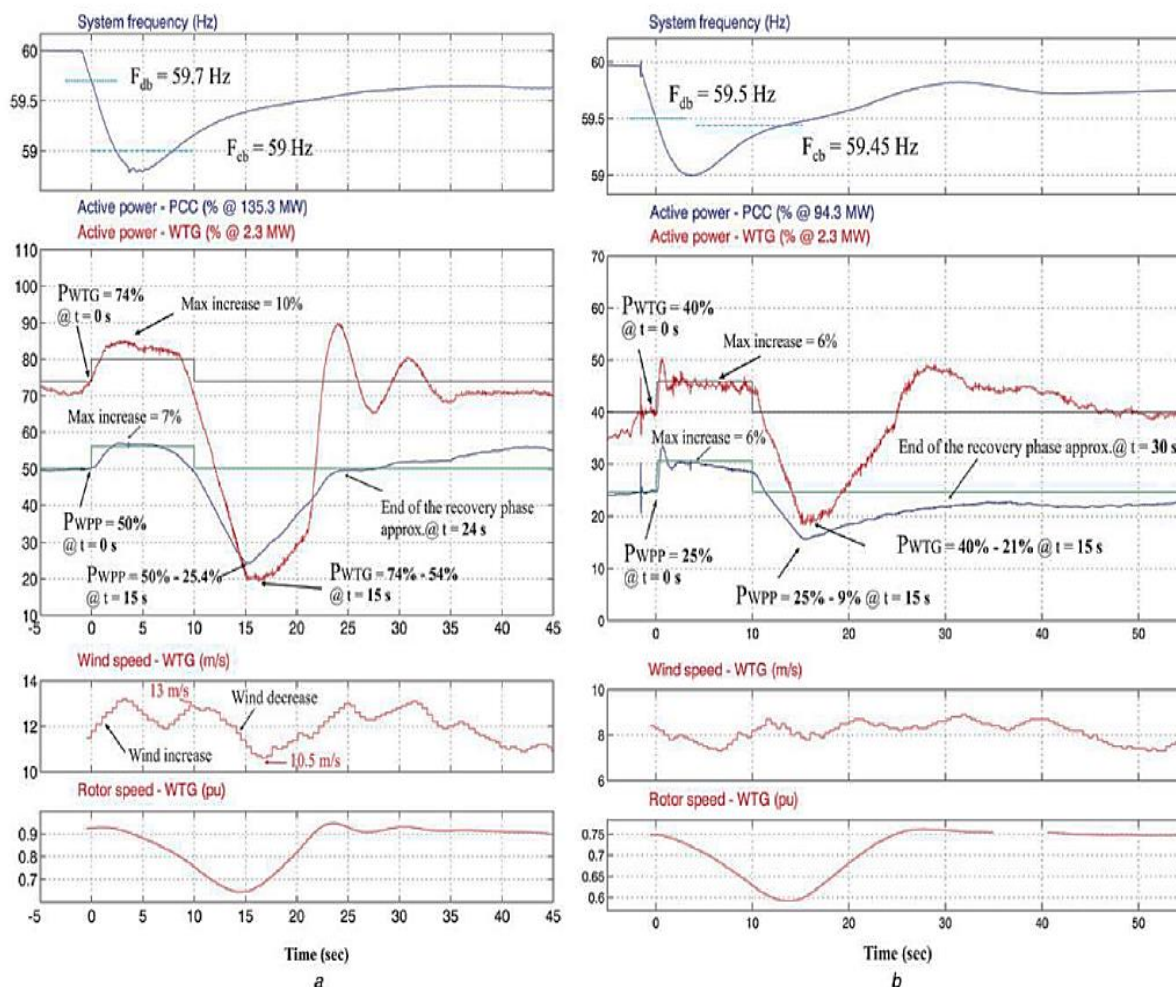
Parametere	Proporsjonal - funksjon	Step - funksjon
Aktiveringsbånd	0,3 Hz	0,5 Hz
Aktiv effekt tilskudd	$\geq 6 \%$	$\geq 6 \%$
Varighet av aktiv effekt tilskudd	$\geq 10$ sekunder	$\geq 10$ sekunder
Aktiveringstid	$\leq 1,0$ sekund	$\leq 1,0$ sekund
Overgangstid til maksimal effektreduksjon under restaureringsperioden	$\geq 3,5$ sekunder	$\geq 3,5$ sekunder
Maksimal effektreduksjon under restaureringsperioden	$\leq 20 \%$	$\leq 20 \%$

Figur 5-4 fremstiller respons fra et vindkraftverk som responderte med syntetisk inertia på et frekvensforstyrrelse i HQs (Hydro-Québecs) kraftnett [52]. Før forstyrrelsen opererte vindkraftverket med  $\sim 87\%$  av merkeeffekten. Responsen starter etter ca. 1-2 sekunder og øker effekten med  $\sim 5\%$  over en periode på  $\sim 5$  sekunder. Etter responsen går vindkraftverket i en restaureringsperiode hvor den kinetiske energien som ble trukket fra rotasjonsmassen restaureres. En restaureringsperiode oppstår fordi vindkraftverket opererte under merkeeffekten før driftsforstyrrelsen.

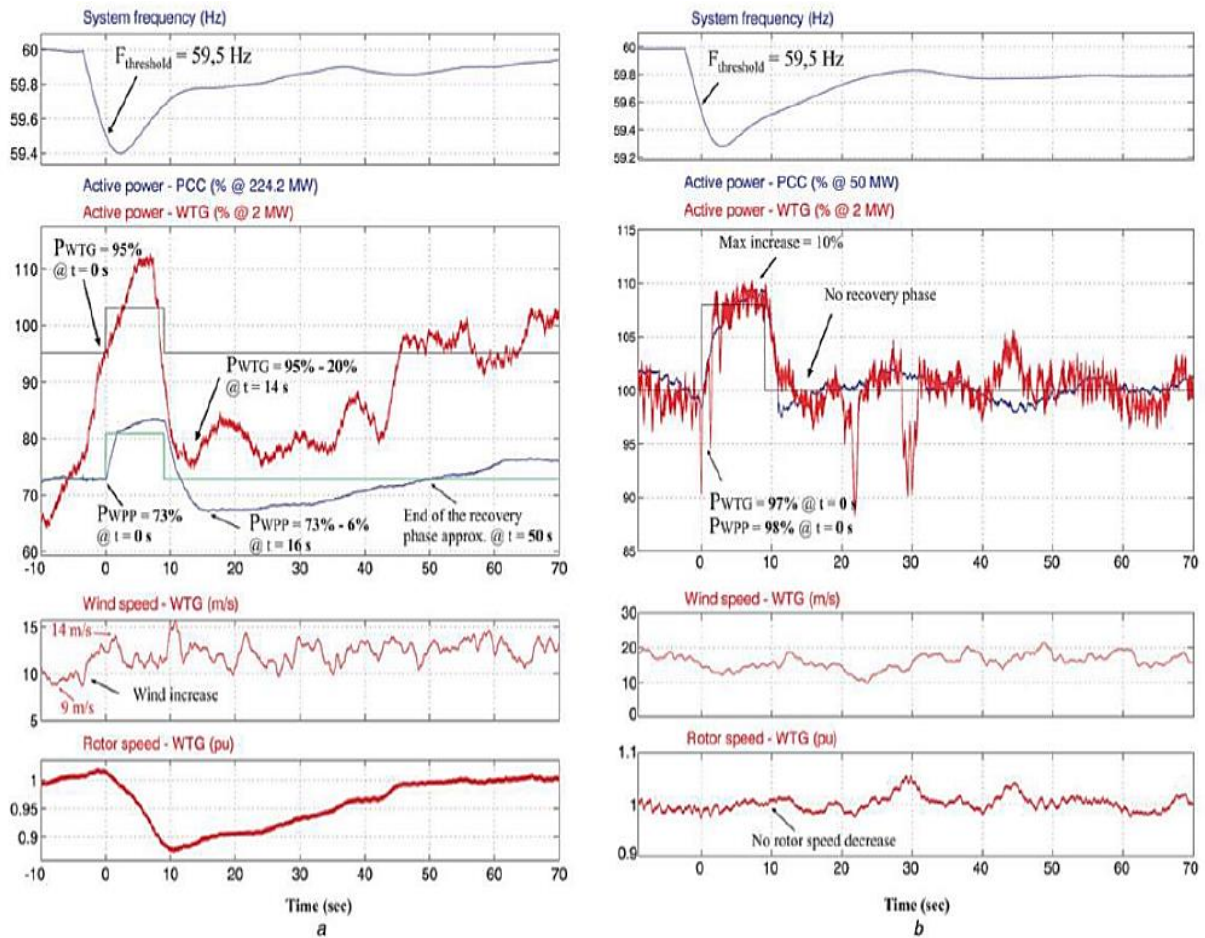


Figur 5-4: Figuren fremstiller et syntetisk inertia respons fra et vindkraftverk etter en frekvensforstyrrelse i Hydro-Québecs kraftnett. PCC (Point of Common Coupling) betyr at målingen ble gjort i tilkoblingspunktet. Figuren er hentet fra [52]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

Et annet eksempel hvor vindkraftverk bidrar med syntetisk inertia ved en frekvensforstyrrelse er beskrevet i "*Field measurements for the assessment of inertial response for wind power plants on Hydro-Québec TransÉnergie requirements*" (Asmine, et. al., 2016) [53]. Forskningsartikkelen presenterer en detaljert teknisk analyse av fire ulike driftsforstyrrelser der vindkraftverk har gitt bidrag med syntetisk inertia i HQs kraftnett. Figur 5-5 og 5-6 fremstiller henholdsvis respons fra vindkraftverk bestående vindturbiner av type 4 og type 3. Frekvensforstyrrelsene oppstår grunnet tap av en produksjonsenhet. De fire delfigurene (i vertikalplan) fremstiller henholdsvis systemfrekvensen, effektutbyttet på turbinnivå (rødt plott) og vindkraftverknivå (blått plott), vindhastigheten og rotorhastigheten. Tabell 5-2 oppsummerer de viktigste resultatene fra responsene fremstilt i figur 5-5 og 5-6.



Figur 5-5: Figuren fremstiller syntetisk inertia respons fra to vindkraftverk bestående av type 4 vindturbiner. Grafene til venstre (a) fremstiller respons med parametere stilt til "proporsjonal-funksjon" fra et vindkraftverk bestående av vindturbiner av type Enercon E70 2.3 MW. Grafene til høyre (b) fremstiller respons med parametere stilt til "step-funksjon" fra et vindkraftverk bestående av vindturbiner av type Enercon E82 2.3 MW. Figuren er hentet fra [53]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.



Figur 5-6: Figuren fremstiller syntetisk inertia respons fra to vindkraftverk bestående av type 3 vindturbiner. Grafene til venstre (a) fremstiller respons med parametere stilt til "proporsjonal-funksjon" fra et vindkraftverk bestående av vindturbiner av type Senvion MM82 2 MW. Grafene til høyre (b) fremstiller respons med parametere stilt til "step-funksjon" fra et vindkraftverk bestående av vindturbiner av type Senvion MM92 2 MW. Figuren er hentet fra [53]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

Tabell 5-2: Tabellen oppsummerer resultatene fra figurer 5-5a) t.o.m. 5-6b). Verdier i rødt tilfredsstill ikke kravene gitt i tabell 1. Verdier i blått er verdt å legge merke til og blir senere omdiskutert.

Beskrivelse av figur	5-5a)	5-5b)	5-6a)	5-6b)
Turbin av type (3/4)	4	4	3	3
Parameterinnstilling	Proporsjonal	Step	Step	Step
Min. systemfrekvens (Hz)	58,8	59,0	59,4	59,3
Effekt før frekvensforstyrrelsen - turbin (% av merkeeffekt)	74	40	95	97
Effekt før frekvensforstyrrelsen - kraftverk (% av merkeeffekt)	50	25	73	98
Maksimalt effekttilskudd - turbin (% av merkeeffekt)	10	6	17	10
Maksimalt effekttilskudd – kraftverk (% av merkeeffekt)	7	6	10	10
Responsvarighet (s)	10	10	9	9
Restaureringsperiodevarighet (s)	14	20	40	0
Maksimal effektreduksjon - turbin (% av merkeeffekt)	54	21	20	0
Maksimal effektreduksjon – kraftverk (% av merkeeffekt)	25,4	9	6	0

Tabell 5-2 viser at visse verdier (bemerket med rødt skrift) som ikke tilfredsstill kravene stilt av HQ i tabell 5-1. I tillegg er verdier i blått i samme tabell verdt å legg merke til.

Generelt sett er det spesielt to responser som skiller seg ut:

- 1) Tilfelle i figur 5-5a), hvor restaureringsperioden viser seg å være svært ugunstig ift. kravene gitt i tabell 5-1.
- 2) Tilfelle i figur 5-6b), hvor det, i motsetning til forrige tilfelle, observeres ingen effektreduksjon under restaureringsperioden.

Tilfelle 1) som er visst i figur 5-5a) skiller seg ut ved at restaureringsperioden er svært ugunstig. På turbinnivå er effektreduksjonen er på 54% i løpet av ~5 sekunder, mens på

kraftverksnivå er effektreduksjonen på 25,4%. Samtidig viser vindhastighetsgrafene at restaureringsperioden sammenfaller med reduksjon i vindhastigheten fra 13 m/s til 10,5 m/s. Dermed kan den lokale variasjonen i vindhastigheten ha en innvirkning på respons på turbinnivå. Denne effekten blir glattet ut på kraftverksnivå. Et tilsvarende interessant tilfelle oppstår i figur 5-6a), hvor effekttilskuddet på turbinnivå er på 17% (betydelig mer enn minstekravet på 6%), hvorav her sammenfaller dette med vindhastighetsøkning fra 9 m/s til 14 m/s. Også her blir denne effekten glattet ut betydelig på kraftverksnivå.

Tilfelle 2) som er vist i figur 5-6b) skiller seg ut ved at effektredusering observeres ikke under restaureringsperioden. Her holder vindhastigheten seg stabilt og større enn merkeverdien (12,5 m/s, [54]), derfor opererer turbinen med merkeeffekt etter responstiden, og ingen restaureringsperiode oppstår. Når vindhastigheten er større enn merkeverdien kan pitch-regulering (se kapittel 4) brukes slik at en restaureringsperiode enngås.

En annen viktig observasjon fra figur 5-6b) er at effektutbyttet, spesielt på turbinnivå, har høyfrekvente svingninger i størrelse  $\sim 0,05$  p.u.<sup>2</sup> Dette merkes også på rotorhastigheten. Grunnen til dette er ikke omdiskutert i den analyserte litteraturen [53], men det er viktig å nevne at slike høyfrekvente svingninger kan potensielt føre til raskere slitasje av turbinelementer som girkasse, generator og andre viktige komponenter, og burde derfor helst unngås.

#### 5.4 Hindringer for større utbredelse av FCAS fra vindkraft

Som diskutert i delkapittel 5.3 er det per i dag få TSOer som har konkrete erfaringer med bruk av FCAS fra vindkraft. Imidlertid skyldes ikke dette manglende tekniske løsninger. Ulike turbinprodusenter har bl.a. patentert tekniske løsninger og har de tilgjengelige i sine produktporteføljer [55-58]. Det kan derfor ikke sies at tekniske løsninger i seg selv utgjør hindringer for leveranse av FCAS fra vindkraft. Teknisk sett kan vindkraft bidra til økning av systemstabiliteten ved å levere ulike balansetjenester.

---

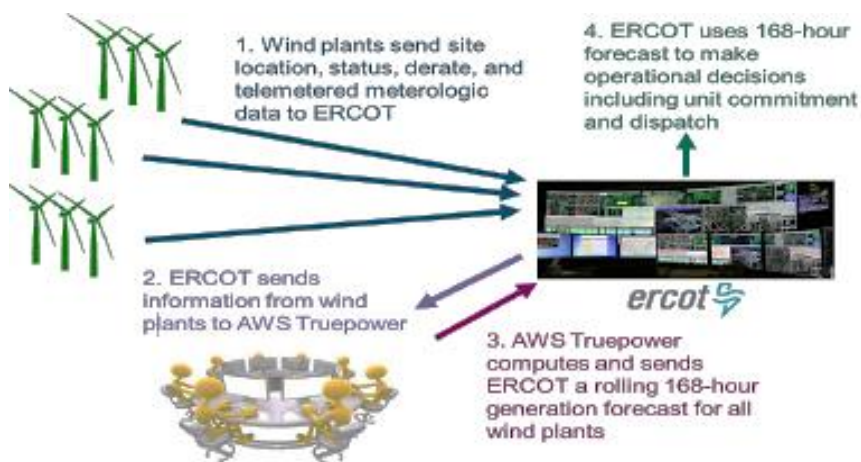
<sup>2</sup> p.u. står for "per unit". Per unit systemet brukes ofte i elektromiljøet for å beskrive størrelser i forhold til en felles base-størrelse. Dette gjør det lettere å forholde seg til de ulike størrelsene, samtidig som beregninger ofte blir enklere. Mer om per unit systemet kan leses i vedlegg A.1 i "*Power System Dynamics: Stability and Control*" (Machowski, et. al., 2012) [12].

Men selv om tekniske løsninger ser ut til å være på plass, er det fortsatt begrenset bruk av frekvensbalansetjenester fra vindkraft på verdensbasis, spesielt gjelder dette bidrag med oppreguleringsreserver. Deksjonene 5.4.1 -5.4.3 beskriver hovedbarrierer som ligger for større utbredelse av FCAS fra vindkraft. Disse er trukket på basis av litteraturstudien.

#### 5.4.1 Vindhastighetsprognoser og estimering av vindkraftproduksjon.

Gode vindhastighetsprognoser som videre innebærer gode produksjonsprognoser er én av hovedutfordringene som må løses for best mulig integrering av vindkraften. Dette gjelder både korttidsprognoser (sekunder - få minutter) og langtidsprognoser (timer – dager). Naturligvis vil vindhastigheten på kort sikt la seg bedre predikere enn på lang sikt, og vil derfor skille seg ved mindre absolutte feil [59]. Som et resultat av et bredt internasjonalt samarbeids av ulike forskningsmiljøer, har det internasjonale energibyrået (IEA) utarbeidet en rapport i 2016 som presenterer områder knyttet til vindkraftprognoser som trenger forbedringer [60].

Et godt eksempel hvor vindkraftprognosering har blitt løst med gode resultater er ERCOT. ERCOT har i de siste årene opplevd redusert behov for systemtjenester, til tross for at vindkraftandelen i produksjonsmiksen har vært økende [61, 62]. Av flere grunner til dette nevnes bl.a. en sentralisert løsning for vindkraftprognosering innført i 2009 [44]. 168 times prognoser beregnes for hver vindturbingenerator og oppdateres hver time. Prognosene har blitt stadig forbedret gjennom årene og i 2018 har gjennomsnittlig absolutt feil vært på 3,35% [44]. Figur 5-7 fremstiller ulike steg i prognoseringsprosessen i ERCOT [44].



Figur 5-7: Figuren fremstiller produksjonsprognoseprosessen fra vindkraft i ERCOT. Figuren er hentet fra [44]. Illustrasjonen er gjengitt med tillatelse fra rettighetsinnehaver.

For at vindkraftprodusentene skal kunne være aktive deltagere i balansemarkedene, er gode prognoser derfor én av nøkkelfaktorene. Eksempelvis kan bud for primærreserver (FCR) i Norge gis i uke og/eller døgn-markedet [19], mens vindprognoser på døgn-sikt har gjerne rundt 8% MAPE (MAPE – mean absolute percentage error) og naturlig enda større på ukessikt [63]. Å delta i slike langsiktige markeder vil derfor for en vindkraftprodusent utgjøre en viss risiko. Følgelig burde kraftmarkeder, som tradisjonelt har vært utviklet for ikke-variabel kraftproduksjon, tilpasses dagens variable kraftprodusenter. Litteraturen presenterer ulike markedsløsninger for bedre integrering av vindkraften (se seksjon 5.4.3)).

#### 5.4.2 Begrensning av vindkraftproduksjon (curtailment)

Å tilby oppreguleringstjenester fra vindkraftverk innebærer ofte en form for de-loading av vindkraftproduksjon for å skaffe en effektreserve ([64] presenterer en omfattende oversikt over dagens frekvensreguleringsmetodene på turbinnivå). Dette gjelder spesielt FCR og a/mFRR, mens provisjon av syntetisk inertia/FFR kan teknisk sett gjøres uten vindkraftbegrensning (se kapittel 4). Følgende er også én av grunnene til at bruk av raske FCAS (dvs. inertia, FFR) fra vindkraftverk er mer utbredt enn FCAS med lengre tidskonstant (FCR, a/mFRR).



Å begrense vindkraftproduksjonen vil føre til mindre utnyttelse av den tilgjengelige energien i vinden sammenlignet med kjøring på MPP. Om ingen godtgjørelse innføres vil kjøring av kraftverket med en redusert kapasitetsfaktor føre til økonomiske tap for vindkraftverkeierne. I [65] er et internasjonalt studie av produksjonsbegrensning på vind- og solkraftverk gjennomført. Studien viser at produksjonsbegrensning har i noen tilfeller oversteget 10% årlig, og at dette generelt er et problem i land med høy andel variabel fornybar produksjon i energimiksen.

#### 5.4.3 Riktige incentiver og markedsløsninger

Med tanke på forrige seksjon (5.4.2) er det dermed viktig å vurdere innføring av spesielle incentiver som kompenserer for tapt produksjon grunnet produksjonsbegrensning, og som vil støtte provisjon av FCAS fra vindkraft. Mulige incentiver er bl.a. diskutert i en omfattende rapport gjort av NREL i 2014 [66]. Rapporten presenterer også ulike markedsløsninger og økonomiske analyser knyttet til provisjon av balanseresserver fra vindkraftverk. Basert på caseanalyser (CAISO og WI) og simuleringer konkluderes det at gode markedsløsninger/incentiver kan føre til økonomisk nytte for begge parter (BRPer og TSOer) ved provisjon av primærreserver og sekundærreserver, men at provisjon av syntetisk inertia blir lite motivert av markedsløsninger, og heller burde blitt krevd gjennom nettkoder [66]. I Europa har per i dag Danmark, Spania, Irland/Nord Irland og Tyskland innført finansielle incentiver knyttet til bruk av vindkraft innen FCAS.

I den siste tiden har spesielt de Irske TSOene, EirGrid og SONI, gjort seg synlige på området gjennom sitt flerårige "DS3 programme" [67]. Et av resultatene av DS3 programmet er innføring av det som heter "DS3 System Services": 11 systemtjenester som skal hjelpe å sikre et stabilt og pålitelig kraftnett med høy andel variabel kraftproduksjon, hvorav vindkraft per i dag (31.03.2019) kan bidra med 5 av disse [68].

#### 5.4.4 Andre hindringer

Delkapitlene 5.4.1-5.4.3 presenterer hovedbarrierer som er trukket basert på litteraturstudien. Disse punktene representerer nok ikke alle utfordringer som finnes på området, og andre, mindre utfordringer, må heller ikke overses. Dette kan bl.a. være utfordringer knyttet til:

- **Restaureringsperiode etter syntetisk inertia respons:** Bruk av syntetisk inertia respons under begrensende vindressurser (operasjon under merkeeffekt) må gjøres spesielt forsiktig.
- **Raske og nøyaktige frekvensmålinger:** Rask reaksjon på en frekvensforstyrrelse er en av nøkkelfaktorene til en vellykket respons. Respons fra vindturbiner og andre produksjonsenheter er basert på målinger av systemfrekvensen og/eller RoCoF verdien., dvs. frekvensmålinger utgjør et kontrollsignal. Det er derfor viktig at måleutstyr er raske og nøyaktige for at responsen skal være best mulig. Problemet kan høres trivielt ut, men slik er det ikke, og ENTSO-E ser bl.a. dette som én av nøkkelfaktorene i sitt veiledningsdokument for syntetisk inertia fra 2017 [35]. Bruk av riktige PMU utstyr burde vurderes på dette området.
- **Raskere slitasje av vindturbiner grunnet provisjon av FCAS:** Å tilby frekvensreguleringstjenester er ofte knyttet til økte belastninger på vindturbiner. Dette kan f.eks. være forårsaket av mer frekvent bruk av pitch-regulering eller midlertidig overproduksjon, som er én av metodene for provisjon av syntetisk inertia (se kapittel 4). Videre vil dette kunne føre til økte drift- og vedlikeholdskostnader, noe som utgjør et problem for vindkraftverkeierne, og kan utgjøre en barriere for deltagelse i balansemarkedene.

#### 5.5 FCAS fra vindkraft og samfunnsøkonomi

Det har blitt totalt funnet 20 litteratureksempel fra det systematiske litteratursøket som har blitt kvalifisert under kategori Ø (Ø - økonomisk, se figur 5-3, seksjon 5.2). Dessverre omhandler det meste av litteraturen systemer som er dominerte av termisk kraftproduksjon og anses derfor mindre relevante iht. den Nordiske produksjonsmiksen. Eksempelvis har gasskraftverk egenskaper som gjør at den veldig fort kan øke/senke produksjonen, noe som ikke finnes mye av i Norden. Spørsmålet blir derfor vinklet mot et økonomisk perspektiv på

et koordinert samarbeid mellom vannkraft og vindkraft, og hvilke nytter dette kan bære med seg.

Produksjonen fra vindkraftanlegg er i stor grad avhengig av de lokale vindforholdene. Dette fører ofte til at produksjonen og behovet ikke matcher og produksjonen enten må være nedregulert eller at andre, mer kostbare, kraftverk må hjelpe til å dekke behovet [65]. Begge tilfellene er ikke foretrukket og fører til samfunnsøkonomiske tap i form av enten større balansekostnader for den ansvarlige TSOen og høyere kraftpris for kraftforbrukerne, eller tap for vindkraftprodusenten som følge av redusert produksjon.

I artikkel "*The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower*" [69], blir det sett på hvilken innvirkning andel vannkraft i produksjonsmiksen har på markedsverdien til vindkraften. Det svenske og tyske kraftsystemet blir sammenlignet som forholdsvis representerer et kraftsystem med mye og lite vannkraft i produksjonsmiksen. En empirisk konklusjon blir trukket basert på rådata fra markedet og numeriske modellresultater.

Resultater indikerer at reduksjonen i vindkraftverdien er 18% mindre når vindkraftandelen går fra 0 til 30% i et kraftsystem med høy vannkraftandel (Sverige) kontra et med lite (Tyskland). Dessuten indikerer sensitivitetsanalyser at modellen er robust ved å påvise at i 80% av tilfellene er vindkraften 12-29% mer verdt i Sverige kontra Tyskland.

Modellresultater indikerer videre at ved 30% vindkraftandel går vannverdien opp med 5%. I et kraftsystem med høy andel vannkraft vil altså både vannverdien og vindkraftverdien dra nytte av større vindkraftandel.

Dette kan underbygge en påstand om at vannkraften reduserer kostnadene knyttet til variabiliteten i vindkraftproduksjonen. Altså fører dette til at potensiale i vinden blir mer utnyttet og kapasitetsfaktoren for vindkraftanlegg øker. Potensielt vil også fleksibiliteten av kraftsystemet øke, noe som igjen burde senke kostnader for anskaffelse av balansetjenester. En studie av ERCOT gjort mellom 2014 og 2017 har funnet at behovet for systemtjenestene har minket mens produksjonen fra vindkraft har øket fra 36 TWh til 62 TWh [61]. Dette begrunnes delvis ved en fleksibel produksjon av gasskraftverk, men om en koordinert produksjon mellom pumpekraft og vindkraft i Norden ville ført til tilsvarende reduksjon i behovet for balansetjenester er vanskelig å konkludere.

## 6 Konklusjon og egenrefleksjon

I denne avhandlingen blir fagområdet som omhandler vindkraft og bidrag med systemtjenester til frekvensregulering undersøkt ved hjelp av en litteraturstudie. Formålet med denne masteroppgaven er å gi et svar på forskningsspørsmålet definert som:

*Kan vi i større utstrekning forvente at vindkraft bidrar med i balanseringen av kraftsystemet?*

Innledningsvis gir oppgaven en beskrivelse av dagens situasjon i det nordiske synkronområdet, noe som viser oppgavens relevans. Deretter blir den nødvendige teorien som trengs for forståelse av oppgaven gjennomgått. Gjennom en litteraturstudie gir oppgavens hoveddel (kapittel 5) en tilnærming til forskjellige aspekter knyttet til dette fagområdet. Disse aspektene er definert innledningsvis i kapittel 5, og er som følger:

- Forskningsstatus angående FCAS fra vindkraft. Hvor og hvem forsker på dette?
- Hvor utbredt er bruk av FCAS fra vindkraft i verden? Har vi noen erfaringer med dette?
- Hvilke hindringer ligger til bruk av FCAS fra vindkraft?
- Er bidrag med FCAS fra vindkraft samfunnsøkonomisk?

Av funnene forekommer bl.a. at: visse former av FCAS er til en viss grad krevd fra TSOer på verdensbasis, det er få praktiske erfaringer beskrevet i litteraturen og at 3 hindringer som omhandler prognosering, vindkraftbegrensning og markedsløsninger anses som å utgjøre hovedbarrierer for større utbredelse av FCAS fra vindkraft.

### 6.1 Forslag til videre forskning

Basert på funnene i denne avhandlingen er det visse institusjoner og land som er ekstra engasjerte på området, og kunne tenkes seg å etablere et samarbeid med. Følgende vil trekkes frem:

- ERCOT (Texas, USA) opplyser om senkende behov for systemtjenester i de siste årene, noe det ville ha vært interessant å vite mer om hva som ligger til grunn for en slik positiv utvikling.

- Eirgrid og SONI (Nord Irland og Irland) har på gang et flerårig program under navnet "DS3 Programme" som blant annet resulterte i introduksjon av nye systemtjenester som skal bedre systemstabiliteten med høy andel vindkraft. I likhet med de Nordiske TSOene, opplever de Irske TSOene perioder med lav inertia i systemet.
- Hydro-Québec TransÉnergie (Canada) har vært den første av TSOene som krevde inertia-lignende respons fra vindkraft. Deres erfaringer kunne vært til stor nytte når lav-inertia problemet nå skal møtes av de nordiske TSOene.
- ONS (Brasil) har i likhet med det nordiske synkronområdet stor andel vannkraft i produksjonsmiksen. Vindkraftproduksjonen er forventet å øke sterkt, og syntetisk inertia er krevd i nettkoder. Deres erfaringer kunne dermed være av interesse for de nordiske TSOene.

Basert på denne avhandlingen kan det trekkes flere områder som kan være potensielle forskningsområder for Statnett. Det er hovedsakelig områder som er funnet å utgjøre hindringer for større bruk av FCAS fra vindkraft, gitt i seksjon 5.4. Videre er det viktig å trekke frem at Norge ikke er en stor aktør når det gjelder vindkraft i seg selv, men indirekte vil den norske vannkraften tape grunnet lavere spotpris i perioder med mye vindkraftproduksjon. Et interesseområde kunne derfor være rettet mot pumpekraft og vindkraft, og hvordan et koordinert samarbeid mellom disse aktørene kunne føre til bedre systemstabilitet, samtidig som aktørens subjektive interesser bevares i størst mulig grad.

## 6.2 Egenrefleksjon

Da denne avhandlingen hovedsakelig er en litteraturstudie, har naturligvis mye litteratur vært studert under arbeidet med oppgaven. Som en naturlig konsekvens sitter forfatteren med mye ny kunnskap knyttet til ulike litteraturstudiemetoder, men ikke minst teoretisk og praktisk kunnskap knyttet til systemtjenester og vindkraft. Forfatteren vil spesielt trekke den teoretiske delen (kapittel 3) som svært interessant, og skulle ønske flere fag om kraftsystemer var gitt ved NMBU. Forfatteren anser også teorien utarbeidet i kapittel 3 som noe som kan inkluderes i emnet FYS377. Avslutningsvis sitter forfatteren med en subjektiv oppfatning at integrasjon av storskala fornybar energi produksjon (foruten vannkraft) sjeldent blir fremstilt i sammenheng med kraftsystemstabilitet og utfordringer knyttet som

medfører, men klart oftest fremstilles i en miljøsammenheng, noe som muligens ikke gir et korrekt bilde.

Naturligvis blir det noen ganger foretatt feil beslutninger i en så omfattende arbeid. Spesielt har forfatteren her i tanke den systematiske litteraturstudien som innledningsvis var tenkt som eneste metode i denne avhandlingen. Dessuten ga ikke søkingsresultatene, altså den finnende litteraturen, nok litteraturbakgrunn for besvarelse av forskningsspørsmålet, og supplerende litteratursøk måtte bli utført. Forfatteren ser for seg en mulig grunn i feil søkeord, samt at selve søkingsprosessen brukt til å utføre den systematiske litteraturstudien kunne ha vært bedre.

## Bibliografi

1. Statnett. (2017). *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021*.
2. Statnett, S. K. (2017). *The Nordic Balancing Concept*.
3. Gudmund, B., Skaare Amundsen, J. & Bjørshol Holm, I. (2018). *Kraftmarkedsanalyse 2018 - 2030*. I: Bartnes, G. (red.): Norges vassdrags- og energidirektorat.
4. Statnett, F., Energinet, Svenska Kraftnät. *Challenges and Opportunities for the Nordic Power System*.
5. Ørum, E., Haarla, L., Kuivaniemi, M., Laasonen, M., Jerko, A., Stenkløv, I., Wik, F., Elkington, K., Eriksson, R., Modig, N., et al. (2018). *Future System Inertia 2: ENTSO-E*.
6. Ørum, E., Kuivaniemi, M., Laasonen, M., Bruseth, A. I., Jansson, E. A., Danell, A., Elkington, K. & Modig, N. (2015). *Future system inertia: ENTSO-E*.
7. *Systematisk oversikt*. (2016). helsebiblioteket.no. Tilgjengelig fra: <https://www.helsebiblioteket.no/kunnskapsbasert-praksis/kritisk-vurdering/systematisk-oversikt> (lest 11 Mai 2019).
8. SSB. (2018). *Elektrisitet*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar> (lest 8 Februar 2019).
9. NVE. (2015). *Nett*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/> (lest 15 Februar 2019).
10. Machowski, J. & Lubosny, Z. (2018). *Stabilnosc systemu elektroenergetycznego*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN SA.
11. Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., et al. (2004). Definition and classification of power system stability. *Ieee Transactions on Power Systems*, 19 (3): 1387-1401. doi: 10.1109/Tpwr.2004.825981.
12. Machowski, J., Bialek, J. W. & Bumby, J. R. (2012). *Power system dynamics stability and control*. Chichester: Wiley.
13. Statnett. (2018). *Tertiærreserver*: Statnett. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/> (lest 3 Februar 2019).
14. Tipler, P. A. & Mosca, G. *Physics for scientists and engineers*. Sixth edition / utg.
15. Kundur, P., Balu, N. J. & Lauby, M. G. *Power system stability and control*. The EPRI power system engineering series.
16. Ulbig, A., Borsche s., T. & Andersson, G. (2014). Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. *IFAC Proceedings Volumes*, 47 (3).
17. Van de Vyver, J. V., Tine: De Kooning, Jeroen: Meersman, Bart: Vandeveld, Lieven. (2014). *Provision of ancillary services with variable speed wind turbines*. IEEE Young Researchers Symposium 2014 (YRS2014): EESA.
18. Statnett. (2018). *Primærreserver*: Statnett. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/primarreserver/> (lest 3 Februar 2019).
19. Statnett. (2019). *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i marked for FCR*.
20. Statnett. (2019). *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i sekundærreservemarkedet*.
21. NORDEL. (2007). *Nordic Grid Code 2007*.
22. Statnett. (2018). *Tiltaksplan-systemdrifts-og-markedsutvikling-2018-2022*.
23. Gimrestad, I. (2018). *Erfaringer fra systemdriften*. Forum for systemtjenester 2018, Oslo: Statnett.
24. Statnett. (2018). *Fast Frequency Reserves 2018 - pilot for raske frekvensreserver*.

25. Ørum, E., Kuivaniemi, M., Haarla, L., Laasonen, M., Oyj, F., Jerkø, A., Stenkløv, I., Wik, F., Eriksson, R., Modig, N., et al. (2017). *Nordic Survey on Inertia Related Challenges and Mitigation Measures*. 16th Wind Integration Workshop, Berlin.
26. Energifakta Norge. (2019). *Kraftmarkedet*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> (lest 1 April 2019).
27. Pool, N. (2019). *General Terms*.
28. Aziz, A., Oo, A. T. & Stojcevski, A. (2018). Frequency regulation capabilities in wind power plant. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 26: 47-76. doi: 10.1016/j.seta.2017.10.002.
29. Fairley, P. (2016). *Can Synthetic Inertia from Wind Power Stabilize Grids?* IEEE Spectrum. Tilgjengelig fra: <https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/renewables/can-synthetic-inertia-stabilize-power-grids> (lest 21 April 2019).
30. Faiella, M., Henning, T., Cutululis, N. A. & Van Hulle, F. (2013). *Capabilities and costs for ancillary services provision by wind power plants*: Fraunhofer IWES.
31. Ziping, W. W., GAO: Tianqi, GAO: Weihang, YAN: Zhang, Huaguang: Shijie, YAN: Xiao, WANG. (2018). State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems: Clean Energy*, 6 (1): 1-16.
32. Mahmud, A. (2014). Large Scale Renewable Power Generation.
33. *PRISMA Flow Diagram*. (2015). Tilgjengelig fra: <http://www.prisma-statement.org/PRISMAStatement/FlowDiagram> (lest 5 Mai 2019).
34. TransÉnergie, H.-Q. (2009). Transmission Provider Technical Requirements for the connection of power plants to the Hydro-Québec Transmission System. *Revision February*.
35. ENTSO-E. (2017). *Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation*.
36. ENTSO-E. (2016). *Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (Text with EEA relevance)*. Official Journal of the European Union.
37. IESO. (2017). *Market Manual 2: Market Administration; Part 2.20: Performance Validation*.
38. Gomes, P. (2015). *Cenários/Desafios para a operação do SIN, nos próximos dez anos*. O FUTURO DA OPERAÇÃO INTERLIGADA, The Federal University of Itajubá.
39. EirGrid & SONI. (2018). *DS3 Programme Transition Plan Q4 2018 - Q4 2020*: EirGrid, SONI.
40. Hulle, F. V., Pineda, I., Wilczek, P., Reking, M., Kreutzkamp, P., Holttinen, H., Kiviluoma, J., Faiella, M., Craciun, D., Varela, G. Q., et al. (2014). *Economic grid support services by wind and solar PV a review of system needs, technology options, economic benefits and suitable marked mechanisms*.
41. NERC. BAL-001-TRE-1—Primary Frequency Response in the ERCOT Region.
42. Du, P., Baldick, R. & Tuohy, A. (2017). Wind Integration in ERCOT. I: Power Electronics and Power Systems, *Integration of Large-Scale Renewable Energy into Bulk Power Systems*: Springer.
43. Roberts, C. (2018). Review of International Grid Codes.
44. Garza, B. (2018). *Wind Integration in ERCOT*. EIA Conference.
45. Energinet.dk. (2016). *Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kW*.
46. EirGrid. (2015). *EirGrid Grid Code*.
47. Rasmussen, T. D. (2019). *Personlig mailkorrespondanse*.
48. Energinet.dk. (2018). *Environmental Report 2018*.
49. Brisebois, J. & Aubut, N. (2011). *Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need*: IEEE.
50. TransÉnergie, H.-Q. (2005). *Technical Requirements for the Connection of Generation Facilities to the Hydro-Québec Transmission System - Supplementary Requirements for Wind Generation*.
51. Palermo, J. (2016). *International review of frequency control adaptation*. Australian Energy Market Operator.
52. ERCOT. (2013). *ERCOT CONCEPT PAPER - Future Ancillary Services in ERCOT*.



53. Asmine, M. & Langlois, C.-É. (2016). Field measurements for the assessment of inertial response for wind power plants based on Hydro-Québec TransÉnergie requirements. *IET Renewable Power Generation*, 10 (1): 25-32.
54. Senvion. (2018). *The MM92. Optimized for mid to high wind locations*: Senvion.
55. ENERCON. (2019). *Grid Integration and Wind Farm Management - Enercon Technologies to Support Grid Operation with Proportion of Renewable Energies*.
56. NELson, R. J. (2009). *Frequency-responsive wind turbine output control*. U.S.A.
57. Nyborg, A. & Dalsgaard, S. (2009). *Power curtailment of wind turbines*.
58. Yasugi, A., Wakasa, T. & Shinoda, H. (2011). *Wind turbine generator and method of controlling the same*.
59. Matevosyan, J. (2017). *ERCOT Renewable Integration*, Zürich.
60. Giebel, G., Cline, J., Frank, H., Shaw, W., Pinson, P., Hodge, B.-M., Kariniotakis, G., Madsen, J. & Möhrlen, C. (2016, 2016). *Wind power forecasting: IEA Wind Task 36 & future research issues*: IOP Publishing.
61. Tsai, C.-H. (2018). When ancillary services decrease with more wind in ERCOT. *The Electricity Journal*, 31 (5): 38-45.
62. Matevosyan, J. & Du, P. (2017). Wind Integration in ERCOT.
63. Rodriguez, A. (2016). *Wind generation forecasting at REE*. IEA wind task workshop: Experiences in using Wind Power Predictions and Gaps in Forecasting Research, Barcelona.
64. Aziz, A. O., A. T.: Stojcevski, A. (2018). Frequency regulation capabilities in wind power plant. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 26: 47-76. doi: 10.1016/j.seta.2017.10.002.
65. Bird, L. L., Debra: Milligan, Michael: Carlini, E. Maria: Estanqueiro, Ana: Flynn, Damian: Gomez-Lazaro, Emilio: Holttinen, Hannele: Menemenlis, Nickie: Orths, Antje: Eriksen, Peter Børre: Smith, J. Charles: Soder, Lennart: Sorensen, Poul: Altiparmakis, Argyrios: Yasuda, Yoh: Miller, John. (2016). Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65: 577-586. doi: 10.1016/j.rser.2016.06.082.
66. Ela, E., Gevorgian, V., Fleming, P., Zhang, Y. C., Singh, M., Muljadi, E., Scholbrook, A., Aho, J., Buckspan, A. & Pao, L. (2014). *Active power controls from wind power: Bridging the gaps*: National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
67. Eirgrid, SONI & SEMO. (2019). *The DS3 Programme - Delivering a Secure, Sustainable Electricity System*.
68. EirGrid. (2019). *System Services Compliance*. Tilgjengelig fra: <http://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/general-customer-information/grid-code-compliance-test/compliance-testing/system-services-testing/> (lest 18 April 2019).
69. Hirth, L. (2016). The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. *Applied Energy*, 181: 210-223. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.039.

## Vedlegg

### Resultat fra systematisk litteratursøk

Tabellen fremstiller litteraturen funnet via den systematiske litteraturstudien. Denne utgjør analysebakgrunn for seksjon 5.2.

<b>Tittel</b>	<b>År</b>	<b>Konsept/ perspektiv</b>	<b>Institusjon</b>	<b>Type institusjon</b>	<b>Land</b>
A long-term analysis of pumped hydro storage to firm wind power	2015	T(FFR), T(FCR), T(FRR), VPH	Queen's University Belfast, University College Cork	Universitet	UK, Irland
A novel strategy for variable-speed wind turbines' participation in primary frequency control	2012	T(FFR)	University of Ljubljana	Universitet	Slovenia
A review of energy storage technologies for wind power applications	2012	ESS	Catalonia Institute for Energy Research, Universitat Politècnica de Catalunya,	Universitet	Spania
A review on the inclusion of wind generation in power system studies	2016	T(FFR), T(FCR), T(FRR), M, ∅	National Institute of Technology	Universitet	India
Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with	2017		National Renewable Energy Laboratory	Forsknings- institutt	USA

extremely high levels of variable renewable energy					
Addressing the technical and market challenges to high wind power integration in Ireland	2013	T(FFR), T(FCR), T(FRR), $\emptyset$ , P, ESS, V	Queen's University Belfast, University College Cork, Konsulent David Milborrow	Universitet, konsulent- selskap	Irland, UK
An Evaluation of Intraday Trading and Demand Response for a Predominantly Hydro-Wind System Under Nordic Market Rules	2015	M, VPH	KTH Royal Institute of Technology	Universitet	Sverige
An integrated pan-European ancillary services market for frequency control	2013	$\emptyset$	ETH Zürich, Swissgrid	Universitet, TSO	Sveits
Barriers to entry in frequency-regulation services markets: Review of the status quo and options for improvements	2018		Paris-Sud University, Pierre and Marie Curie University, Helmholtz Centre for Environmental Research, University of Paris-Saclay	Universitet, forsknings- institut	Frankrike, Tyskland
Beyond wind: furthering development of clean energy in South Australia	2015	M	The University of Adelaide	Universitet	Australia

Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems	2017		University of Adelaide, University of Tasmania, National Center of Atmospheric Research, Flinders University	Universitet, forsknings-institutt	Australia, USA
Comprehensive overview of grid interfaced wind energy generation systems	2016		Indian Institute of Technology	Universitet	India
Control of multi-terminal HVDC networks towards wind power integration: A review	2016		University of Barcelona, Polytechnic University of Catalonia	Universitet	Spania
Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services	2017	T(FCR), T(FRR), ESS	National Renewable Energy Laboratory	Forsknings-institutt	USA
Decomposing driving factors for wind curtailment under economic new normal in China	2018		Renmin University of China, Tsinghua University	Universitet	Kina
Deep analysis of wind variability and smoothing effect in Moroccan wind farms	2017		Hassan 1st University	Universitet	Marokko
Demand response and pumped hydro storage scheduling for balancing wind	2016	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	National Institute of Technology Warangal	Universitet	India

power uncertainties: A probabilistic unit commitment approach					
Demand response in liberalized electricity markets: Analysis of aggregated load participation in the German balancing mechanism	2014		Delft University of Technology	Universitet	Nederland
Designing electricity markets for a high penetration of variable renewables	2015	M	University of New South Wales, National Renewable Energy Laboratory	Universitet, forskningsinstitutt	Australia, USA
Dispatchability of Wind Power with Battery Energy Storage in South Australia	2017	ESS	The University of Adelaide	Universitet	Australia
Dispatching intermittent wind resources for ancillary services via wind control and its impact on power system economics	2014	T(FFR), T(FCR), T(FRR), $\emptyset$	North Carolina A&T State University, Iowa State University	Universitet	USA
Distributed coordinated active and reactive power control of wind farms based on model predictive control	2019		Shandong University, Technical University of Denmark, Illinois Institute of Technology	Universitet	Kina, Danmark, USA
Diversifying wind power in real power systems	2017	T(FFR), T(FCR), T(FRR), M	University of Michigan	Universitet	USA

Economic and technical management of an aggregation agent for electric vehicles: a literature survey	2012	T(FRR), T(FCR), T(FRR), ∅	Universidade do Porto	Universitet	Portugal
Economic assessment of the participation of wind generation in the secondary regulation market	2012	T(FRR), ∅	Universidad Pontificia Comillas	Universitet	Spania
Efficient utilization of wind power: Long-distance transmission or local consumption?	2017		Wuhan University, China Southern Power Grid Research Institute	Universitet, forsknings- institutt	Kina
ELECTRA IRP approach to voltage and frequency control for future power systems with high DER penetration	2015		Ricerca sul Sistema Energetico, Austrian Institute of Technology, Flemish Institute for Technological Research, SINTEF, Technical Research Centre of Finland	Universitet, forsknings- institutt	Italia, Østerrike, Belgia, Norge, Finland
Energy storage systems in modern grids— Matrix of technologies and applications	2016	ESS	University of Vaasa	Universitet	Finland
Enhancing frequency stability by integrating non-conventional power sources through multi-terminal HVDC grid	2018	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	IREC Catalonia Institute for Energy Research, University of Strathclyde	Universitet, forsknings- institutt	Spania, UK

EU transition in power sector: How RES affects the design and operations of transmission power systems: How RES affects the design and operations of transmission power systems	2019	T(FFR), T(FCR), T(FRR), M	Terna, ENTSO-E, Nordic Regional Security Coordinator, University of Palermo	Universitet, TSO, organisasjon	Italia, Belgia, Danmark
Evolution of primary frequency control requirements in Great Britain with increasing wind generation	2015	T(FRR), T(FCR)	Heriot-Watt University	Universitet	UK
Frequency regulation capabilities in wind power plant	2018	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	Deakin University	Universitet	Australia
Frequency responsive services by wind generation resources in United States	2016	T(FFR), T(FCR)	Texas Tech University	Universitet	USA
Frequency support using doubly fed induction and reluctance wind turbine generators	2018	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	University of Huddersfield, University of Warwick, Northumbria University, University of Strathclyde	Universitet	UK
Grid Ancillary Services from Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Energy Conversion System: A Review	2019	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	Khalifa University	Universitet	De forente arabiske emirater

Grid code status for wind farms interconnection in Northern Africa and Spain: Descriptions and recommendations for Northern Africa	2018		Al Akhawayn University, Sidi Mohammed Ben Abdellah University, SINTEF, CENER	Universitet, forsknings-institutt	Norge, Marokko, Spania
ICT Based Performance Evaluation of Primary Frequency Control Support from Renewable Power Plants in Smart Grids	2018	T(FFR), T(FCR)	Aalborg University, DTU Wind Energy	Universitet	Danmark
Identifying operational requirements for flexible CCS power plant in future energy systems	2016	T(FFR), T(FCR), T(FRR), M	Norwegian University of Science and Technology	Universitet	Norge
Impact of deep wind power penetration on variability at load centers	2019	M	Columbia University	Universitet	USA
Impact of the penetration of renewables on flexibility needs	2017	M	University of Piraeus, Technological Education Institute of Thessaly, Aristotle University of Thessaloniki	Universitet	Hellas
Impact of voltage dip induced delayed active power recovery on wind integrated power systems	2017		University College Dublin, India institute of Technology	Universitet	Irland, India



Impacts of intermittent sources on the quality of power supply: The key role of reliability indicators	2014	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	MINES ParisTech, Schneider Electric	Universitet, konsulent- selskap	Frankrike
Implementation and demonstration of grid frequency support by V2G enabled electric vehicle	2014	T(FCR)	Technical University of Denmark	Universitet	Danmark
Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review	2017	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	University of Malaya	Universitet	Malaysia
Integration of flexible consumers in the ancillary service markets	2014	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	Aalborg University, Better Place, DONG Energy A/S, Danish Energy Assosiation	Universitet, forening, konsulent- selskap	Danmark
Integration of Lithium-Ion Battery Storage Systems in Hydroelectric Plants for Supplying Primary Control Reserve	2017	T(FFR), T(FCR)	University of Padova	Universitet	Italia
Issues and mitigations of wind energy penetrated network: Australian network case study	2018	P, M	Deakin University Australia, Swinburne University	Universitet	Australia

Joint energy and reserve markets: Current implementations and modeling trends	2014	M, $\emptyset$	Comillas Pontifical University	Universitet	Spania
Joint operation of wind farms and pump-storage units in the electricity markets: Modeling, simulation and evaluation	2013	T(FFR), T(FCR), T(FRR), $\emptyset$ , VPH	University of Isfahan	Universitet	Iran
Large-scale utilization of wind power in China: Obstacles of conflict between market and planning	2012	$\emptyset$	North China Electric Power University, Shanghai University of Finance and Economics	Universitet	Kina
Low carbon technologies as providers of operational flexibility in future power systems	2016	T(FFR), T(FCR), T(FRR), M	University of Zagreb	Universitet	Kroatia
Market designs for the primary frequency response ancillary service—Part I: Motivation and design	2014	M, $\emptyset$ , T(FCR)	National Renewable Energy Laboratory, Electric Power Research Institute, University College Dublin	Universitet, organisasjon, forsknings- institutt	USA, Irland
Microgrids: Hierarchical control and an overview of the control and reserve management strategies	2013	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	Ghent University, Aalborg University	Universitet	Belgia, Danmark

Mismatch of wind power capacity and generation: causing factors, GHG emissions and potential policy responses	2016	P	Autonomous University of Barcelona, Vrije University Amsterdam, ICREA, Tinbergen Institute	Universitet, forsknings-institutt	Spania, Nederland
Mitigation of wind power intermittency: Storage technology approach	2015	ESS	University of Ibadan	Universitet	Nigeria
Model-based receding horizon control of wind farms for secondary frequency regulation	2017	T(FRR)	Johns Hopkins University, Katholieke Universiteit Leuven	Universitet	USA, Belgia
Non-synchronous fast frequency reserves in renewable energy integrated power systems: A critical review	2019	T(FFR)	Indian Institute of Technology Bombay, University College Dublin, Hassan W. Qazi	Universitet, privat-person	India, Irland
On the management of wind power intermittency	2013	T(FFR), T(FCR), T(FRR), ESS, VPH	Islamic Azad University, Shahrekod University, University of Wollongong	Universitet	Australia, Iran
Only connect: Microgrids for distribution system restoration	2014		Illinois Institute of Technology, Southern Methodist University	Universitet	USA
Operational impact and cost analysis of increasing wind generation in the island of Crete	2012	T(FFR), T(FCR), T(FRR), $\emptyset$	ECCO International	Konsulent-selskap	USA

Opportunities and challenges of demand response in active distribution networks	2018		Aalborg University	Universitet	Danmark
Optimal Offer of Automatic Frequency Restoration Reserve From a Combined PV/Wind Virtual Power Plant	2018	T(FRR)	PSL Research University	Universitet	Frankrike
Optimal operation of distribution networks with high penetration of wind and solar power within a joint active and reactive distribution market environment	2018	M	University of Bradford, Kirkuk Technical College	Universitet	UK, Irak
Optimization methods applied for Wind–PSP operation and scheduling under deregulated market: A review	2014	VPH, M	Indian Institute of Technology Roorkee	Universitet	India
Optimization of constant power control of wind turbines to provide power reserves	2013	T(FCR)	Ghent University	Universitet	Belgia
Optimum day-ahead clearing of energy and reserve markets with wind power generation using anticipated real-time adjustment costs	2015	M	Woosong University, Indian Institute of Technology	Universitet	India, Korea

Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges	2015		Yidiz Technical University, University of Beira Interior, University of Lisbon, INESC-ID	Universitet, forsknings-institutt	Tyrkia, Portugal
Overview of plug-in electric vehicles as providers of ancillary services	2015		University of Extremadura	Universitet	Spania
Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods	2014	T(FRR), T(FCR)	University of Barcelona, Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology (IWES), Polytechnic University of Catalonia	Universitet, organisasjon	Spania, Tyskland
Power system flexibility with electricity storage technologies: A technical-economic assessment of a large-scale storage facility	2012	T(FRR), $\emptyset$	Institute for Energy and Transport	Forskings-institutt	Nederland
Prediction of wind speed for the estimation of wind turbine power output from site climatological data using artificial neural network	2017	V	University of Ibadan	Universitet	Nigeria

Provision of ancillary services with variable speed wind turbines	2014	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	Ghent University	Universitet	Belgia
Provision of enhanced ancillary services from wind power plants - Examples and challenges	2016	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	The Technical University of Denmark, Aalborg University	Universitet	Danmark
Qualification and Quantification of Reserves in Power Systems Under High Wind Generation Penetration Considering Demand Response	2015	M	University of Beira Interior, Arel University, Aristotle University of Thessaloniki	Universitet	Portugal, Tyrkia, Hellas
Real-Time Central Demand Response for Primary Frequency Regulation in Microgrids	2012	T(FCR)	Montana State University	Universitet	USA
Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets	2017	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	National Institute of Technology, IKG Punjab Technical University, College of Engineering (Mahindra Ecole Centrale)	Universitet	India
Review of benefits and challenges of vehicle-to-grid technology	2012	∅	IEEE ECCE	Organisasjon	USA

Review of energy storage system for wind power integration support	2015	ESS	Technical University of Denmark, Chinese Academy of Science	Universitet, forsknings-institutt	Danmark, Kina
Review of real-time electricity markets for integrating distributed energy resources and demand response	2015	M	Technical University of Denmark, Centre of Research and Technology Hellas, Argonne National Laboratory	Universitet, forsknings-institutt	Danmark, Hellas, USA
Short-term frequency response of power systems with high non-synchronous penetration levels	2015	T(FCR)	University College dublin	Universitet	Irland
Smart grid research in New Zealand - A review from the GREEN Grid research programme	2018	M, T(FFR), T(FCR), T(FRR)	University of Otago, University of Oxford, University of Auckland, University of Centerbury	Universitet	New Zealand, UK
Smart microgrid hierarchical frequency control ancillary service provision based on virtual inertia concept: An integrated demand response and droop controlled distributed generation framework	2015	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	Iran University of Science and Technology	Universitet	Iran
State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems	2018	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	University of Denver, Northeastern University	Universitet	USA, Kina

System and market integration of wind power in Denmark	2012	∅	Aalborg University, Technical University of Denmark, University of Southern Denmark, Copenhagen Energy,	Universitet, konsulent-selskap	Danmark
System-friendly wind power: How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power: How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power	2016	P, ∅	Neon Neue Energieökonomik GmbH (Neon), Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC), International Energy Agency (IEA)	Konsulent-selskap, forsknings-institutt, organisasjon	Tyskland, Frankrike
The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower	2016	M, ∅	Neon Neue Energieökonomik GmbH (Neon), Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC)	Konsulent-selskap, forsknings-institutt	Tyskland, Frankrike
The changing role of hydropower: from cheap local energy supply to strategic regional resource	2014	T(FFR), T(FCR), T(FRR), VPH	Manitoba Hydro	Krone-korporasjon	Canada



The policy and institutional challenges of grid integration of renewable energy in the western United States	2015	P, Ø, M	University of Colorado-Boulder, National Renewable Energy Laboratory	Universitet, forsknings-institutt	USA
The role of electric vehicles in smart grids	2013	T(FFR), T(FCR), T(FRR), Ø, M, EV, ESS	ETH Zürich	Universitet	Sveits
To what extent does wind power deployment affect vested interests? A case study of the Northeast China Grid	2013	Ø, P	North China Electric Power University, University of International Trade and Economics	Universitet	Kina
Transmission system protection screening for integration of offshore wind power plants	2018		Case Western Reserve University, Power Systems Engineering Center of the National Renewable Energy Laboratory	Universitet, forsknings-institutt	USA
Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants	2015	VPH	Technical University of Madrid, Comillas Pontifical University, University of Padova	Universitet	Spania, Italia
Using diverse market-based approaches to integrate renewable energy: Experiences from China	2019	M	North China Electric Power University, University of Sussex, National Institute of Singapore	Universitet	Kina, UK, Singapore

Value of flexible electric vehicles in providing spinning reserve services	2015	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	University of Zagreb	Universitet	Kroatia
Wind and solar energy curtailment: A review of international experience	2016	T(FFR), T(FCR), T(FRR), M, ∅	National Renewable Energy Laboratory, GE Energy, Terna Rete Italia, LNEG, University College Dublin, University of Castilla-La Mancha, VTT Technical Research Centre of Finland, Hydro Qubec, Energinet.dk, Utility Variable-Generation Integration Group (UVIG), KTH Royal Institute of Technology in Stockholm, Technical University of Denmark, Kansai University	Universitet, TSO, kraftselskap, forskningsinstitutt	USA, Italia, Portugal, Irland, Spania, Finland, Canada, Danmark, Sverige, Japan
Wind farm power production in the changing wind: Robustness quantification and layout optimization	2017		Technical University of Denmark	Universitet	Danmark
Wind power in modern power systems	2013	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	Aalborg University, University of the Chinese Academy of Sciences (UCAS)	Universitet	Danmark, Kina

Wind power integration into the automatic generation control of power systems with large-scale wind power	2014	T(FRR)	Technical University of Denmark, Sino-Danish Centre of Education and Research, Energinet.dk	Universitet, TSO	Danmark
Wind power penetration impact on power system frequency	2017	T(FFR), T(FCR), T(FRR)	Islamic, Azad University, Ardabil Province Electrical Distribution Company, Abadan School of Medical Sciences, Northern Arizona University	Universitet, kraftselskap	USA, Iran
Wind power: Existing status, achievements and government's initiative towards renewable power dominating India	2019	P, M	National Institute of Technology	Universitet	India



**Norges miljø- og biovitenskapelige universitet**  
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet  
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway