

# Framtidig utvikling og sikring av tilstrekkelig rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet

**Astrid Karsrud**

Master i energi og miljø

Innlevert: februar 2016

Hovedveileder: Magnus Korpås, ELKRAFT

Medveileder: Stefan Jaehnert, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



# Forord

Denne masteroppgaven er skrevet høsten 2015 og representerer avslutningen på et femårig sivilingeniørstudium ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU. Oppgaven er gjennomført ved Institutt for Elkraftteknikk, og er skrevet i samarbeid med avdelingen System- og balansetjenester i Statnett.

Flere personer har bidratt til denne oppgaven. Jeg ønsker å takke veileder Magnus Korpås for god veiledning og støtte, og co-veileder Stefan Jaehnert for å ha vært veldig hjelpelig og alltid rask med å svare på mine mange spørsmål. Fra Statnett retter jeg en takk til Ivar Døskeland for å ha utført simuleringer av Samkjøringsmodellen og gitt meg tilgang til resultatene. Til sist vil jeg rette en takk Erik Alexander Jansson og Bjørn Harald Bakken, som har vist interesse for oppgaven og hjulpet meg med flere utfordringer jeg har hatt. Spesielt vil jeg takke sistnevnte for å ha hjulpet til med idemyldring og utforming av oppgaven på et tidlig stadium.

*Trondheim, februar 2016*



# Sammendrag

Denne masteroppgaven omhandler den framtidige utviklingen av rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet og hvordan tilstrekkelige mengder med rotasjonsenergi kan sikres. Rotasjonsenergi er viktig for frekvensstabiliteten til systemet. Det er ikke utfordringer knyttet til for lave mengder med rotasjonsenergi i dag, men rotasjonsenergien er forventet å bli redusert og mer variabel i framtiden, blant annet grunnet utbygging av flere likestrømsforbindelser. Det er viktig å analysere hvor omfattende denne utfordringen kan bli i framtiden slik at systemansvarlig kan stille mest mulig forberedt, og om nødvendig, sette igang forebyggende tiltak i tide. Hvilke tiltak som er samfunnsmessig mest gunstige, er også viktig å studere.

I denne oppgaven undersøkes utviklingen av rotasjonsenergi for ulike fremtidsscenarier, og situasjoner hvor rotasjonsenergien faller under det systemet er dimensjonert for å kunne tåle, er kartlagt. Ulike tiltak for å øke systemsikkerheten når det oppstår en kritisk situasjon er foreslått, og det er utviklet en metode for å beregne de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til noen av disse tiltakene.

Timesverdier for mengde rotasjonsenergi er beregnet på grunnlag av simuleringer av en kraftmarkedsmodell. Fem ulike fremtidsscenarier for år 2030 undersøkes; to ulike basisscenarier, et scenario hvor en stor andel av kjernekraftverkene er nedlagte, et scenario hvor fornybarutbyggingen er større enn hva som er forventet og et med økt overføringskapasitet til utlandet. Basert på beregninger av mengde rotasjonsenergi har perioder hvor rotasjonsenergien faller til et kritisk lavt nivå blitt kartlagt for de ulike scenariene. Varighet på de kritiske periodene, hvor hyppig de oppstår og når de oppstår i løpet av året er blitt undersøkt. Scenariet med redusert installert effekt av kjernekraft er det scenariet hvor mengde rotasjonsenergi reduseres mest sammenlignet med dagens situasjon, og hvor det oppstår flest kritiske perioder. Dette scenariet fører til en strukturell endring av kraftsystemet, og mengde rotasjonsenergi vil være kritisk lav en betydelig andel av tiden (12 % av den simulerte perioden). For de andre scenariene faller rotasjonsenergien under kritisk nivå mindre enn 1 % av den simulerte perioden. For alle scenariene oppstår de fleste kritiske periodene i løpet av sommermånedene. Scenariet med redusert kjernekraft har en jevnere fordeling av disse periodene over flere måneder sammenlignet med de andre scenariene.

---

Det er valgt ut to tiltak som tar sikte på å øke systemsikkerheten under de kritiske periodene. En fremgangsmetode for å beregne den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av disse strategiene er blitt utviklet.

Den første strategien går ut på å starte opp flere vannkraftverk, slik at rotasjonsenergien øker. For å oppnå energibalanse blir vindkraftproduksjonen nedregulert. Den andre strategien nedregulerer de kraftverkene og likestrømsforbindelsene som, ved et eventuelt utfall, vil føre til at frekvensendringen blir større enn tillatt. Disse enhetene nedreguleres tilstrekkelig til at den potensielle frekvensendringen er innenfor kravet. På denne måten er systemet i stand til å tåle enhver feilhendelse som kan oppstå, selv med en kritisk lav mengde rotasjonsenergi. Igjen sørges det for energibalanse i alle områdene som er påvirket ved bruk av denne strategien, hovedsakelig ved å gjøre endringer i vannkraftproduksjonen.

Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av de to strategiene er beregnet for det ene basisscenariet. På grunn av mindre detaljert data for de andre scenariene, har beregningene kun blitt utført for dette ene scenariet.

Resultatene viser at strategien som tar sikte på å nedregulere kraftverk og/eller kabler er samfunnsøkonomisk mest kostnadseffektiv. Kostnaden ved bruk av denne strategien har en medianverdi på 1 247 €/GWs/h. Til sammenligning har strategien hvor flere vannkraftverk settes i drift en medianverdi på 3 645 €/GWs/h.

Det har blitt gjort en vurdering om hvorvidt en investering i muligheten til å kjøre vannkraftverk i fasekompensatordrift vil kunne lønne seg. Gitt antakelsen om at kostnaden ved å bruke de to strategiene er lik for alle scenarier, vil investeringen lønne seg kun for scenariet med redusert kjernekraft. For dette scenariet vil investeringen lønne seg i 98 % av de simulerte årene. For de andre scenariene er investeringen lønnsom kun for 1-7 % av de simulerte årene.

For scenariet med redusert kjernekraft vil det ofte oppstå perioder hvor rotasjonsenergien faller under kritisk lavt nivå. Det trengs derfor varige tiltak som tar sikte på å øke systemsikkerheten. Av tiltakene som er vurdert i denne analysen vil investering i muligheten til å kjøre vannkraftverk i fasekompensatordrift være det samfunnsøkonomisk mest lønnsomme tiltaket.

For de andre scenariene oppstår perioder hvor rotasjonsenergien faller til et kritisk lavt nivå relativt sjelden. For disse scenariene er det muligens tilstrekkelig at systemansvarlig regulerer systemet idet de kritiske periodene oppstår. Det samfunnsøkonomisk mest lønnsomme tiltaket av de som er undersøkt i denne analysen vil være å redusere produksjonsnivå til kraftverk og kapasitet på likestrømsforbindelser, slik at frekvensendringen ved en feilhendelse reduseres.

Det er gjort flere antakelser i denne analysen, og det er derfor usikkerhet knyttet til resultatene. For å undersøke virkningen strategiene har på systemet, har to kritiske perioder blitt undersøkt nærmere. En nettmodell bør benyttes for en mer deltajert analyse av hvordan strategiene påvirker systemet.

# Abstract

This thesis explores the future development of inertia in the nordic power system, and how sufficient levels of inertia can be secured. Inertia is important for the frequency stability of a power system. There have not yet been problems with low inertia in the Nordic power system, but the inertia is expected to decrease and become more volatile in the future. One of the main reasons for this is an increase in HVDC capacity to the Nordic power system as new connections are being built and planned. In addition, the share of renewable energy will increase and some of the nuclear power plants in Sweden are expected to shut down. All of these factors will have a negative influence on the amount of inertia.

This topic needs to be studied in order for the system operator to be prepared for the future, and if necessary, take measures.

In this thesis the development of inertia for different scenarios of year 2030 is analyzed. Critical situations where the inertia level is beyond what is acceptable are studied. Different measures to improve the system security have been suggested. A method to calculate the socio-economic cost of some of these measures has been developed.

Based on simulations of a power market model, hourly values for the inertia have been calculated for five different scenarios in the future. The scenarios include two base-scenarios, one scenario with a higher share of renewables, one scenario with increased HVDC-connection to other systems and one scenario where a high share of the nuclear power plants have been shut down. Based on the calculations of inertia, critical situations where the inertia reaches unacceptable levels, have been analyzed for all scenarios. The duration of a critical period, how often it appears and during which months it most likely will appear have been studied. The scenario with reduced installed nuclear power has the most reduced inertia level compared to the other scenarios and the situation today. The inertia is below the minimum limit 12 % of the time for this scenario. In comparison the inertia is critically low less than 1 % of the time for all the other scenarios.

Most of the critical situations appear during the summer. The scenario with reduced installed nuclear power has a more even distribution of the critical situations over the year, compared to the other scenarios.

---

Two measures that improve system security have been studied in detail, and a method to calculate the socio-economic cost of these measures, have been developed.

The first strategy seeks to start up hydro power plants. In this way the inertia will increase. Sufficient wind power production is shut down so that energy balance is assured in every area of the model.

The other strategy regulates down the power plants and HVDC-connections that will cause the frequency deviation to exceed the system requirement. The power production/transfer of the relevant units will be reduced sufficiently for the requirement to be met. In this way the system is able to handle any potential fault, even with the inertia being critical low. Energy balance is assured in every area, mainly by regulating hydro power.

The socio-economic cost for applying the two strategies are calculated for one of the base-scenarios. Because of different resolutions for the other scenarios, these calculations have been done only for this scenario.

The results show that the most efficient strategy is the one that reduces the power production/transfer. The socio-economic cost for applying this strategy has a median value of 1 247 €/GWs/h. In comparison the other strategy has a median value of 3 645 €/GWs/h.

It has been assessed whether or not an investment in the possibility of running a hydro power plant in phase compensator mode will be cost-efficient compared to the two strategies. Given the assumption that the cost of applying strategy 1 and 2 will be the same for all scenarios, the investment will be cost-effective only for the scenario with reduced nuclear power. For this scenario the investment will be less expensive than using the other strategies for 98 % of the simulated years. For the other scenarios the investment cost will be less than the cost of applying strategy 2 for 1-7 % of the years.

For the scenario with reduced nuclear power, the inertia is critical low a considerable amount of time. More permanent measures are needed to ensure system safety. Of the measures considered in this analysis, the most socio-economic efficient one would be to invest in the possibility of running a hydro power plant in phase compensator mode.

For the other scenarios, the inertia reaches critical levels relatively seldom. For these scenarios, the best solution might be for the system operator to regulate the system when these critical periods arises. The best measure for these scenarios of the ones that have been analyzed, is to reduce the power of the most critical units.

Several assumptions have been made for this analysis. The results are therefore somewhat uncertain.

To study the effects of using the measures, two critical periods have been studied in detail.



# Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b>	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>ii</b>
<b>Abstract</b>	<b>iv</b>
<b>Innholdsfortegnelse</b>	<b>viii</b>
<b>Tabeller</b>	<b>ix</b>
<b>Figurer</b>	<b>xii</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	1
1.2 Formål med oppgaven . . . . .	2
1.3 Oppgavens oppbygging . . . . .	2
<b>2 Teori</b>	<b>5</b>
2.1 Det nordiske kraftsystemet . . . . .	5
2.2 Frekvensstabilitet . . . . .	6
2.3 Rotasjonsenergiens bidrag til frekvensstabiliteten . . . . .	7
2.4 Svingeligningen . . . . .	8
2.5 Rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet . . . . .	9
2.6 Hva er systembehovet for rotasjonsenergi? . . . . .	11
2.6.1 Foreløpig nedre grense i det nordiske kraftsystemet . . . . .	11
2.6.2 Krav til primærreserver sørger for en viss mengde med rotasjonsenergi . . . . .	11
2.6.3 Krav i Irland . . . . .	12
2.6.4 Statisk vs dynamisk grense på minimum mengde rotasjonsenergi . . . . .	13
2.7 Alternativer for å øke systemsikkerheten . . . . .	13
2.7.1 Øke antall aggregater i drift . . . . .	13
2.7.2 Redusere dimensjonerende feil . . . . .	14
2.7.3 Endre systemkrav . . . . .	15

2.7.4	Investere i teknologi . . . . .	15
<b>3</b>	<b>Metode</b>	<b>19</b>
3.1	Datagrunnlag . . . . .	19
3.1.1	Samkjøringsmodellen . . . . .	19
3.1.2	Data fra SINTEF . . . . .	19
3.1.3	Data fra Statnett . . . . .	20
3.2	Beregning av rotasjonsenergi . . . . .	20
3.2.1	Beregning av rotasjonsenergi for scenariet til Sintef . . . . .	21
3.2.2	Beregning av rotasjonsenergi for scenariene fra Statnett . . . . .	22
3.2.3	Mulige feilkilder og svakheter ved beregning av rotasjonsenergi	23
3.3	Strategier for å øke rotasjonsenergien . . . . .	24
3.3.1	Strategi 1: Øke antall vannkraftverk som er i drift . . . . .	24
3.3.2	Strategi 2: Redusere dimensjonerende feil . . . . .	25
3.3.3	Strategi 3: Investere i fasekompensatordrift av vannkraftverk	31
3.3.4	Mulige feilkilder og svakheter ved strategiene og de tilhørende kostnadsberegningene . . . . .	31
<b>4</b>	<b>Kartlegging av rotasjonsenergi</b>	<b>33</b>
4.1	Varighetskurver for rotasjonsenergi . . . . .	33
4.2	Hyppighet . . . . .	35
4.3	Varighet kritiske perioder . . . . .	36
4.4	Fordeling av kritiske perioder over året . . . . .	37
<b>5</b>	<b>Kostnad ved bruk av strategiene</b>	<b>39</b>
5.1	Kostnad ved bruk av strategi 1: Øke antall vannkraftverk i drift . . . . .	39
5.2	Kostnad ved bruk av strategi 2: Redusere dimensjonerende feil . . . . .	40
5.3	Kostnad ved bruk av strategi 3: Investere i fasekompensatordrift . . . . .	40
<b>6</b>	<b>Case-studier av kritiske perioder</b>	<b>43</b>
6.1	Case-studie 1 . . . . .	43
6.1.1	Strategi 1 . . . . .	44
6.1.2	Strategi 2 . . . . .	45
6.2	Case-studie 2 . . . . .	46
6.2.1	Strategi 1 . . . . .	47
6.2.2	Strategi 2 . . . . .	47
<b>7</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>49</b>
<b>8</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>51</b>
	<b>Referanser</b>	<b>54</b>
<b>A</b>	<b>Vedlegg</b>	<b>i</b>
A.1	Data for de kritiske periodene til Base case Sintef . . . . .	i

# Tabeller

2.1	Treghetstidskonstanter for ulike produksjonstyper som Statnett bruker [1]. . . . .	9
4.1	Oversikt over andel av tiden rotasjonsergien er kritisk lav (mindre enn 90 GWs) for de ulike scenariene. . . . .	35
4.2	Maksimum antall timer på en kritisk periode for de ulike scenariene. . . . .	36
6.1	Oversikt over den totale samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av strategiene for case-studie 1. . . . .	45
6.2	Oversikt over den totale samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av strategiene for case-studie 2. . . . .	48



# Figurer

2.1	Det nordiske synkronsystemet [2]. Eksisterende forbindelser er markert i blått. Kabler som er planlagt å bygges ut eller allerede under utbygging er vist i rødt. . . . .	6
2.2	Systemets reaksjon etter at en feil har oppstått [2]. . . . .	7
2.3	Simulerte frekvensendringer ved en feilhendelse for ulike mengder av rotasjonsenergi (inertia) i det nordiske kraftsystemet [1]. . . . .	8
2.4	Estimert mengde rotasjonsenergi for perioden 2009-2015 [1]. . . . .	10
2.5	Varighetskurver for estimert mengde rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet for årene 2009-2014 (Danmark er utelatt) [1]. . . . .	11
2.6	Momentant frekvensavvik som en funksjon av effektubalanse og mengde rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet. Punktene som er tegnet inn er faktiske feilhendelser som har oppstått i perioden 2012-2014. Funksjonen for linjen er funnet ved lineær regresjon [1]. . . . .	14
3.1	Virkningsgradskurve for ulike typer turbiner [3]. . . . .	21
3.2	Metoden brukt ved strategi 1. . . . .	24
3.3	Metoden brukt ved strategi 2. . . . .	26
4.1	Varighetskurve for rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet i 2030, Sintef base case . . . . .	33
4.2	Varighetskurver for rotasjonsenergi for de ulike scenariene fra Statnett	34
4.3	Antall kritiske perioder per år . . . . .	35
4.4	Antall kritiske perioder per år for scenariet med redusert kjernekraft	36
4.5	Varighet på en kritisk periode for de ulike scenariene . . . . .	37
4.6	Andel av alle de kritiske periodene som oppstår i løpet av en gitt måned for de forskjellige scenariene. . . . .	38
5.1	Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 1 . . . . .	39
5.2	Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 2 plottet sammen med minimumpris ved bruk av strategi 1. . . . .	40
5.3	Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 3: Investering i fasekompensatordrift . . . . .	41
5.4	Sammenligning mellom pris på rotasjonsenergi ved investering i fasekompensatordrift og ved bruk av strategi 2 . . . . .	42

---

6.1	Bidrag til rotasjonsenergi fra ulike energikilder ved case-studie 1 . . .	43
6.2	Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 1 for case-studie 1 . . .	44
6.3	Bidrag til rotasjonsenergi fra ulike energikilder ved case-studie 2 . . .	46
6.4	Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 1 for case-studie 2 . . .	47
A.1	Bidrag til total mengde rotasjonsenergi fra konvensjonell vannkraft og kjernekraft for de kritiske periodene. . . . .	i
A.2	Behovet for rotasjonsenergi ved de forskjellige kritiske periodene. Her er behovet satt til differansen mellom mengde rotasjonsenergi og 90 GWs. . . . .	ii
A.3	Mengde rotasjonsenergi som kan skaffes ved bruk av strategi 1, og den tilhørende nødvendige nedreguleringen av vindkraft. . . . .	iii
A.4	Faktisk økning i rotasjonsenergi og den tilsynelatende økningen i rotasjonsenergi ved bruk av strategi 2. . . . .	iii

# 1 | Introduksjon

## 1.1 Bakgrunn

Det nordiske kraftsystemet er i endring. Blant annet er det planlagt å bygge flere likestrømsforbindelser til utlandet, som kan muliggjøre mer klimavennlige løsninger. Installert effekt i uregulerbare fornybare energikilder, som vind- og småkraft, øker.

Disse endringene er utfordrende for systemansvarlig, som er ansvarlig for driftsikkerheten. En av flere utfordringer er at mengde rotasjonsenergi i kraftsystemet er forventet å bli redusert og mer varierende. Med rotasjonsenergi menes her bevegelsesenergien som er lagret i synkronmaskinene i kraftsystemet. Rotasjonsenergien sørger for en momentan respons når det oppstår en effektubalanse, for eksempel som følge av utfall av en generator eller kabel. Denne momentane responsen er viktig for frekvensstabiliteten til kraftsystemet. Jo mer rotasjonsenergi systemet innehar, jo tregere endrer frekvensen seg. Store frekvensendringer kan føre til skade på teknisk utstyr, og komponenter kan falle ut. I verste fall kan det oppstå en kaskade-effekt, slik at stadig flere komponenter faller ut og man får en total mørklegging av systemet.

Likestrømforbindelser overfører kraft og bidrar ikke med rotasjonsenergi. Vindturbiner innehar rotasjonsenergi, men moderne vindturbiner er ikke koblet direkte til strømmettet, og dermed bidrar ikke disse til å øke frekvensstabiliteten. Småkraft, det vil si vannkraftverk med installert effekt på maks 10 MW, bidrar med lite rotasjonsenergi fordi aggregatene er små og lette.

I perioder med mye import og lite last i det nordiske kraftsystemet kan mengde rotasjonsenergi falle til et kritisk lavt nivå. Hvis i tillegg andelen av uregulerbar kraftproduksjon i systemet er høy, vil det kunne fortrenge kraft fra kraftverk som bidrar med rotasjonsenergi. Dette vil redusere mengde rotasjonsenergi ytterligere. De systemansvarlige i det nordiske kraftsystemet tilstreber høy driftsikkerhet, og nettet driftes etter (N-1)-prinsippet. Dette prinsippet betyr at systemet skal kunne tåle en hvilken som helst feil uten at det får konsekvenser for kraftforsyningen. Det er derfor av interesse å undersøke hvor omfattende utfordringen med lite rotasjonsenergi er forventet å bli. På denne måten er systemansvarlig i stand til å møte utfordringen på best mulig måte og de vil være i stand til å tidsnok sette inn tiltak, om det viser seg å være nødvendig.

## 1.2 Formål med oppgaven

Formålet med denne oppgaven er todelt. Første del handler om å kartlegge den forventede utfordringen med kritisk lave mengder med rotasjonsenergi i framtiden. Dette er viktig for at blant annet systemansvarlig kan stille forberedt til denne fremtidige utfordringen, og er i stand til å eventuelt sette i gang forebyggende tiltak på et tidlig stadium. Noen potensielle løsninger på utfordringen knyttet til kritisk lav mengde med rotasjonsenergi blir redegjort for. Andre del handler om å utvikle en metode for å beregne den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av to ulike strategier. Metoden blir benyttet på alle de kritiske periodene til det ene basisscenariet.

## 1.3 Oppgavens oppbygging

Oppgaven er hovedsaklig delt i tre; en teori-del, en metode-del og en del hvor resultatene blir presentert og diskutert.

Kapittel 2 gir en kort innføring i det nordiske kraftsystemet, og betydningen rotasjonsenergi har for frekvensstabiliteten. Videre presenteres noe tidligere arbeid som omhandler rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet. I tillegg drøftes ulike alternativer for å takle utfordringen med kritisk lave mengder med rotasjonsenergi.

Kapittel 3 inneholder en kort presentasjon av kraftmarkedsmodellen som er brukt til å kjøre simuleringer, og datasettene som er grunnlaget i analysen. Forskjellen mellom de ulike scenariene presenteres. Videre forklares fremgangsmåten for å beregne mengde rotasjonsenergi. Til sist presenteres tre strategier som har som mål å sikre systemdriften i de tilfellene hvor mengde rotasjonsenergi når et kritisk lavt nivå. Det gjøres rede for hvordan den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til bruk av disse strategiene beregnes.

Kapittel 4 inneholder resultater fra første del av analysen, som forsøker å kartlegge utfordringen med kritisk lave mengder med rotasjonsenergi for de ulike scenariene. Varighetskurver for mengde rotasjonsenergi presenteres. I tillegg gis en oversikt over hvor ofte de kritiske periodene oppstår og varigheten på en slik periode. Med en kritisk periode menes en periode hvor mengde rotasjonsenergi faller til et nivå under minimumskravet, som i denne oppgaven er satt til 90 GWs. Til slutt redegjøres det for hvilke måneder i året disse periodene typisk oppstår.

Kapittel 5 gir resultater fra beregningene av den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av strategiene for det ene basisscenariet.

Kapittel 6 undersøker to kritiske perioder i mer detalj. Det presenteres hvordan de ulike energikildene bidrar ulikt til den totale mengden med rotasjonsenergi. Videre sees det nærmere på hvilke endringer strategiene fører til.



Kapittel 7 presenterer konklusjonen for oppgaven, basert på resultatene og antakelsene.

Kapittel 8 drøfter kort hva som kan være interessant å studere videre.



# 2 | Teori

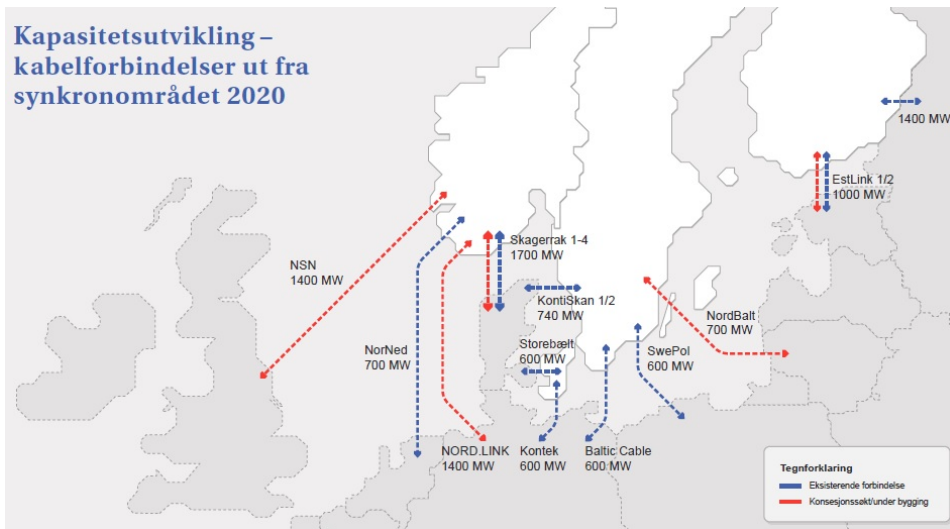
## 2.1 Det nordiske kraftsystemet

Norden (med unntak av Jylland) består av ett synkront kraftsystem med felles frekvens, også kalt systemfrekvens [2]. Frekvensen er lik 50,0 Hz når det er balanse mellom kraft som mates inn i systemet og kraft som tas ut. De fleste generatorene i det nordiske kraftsystemet er synkrongeneratorer. Når flere synkronmaskiner er tilknyttet samme kraftsystem, slik som i det nordiske, vil alle strømmene og spenningene til disse maskinene inneha samme frekvens. Systemfrekvensen  $f$  er tett koblet til rotasjonshastigheten  $n$  til disse maskinene:

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} \quad (2.1)$$

Hvor  $p$  er antall poler til maskinen.

Kraft kan bli eksportert og importert via likestrømsforbindelser til andre synkronområder. Se figur 2.1 for en oversikt over det nordiske kraftsystemet og dets forbindelser til andre områder [2]. Både eksisterende og planlagte forbindelser innen år 2020 er vist i figuren.



**Figur 2.1:** Det nordiske synkronsystemet [2]. Eksisterende forbindelser er markert i blått. Kabler som er planlagt å bygges ut eller allerede under utbygging er vist i rødt.

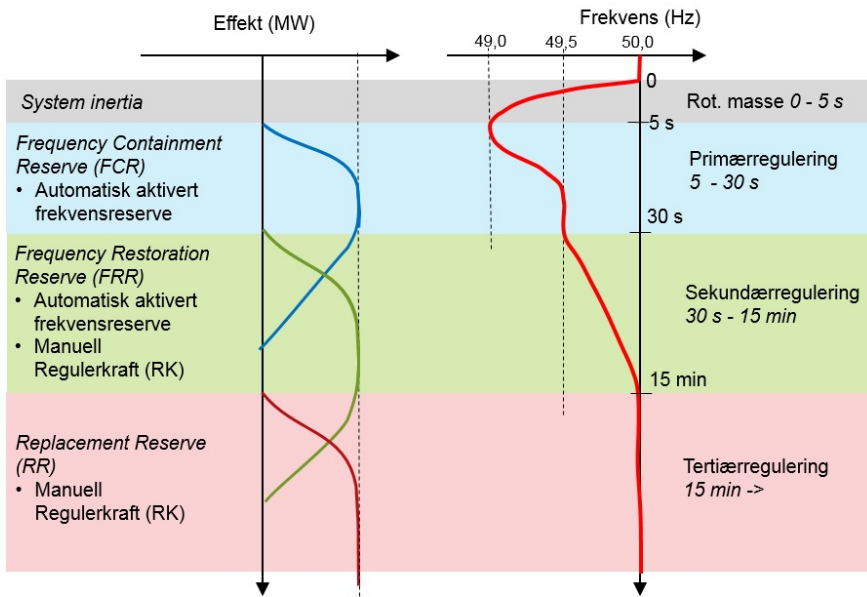
## 2.2 Frekvensstabilitet

Stabiliteten til et kraftsystem er definert som dets evne til å gjenoppta stabil tilstand etter at en forstyrrelse har oppstått. Stabiliteten kan deles inn i 3 hovedkategorier: frekvensstabilitet, spenningsstabilitet og rotorvinkelstabilitet [4]. Relevant for denne oppgaven er frekvensstabilitet. Frekvensstabilitet er definert som evnen et kraftsystem har til å ivareta en akseptabel frekvens etter at en stor effektubalanse har oppstått.

Som nevnt tidligere er frekvensen stabil og lik 50,0 Hz når effekt matet inn i systemet nøyaktig tilsvarer effekt tatt ut. Netto kraftoverskudd fører til at frekvensen øker, mens et kraftunderskudd medfører frekvensfall. Frekvens kan derfor sees på som et mål på effektbalansen til enhver tid. Dette er årsaken til at frekvensen blir nøye overvåket av systemansvarlig. Figur 2.2 viser hvordan frekvensen endres ved utfall av et kraftverk og hva slags mekanismer som sørger for at systemet stabiliseres igjen [2].

I første omgang vil kraftunderskuddet bli dekket av rotasjonsenergi lagret i synkronmaskinene som er synkronisert med nettet. Som resultat vil den mekaniske hastigheten til maskinene reduseres, og i samsvar med ligning 2.1 vil også frekvensen reduseres. Når frekvensen endrer seg slik at den ikke lenger er 50,0 Hz, aktiveres primærreservene automatisk. Primærreservene sørger for å stoppe frekvensfallet og stabilisere frekvensen. Automatiske sekundærreserver blir så aktivert for å forsøke å bringe frekvensen tilbake til 50,0 Hz og for å friggi primærreservene. På denne måten er primærreservene i stand til å håndtere eventuelle nye utfall eller feil i

## Systemets reaksjon etter en feil



**Figur 2.2:** Systemets reaksjon etter at en feil har oppstått [2].

systemet. Helt til slutt blir regulerkraft aktivert manuelt, slik at primær- og sekundærreservene blir frigitt.

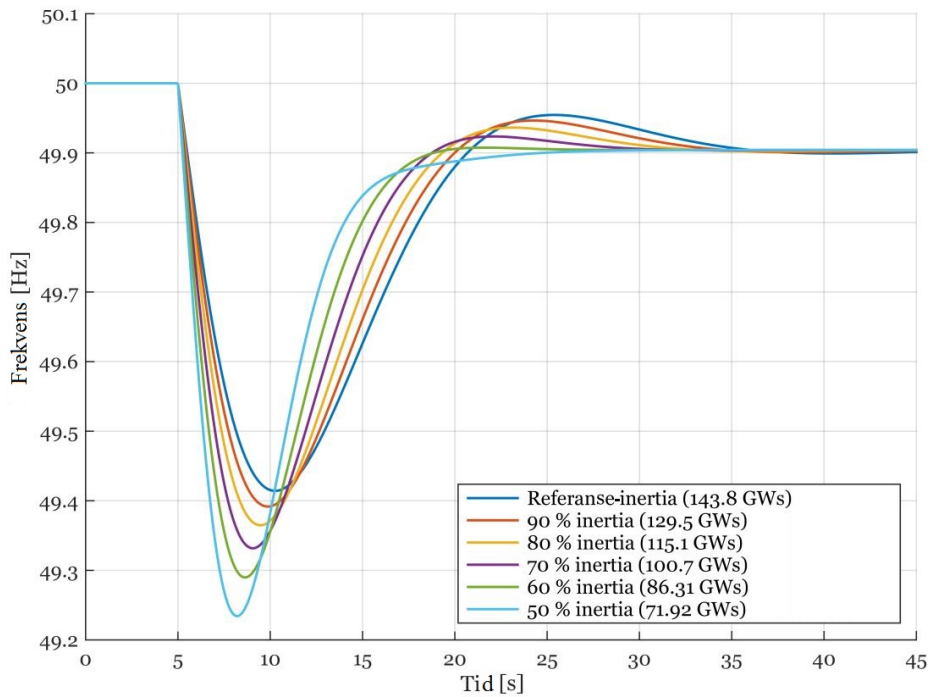
Om frekvensendringen blir stor kan komponenter skades eller kobles ut og situasjonen forverres ytterligere. I verste fall kan systemet kollapse og man får en total mørklegging.

### 2.3 Rotasjonsenergiens bidrag til frekvensstabiliteten

Rotasjonsenergi er den energien som er lagret i et legeme som roterer, og er gitt av legemets mekaniske vinkelhastighet  $\omega$  [rad/s] og dets treghetsmoment  $J$  [kg  $m^2$ ]

$$E_{rot} = \frac{1}{2} J \omega^2 [J] \quad (2.2)$$

Alle roterende maskiner som er synkronisert med strømmettet bidrar til den totale mengden rotasjonsenergi som ligger inne i systemet. Dette gjelder generatorer så vel som motorer. Rotasjonsenergien kan endre seg fra et øyeblikk til et annet, for eksempel ved at et kraftverk starter opp og kobles til strømmettet. Som nevnt tidligere er responsen fra den roterende massen det første som sørger for å



**Figur 2.3:** Simulerte frekvensendringer ved en feilhendelse for ulike mengder av rotasjonsenergi (inertia) i det nordiske kraftsystemet [1].

stabilisere systemet ved en feilhendelse. Figur 2.3 viser simulert frekvensendring ved en feilhendelse for ulike mengder rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet [1]. Når mengde rotasjonsenergi reduseres, blir frekvensendringen større.

## 2.4 Svingeligningen

Svingeligningen er utledet fra Newtons andre lov og beskriver bevegelsen til en synkronmaskin [5]:

$$\frac{df_i}{dt} = f_n \cdot \left( \frac{P_m - P_e}{2H_i} \right) \quad (2.3)$$

Hvor:

$H_i$  = Maskinens treghetstidskonstant [s],

$f_i$  = Maskinens frekvens [Hz],

$f_n$  = Nominell systemfrekvens [Hz],

$P_m$  = Turbinens mekaniske effekt i p.u.,

$P_e$  = Maskinens elektriske effekt i p.u.

**Tabell 2.1:** Treghetstidskonstanter for ulike produksjonstyper som Statnett bruker [1].

Produksjonstype	Treghetstidskonstant H
Kjernekraft	6,3
Termisk kraft	4
Konvensjonell vannkraft	3
Småkraft	1

Her er tap på grunn av friksjon antatt å være så lite at det kan neglisjeres. Se [4] eller [6] for en fullstendig utledning av svingeligningen. Ved steady-state tilstand er mekanisk og elektrisk moment like, og maskinens hastighet vil være konstant. Når det oppstår et effektunderskudd i kraftsystemet, vil mer elektrisk effekt genereres enn mekanisk, og dermed vil rotasjonshastigheten reduseres. Dette forklarer hvorfor frekvensen faller ved et effektunderskudd. Det er vanlig å bruke treghetstidskonstanten H ved bruk av svingeligningen fordi generatorer av en bestemt type ofte har tilnærmet likt treghetsmoment, uavhengig av nominell effekt. Treghetstidskonstanten sier noe om rotasjonsenergi-bidraget fra et kraftverk, og bestemmes utfra kraftverkets design, vekt og mekaniske hastighet.

Treghetstidskonstanten til et kraftverk er gitt av samlet rotasjonsenergi til turbin og generator  $E_{rot}$  [MWh] ved en rotasjonshastighet som tilsvarer nominell systemfrekvens og maskinens nominelle effekt S [MVA] [6]:

$$H = \frac{E_{rot}}{S} [s] \quad (2.4)$$

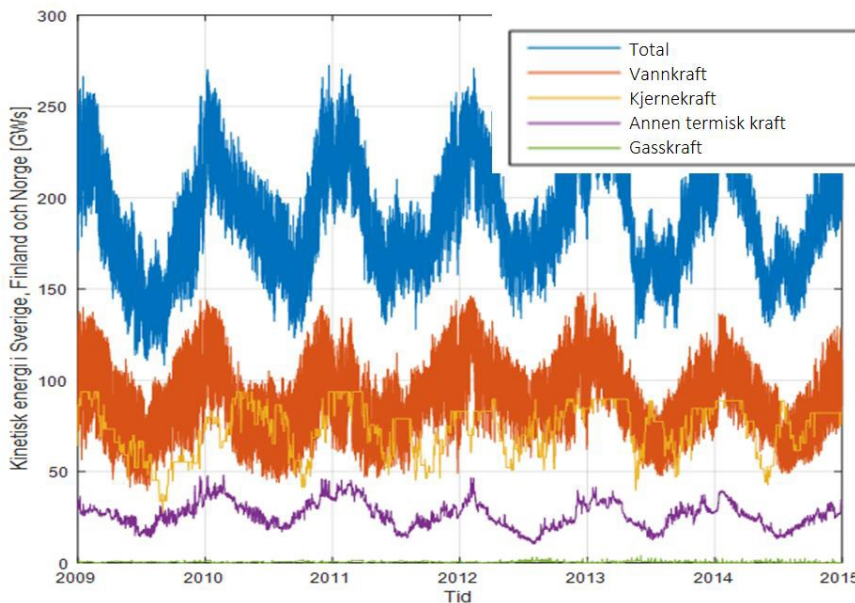
Tabell 2.1 viser typiske verdier for treghetstidskonstanten som Statnett opererer med [1].

## 2.5 Rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet

Det nordiske kraftsystemet har hittil ikke hatt problemer knyttet til for lav mengde med rotasjonsenergi. Dermed har det også vært lite fokus på temaet. På grunn av blant annet utbygging av flere likestrømsforbindelser til utlandet og økt utbygging av uregulerbar kraftproduksjon forventes det at rotasjonsenergien reduseres og blir mer varierende i framtiden. Dette kan utfordre systemsikkerheten.

De systemansvarlige i de nordiske landene har igangsatt prosjekter som ser på rotasjonsenergi og hva systembehovet for rotasjonsenergi vil være. Et samarbeidsprosjekt mellom de nordiske systemansvarlige kalt *Nordic Analysis Group (NAG) – Future inertia project* [1] har som formål å utvikle metoder for å beregne og overvåke rotasjonsenergien i systemet og identifisere systembehovet for rotasjonsenergi. Ved å bruke tilgjengelige data om systemet har mengde rotasjonsenergi i

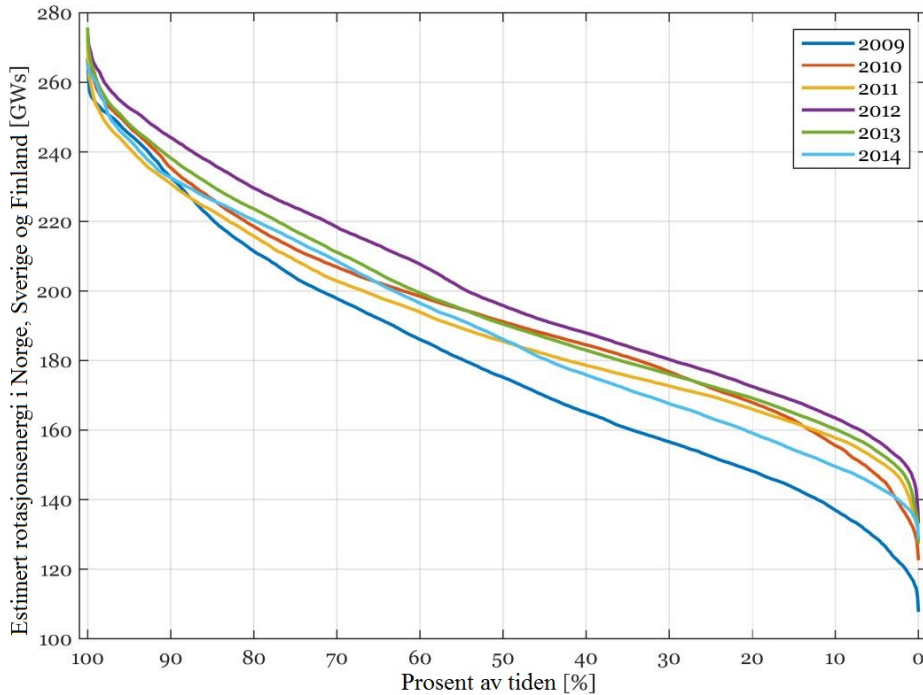
det nordiske kraftsystemet for perioden 2009-2015 blitt estimert, se figur 2.4 [1]. Danmark er utelatt fordi det foreløpig er mangel på data. Dette påvirker ikke resultatene i stor grad, da maksimal rotasjonsenergi fra Danmark kun står for 6,6 % av maksimal rotasjonsenergi for det nordiske kraftsystemet [1]. Den laveste estimerte verdien i løpet av disse årene er på ca. 110 GWs, og den høyeste estimerte verdien er på ca. 275 GWs. Figur 2.4 illustrerer også hvordan ulike typer kraftverk bidrar til den totale mengden rotasjonsenergi. Det største bidraget kommer fra vannkraft, deretter kommer kjernekraft. Annen termisk kraft bidrar med mellom 20-40 GWs, mens gasskraft bidrar marginalt.



**Figur 2.4:** Estimert mengde rotasjonsenergi for perioden 2009-2015 [1].

Varighetskurver for estimert mengde med rotasjonsenergi for år 2009-2014 er vist i figur 2.5 [1]. Årlig median for mengde rotasjonsenergi ligger mellom ca. 175 og 195 GWs.





**Figur 2.5:** Varighetskurver for estimert mengde rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet for årene 2009-2014 (Danmark er utelatt) [1].

## 2.6 Hva er systembehovet for rotasjonsenergi?

### 2.6.1 Foreløpig nedre grense i det nordiske kraftsystemet

Som nevnt tidligere er det ikke fastsatt noe systemkrav for rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet. Det er gjort noen studier som viser at systemet klarer å takle utfall av dimensjonerende feil med en initiell frekvens på 49,9 Hz og en mengde rotasjonsenergi på 100 GWs. De nordiske systemansvarlige arbeider med å dimensjonere om driftforstyrrelsesrevene (FCR-D), og da kommer en mengde rotasjonsenergi på 90 GWs til å brukes som minimum verdi på hva systemet skal kunne tåle [7].

### 2.6.2 Krav til primærreserver sørger for en viss mengde med rotasjonsenergi

Selv om det ikke er krav om minimum mengde rotasjonsenergi i kraftsystemet, er det likevel begrenset hvor mye mengden med rotasjonsenergien kan falle, grunnet krav om primærreserver. Dette vil bli forklart i mer detalj.

Primærreservene er delt inn i normaldriftsreserver (FCR-N) og driftforstyrrelses-

reserver (FCR-D) [8]. Normaldriftsreservene aktiveres automatisk når frekvensen varierer mellom 49,9 Hz og 50,1 Hz, mens driftsforstyrrelsesreservene aktiveres når frekvensen faller under 49,9 Hz. For å kunne tilby driftsforstyrrelsesreserver, må 50 % av effektbidraget være aktivert innen 5 sekunder, og 100 % innen 30 sekunder. I dag har de nordiske landene et krav til primærreserver på 600 MW med normaldriftsreserver og ca. 100 MW med driftsforstyrrelsesreserver til enhver tid [8]. Det er kun roterende maskiner som per dags dato tilbyr primærreserver. For å kunne innfri krav om responstid er aktørene som har fått tilslag i markedet for primærreserver nødt til å ha kraftverk i drift. På denne måten vil det i praksis alltid vil være en viss mengde med rotasjonsenergi i systemet.

### 2.6.3 Krav i Irland

Synkronsystemet i Irland har en stor fornybar-andel, og denne andelen er forventet å øke. Det er derfor av interesse hvordan systemansvarlig i Irland, EirGrid, håndterer utfordringen knyttet til lav mengde med rotasjonsenergi. Det maksimale effektbehovet i Irland er ca. 7 GW. Til sammenligning er det maksimale effektbehovet i det nordiske synkronsystemet rundt 70 GW [9]. Flere rapporter viser at mengde rotasjonsenergi i det irske kraftsystemet til tider er kritisk lav.

Systemansvarlig i Irland har ikke fastsatt krav om en bestemt mengde med rotasjonsenergi, men det finnes et systemkrav som sier noe om det hvor stort det momentane frekvensavviket kan være før kraftverk er tillatt å kobles ut. Det momentane frekvensavviket, også kalt ROCOF (Rate of Change of Frequency), er gitt ved den aggregerte svingeligningen [10]:

$$ROCOF = \frac{df}{dt} = \Delta P \cdot \frac{f}{2E_{rot}} \quad (2.5)$$

Hvor:

$\Delta P$  = Effektubalanse [MW],

$f$  = Systemfrekvens [Hz],

$E_{rot}$  = Mengde rotasjonsenergi i systemet [GWs].

Systemkravet krever at kraftverk skal være tilkoblet så lenge ROCOF ikke overstiger 0,5 Hz/s. Dette er forenelig med de fleste anbefalingene til produsentene, da raske endringer i frekvens kan skade generatorer og annet elektrisk utstyr [9]. Simuleringer av det irske synkronsystemet viser at ved en høy andel vindkraftproduksjon vil utfall av en stor produksjonsenhet kunne føre til at det momentane frekvensavviket overstiger 0,5 Hz/s [9]. I disse tilfellene vil altså produksjonsenheter kunne kobles ut, og situasjonen forverres dermed ytterligere.

Systemansvarlig i Norge, Statnett, har ingen spesifikke krav til ROCOF, annet enn at ved større frekvensendringer så skal regulatoren være aktiv hele veien for å bidra til å få frekvensen tilbake til normalverdi. Dette er betinget av at aggregatet tillater store frekvensendringer uten å falle ut [11]. Det eneste landet i det nordiske synkronsystemet som har spesifikke krav til ROCOF er Danmark, som har et krav på 2,5 Hz/s [9].

Dimensjonerende feil er definert som den feilhendelsen som gir størst konsekvens for kraftsystemet [8]. Det kan være utfall av et kraftverk eller en annen komponent i systemet, som for eksempel en likestrømsforbindelse. Dimensjonerende feil for hele Norden er lik 1360 MW, men dette vil øke til 1400 MW med de nye utenlandsforbindelsene [8]. Hvis samme grense for ROCOF settes for det nordiske kraftsystemet som det irske, vil utfall av en dimensjonerende feil på 1 400 MW kreve en mengde rotasjonsenergi på minimum 70 GWs for at kraftverk ikke skal kobles ut. Dette er mindre enn den foreløpige grensen satt av de systemansvarlige i Norden på 90 GWs.

#### **2.6.4 Statisk vs dynamisk grense på minimum mengde rotasjonsenergi**

Istedenfor et fastsatt krav til minimum mengde med rotasjonsenergi, er det mulig at kravet til mengde rotasjonsenergi endrer seg med driftssituasjonen. For eksempel kan rotasjonsenergien som kreves være gitt av den enheten som ved utfall vil føre til størst momentant frekvensavvik. I en studie ble det funnet at en dynamisk restriksjon som var avhengig av største dimensjonerende feil førte til sparte produksjonskostnader sammenlignet med den statiske [12]. I samme studie ble det også observert at den dynamiske restriksjonen førte til at produksjonsnivået på det kraftverket som hadde høyest produksjon ofte ble redusert fremfor å øke mengde rotasjonsenergi. Dette kan tyde på at kapasitetsreduksjon av den dimensjonerende feilen kan være en kostnadseffektiv måte å takle utfordringen med kritisk lav mengde med rotasjonsenergi.

### **2.7 Alternativer for å øke systemsikkerheten**

#### **2.7.1 Øke antall aggregater i drift**

Å øke antall synkrongeneratorer i drift vil føre til at rotasjonsenergien øker. Dette kan systemansvarlig oppnå ved bruk av eksisterende midler, eller ved å opprette et eget marked eller en kompensasjonsordning for aktører som bidrar med rotasjonsenergi. Disse mulighetene skal gjennomgås kort. For en mer detaljert analyse, se [13].

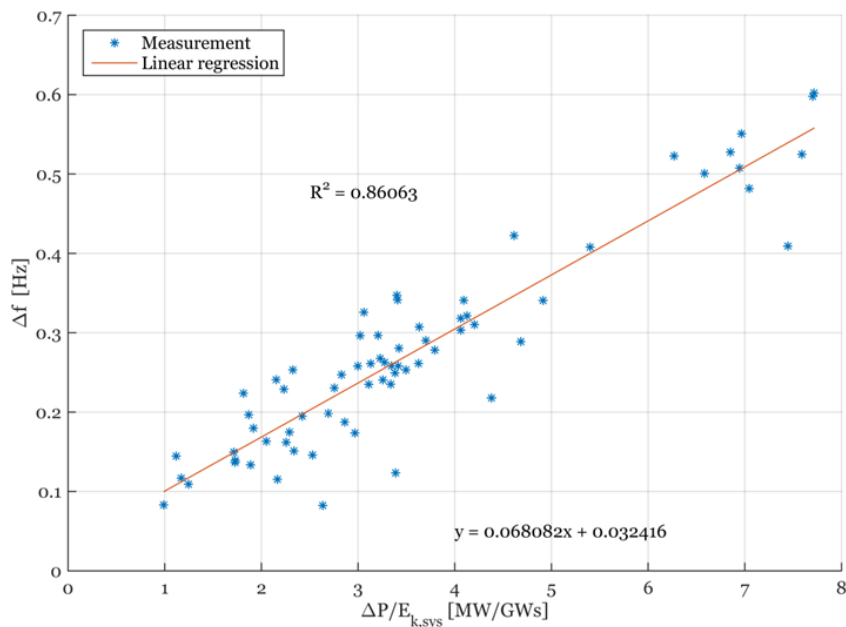
Ved å bruke Regulerkraftmarkedet (RKM), kan kraftverk som bidrar lite eller ingenting til å øke rotasjonsenergien i systemet reguleres ned, mens kraftverk som bidrar mye, kan oppreguleres slik at de starter opp. Et annet alternativ er å endre oppkjøp av primærreserver. Som nevnt tidligere vil tilslag i primærreservemarkedet føre til at en aktør er nødt til å ha kraftverk i drift. Dermed vil samme aktør automatisk også bidra med rotasjonsenergi. Endring i oppkjøp av primærreserver kan for eksempel gjøres ved at systemansvarlig kjøper reserver fra flere aktører, eller ved å kjøpe opp større mengder med primærreserver. På denne måten vil flere kraftverk være i drift, og mengde rotasjonsenergi vil øke.

Opprettelse av et eget marked for rotasjonsenergi kan være aktuelt hvis situasjoner

med kritisk lav rotasjonsenergi oppstår hyppig. Design av et slikt marked er utfordrende, siden det vil kunne påvirke kraftmarkedene. I KUBE-rapporten 2015 anbefales det å opprette et marked etter Elspot er klarert. I dette markedet vil systemansvarlig etterspørre avviket mellom mengde rotasjonsenergi som er nødvendig for sikker systemdrift og den mengden som i utgangspunktet vil ligge inne, basert på estimeringer fra klareringen i Elspot [13].

## 2.7.2 Redusere dimensjonerende feil

Ved å redusere den største mulige feilen som kan oppstå, vil behovet for rotasjonsenergi kunne reduseres. I en rapport fra samarbeidsprosjektet *Nordic Analysis Group (NAG) – Future inertia project* er en sammenheng mellom rotasjonsenergi, effektubalanse og maksimalt momentant frekvensavvik presentert [1]. 69 ulike feilhendelser i det nordiske synkronsystemet fra 2012-2014 er korrelert til situasjonen i kraftsystemet på ulike måter. Det viste seg at estimert rotasjonsenergi og effektubalanse ved feilhendelsetidspunktet ga best korrelasjon, se figur 2.6 [1].



**Figur 2.6:** Momentant frekvensavvik som en funksjon av effektubalanse og mengde rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet. Punktene som er tegnet inn er faktiske feilhendelser som har oppstått i perioden 2012-2014. Funksjonen for linjen er funnet ved lineær regresjon [1].

Den lineære sammenhengen i figur 2.6 kan formuleres slik:

$$\Delta f = 0.068082 \cdot \frac{\Delta P}{E_{rot}} + 0.032416 \quad (2.6)$$

hvor  $\Delta f$  er maksimalt momentant frekvensavvik,  $\Delta P$  er effektubalansen og  $E_{rot}$  er estimert mengde rotasjonsenergi *etter* at feilhendelsen har inntruffet. Hvis feilhendelsen skyldes utfall av en synkronmaskin, vil mengde rotasjonsenergi etter at feilhendelsen har inntruffet være mindre enn rett før. Systemkravet til maksimal momentan differanse fra normalfrekvensen er satt til 1000 mHz i det nordiske synkronsystemet [14]. Det betyr at verdien på maksimum transient frekvens kan tillates å være 51,0 Hz og minimum transient frekvens kan falle til 49,0 Hz. I verste fall vil et utfall av en kabel som importerer kraft eller et kraftverk oppstå når frekvensen er innenfor normalfrekvensen, men på sitt laveste, altså 49,9 Hz<sup>1</sup>. Dette fører til at maksimal frekvensendring kan tillates å være 0,9 Hz når frekvensen er innenfor normalfrekvensen. Maksimal frekvensendring er også 0,9 Hz for tilfellet hvor en feilhendelse fører til at frekvensen øker.

Den største frekvensendringen for en feilhendelse i figur 2.6 er 0,6 Hz, men det antas her at den lineære sammenhengen også gjelder for større frekvensendringer. Ved å sette inn for  $\Delta f = 0,9$  Hz i ligning 2.6, kan øvre grense på den dimensjonerende feilen  $P_{dim}$  beregnes:

$$P_{dim} \leq 12.74322 \cdot E_{rot} \quad (2.7)$$

Merk at  $E_{rot}$  igjen representerer estimert mengde rotasjonsenergi *etter* at feilhendelsen har inntruffet.

### 2.7.3 Endre systemkrav

Å innføre strengere krav til responstid for primærreserver vil kunne redusere systembehovet for rotasjonsenergi. Ved hurtigere aktivering av primærreserver vil det være mindre tid tilgjengelig til å redusere frekvensen. I dag er kravet for primærreserver at 50 % av bidraget skal være regulert i løpet av 5 sekunder, og 100 % skal være regulert i løpet av 30 sekunder. I Europa er Storbritannia det landet som har strengest krav til aktiveringstid for primærreserver; 100 % av reservene skal være regulert i løpet av 10 sekunder.

### 2.7.4 Investere i teknologi

#### Roterende fasekompensator

Roterende fasekompensatorer har blitt brukt for å bedre spenningsforhold og øke overføringsevnen i nettet i lang tid [11]. En roterende fasekompensator er en synkronmaskin som ikke har noe mekanisk pådrag. I tillegg til å bedre spenningsforhold i nettet, vil en roterende fasekompensator også kunne bidra med rotasjonsenergi. Fra 1980-tallet ble kraftelektronikk foretrukket fremfor roterende fasekompensatorer, på grunn av mye lavere investerings- og vedlikeholdskostnader. Nylig har roterende

1. Normalfrekvensbåndet er spesifisert til å ligge mellom 49,9 Hz og 50,1 Hz [2].

fasekompensatorer igjen blitt interessante å bygge ut i forbindelse med utfordringer med kommuteringsproblematikk knyttet til HVDC-overføring [15]. En fasekompensator ble bygget i Fedra i 2014, og er den første nye fasekompensatoren som har blitt bygget i Norge siden 1982 [16]. Et alternativ for å øke mengde rotasjonsenergi i synkronsystemet er altså å bygge nye fasekompensatorer. Ifølge et kostnadsoverslag foretatt av Statnett, vil de årlige investeringskostnadene for å bidra med rotasjonsenergi ved bygging av en fasekompensator være 40 100 NOK/MWs/år<sup>2</sup>. Det er mulig at treghetstidskonstanten til fasekompensatoren kan økes ved for eksempel å øke vekten på generatoren. Muligens vil dette kunne føre til en lavere kostnad per MWs. Dette undersøkes ikke nærmere i denne analysen.

### Fasekompensatordrift av vannkraftverk

Et vannkraftaggregat er ikke designet til å rotere uten bruk av vann, men det er mulig å få til dette ved å gjøre modifikasjoner på aggregatet. Et aggregat som roterer uten bruk av vann vil oppføre seg på samme måte som en fasekompensator, det vil si at den trekker effekt fra nettet og kjører som motor. Investeringskostnader for rotasjonsenergi må beregnes for hvert aggregat, og er blant annet avhengig av størrelsen på aggregatet, vanntrykket, og om det er snakk om en ombygging av allerede-eksisterende aggregat eller et nytt aggregat [17]. Investeringskostnadene er anslått i størrelsesorden 10-20 kNOK/MWs, eller omlag 1000 - 2000 €/MWs. Fra disse anslagene er den årlige investeringskostnaden beregnet til rundt 52 600 - 105 200 €/GWs/år, med en antatt teknisk levetid på 40 år og en rente på 4 %.

### Fasekompensatordrift av nedlagte kjernekraftverk

Ved nedleggelse av et kjernekraftverk kan systemansvarlig i noen tilfeller gjøre tekniske tilpasninger slik at det kan brukes som en fasekompensator. I Tyskland har systemansvarlig Amprion gjort dette med det nedlagte kjernekraftverket Biblis [18]. Investeringskostnadene kom på rundt 7 millioner euro. Maksimal effekt på denne generatoren er 1,2 GW, og med en antatt treghetstidskonstant på 6,3 s (i samsvar med Statnetts generelle verdi for treghetstidskonstanten til kjernekraft) vil bidraget til systemets rotasjonsenergi være rundt 7,6 GWs. Investeringskostnaden per enhet økning av rotasjonsenergi er 921 €/MWs.

### Syntetisk rotasjonsenergi

Uregulerbar fornybar energiproduksjon som vind- og solkraft bidrar ikke med rotasjonsenergi på samme måte som de konvensjonelle produksjonsenhetene. De fleste vindparker er indirekte koblet til kraftsystemet via en omformer. Dette fører til at en endring i systemfrekvensen ikke påvirker rotasjonshastigheten til vindturbinene direkte, og dermed bidrar ikke disse med rotasjonsenergi til systemet. Fotovaltske celler (PV) innehar ikke roterende masse, og har derfor ikke mulighet til å bidra

2. Her er data fra fasekompensatoren i Fedra blitt brukt. Med en årlig investeringskostnad på 15 millioner NOK, en merkeytelse på 170 MVA og en treghetstidskonstant på 2,2 MWs/MVA, er årlig kostnad for rotasjonsenergi ved investering i fasekompensator:  $15 \cdot 10^6 / (2,2 \cdot 170) = 40 100$  NOK/MWs/år.

til systemets totale rotasjonsenergi. Med økt fornybarandel øker interessen for å bygge ut forbindelser mellom kraftsystemer, slik at mer av den uregulerbare energien kan nyttiggjøres. HVDC-kabler gjør det mulig å transportere effekt fra et system til et annet, men siden de ikke er koblet sammen elektrisk (frekvensen i de to systemene er uavhengige av hverandre) er ikke rotasjonsenergien i det ene systemet direkte tilgjengelig for det andre systemet. Selv om hverken vindkraft, solkraft eller HVDC bidrar med rotasjonsenergi, kan man, ved hjelp av kraftelektronikk, sørge for at innmatet effekt til systemet er avhengig av systemfrekvensen. På denne måten etterligner man påvirkningen «naturlig» rotasjonsenergi har på systemet, derav navnet syntetisk inertia (eller rotasjonsenergi). For solkraft og andre produksjonsenheter som ikke innehar rotasjonsenergi kreves det at man har lagringsmuligheter for energi for at det skal være mulig å levere syntetisk rotasjonsenergi. Vindturbiner kan bruke rotasjonsenergien som er lagret i turbinbladene til å mate inn mer effekt til systemet ved behov. For HVDC kreves det kun at det er tilgjengelig effekt i det andre området og at man har lov til å benytte seg av denne effekten ved større frekvensendringer. Det har ikke blitt utprøvd i stor grad ennå, men denne muligheten har blitt lagt til i en likestrømsforbindelse mellom Zambia og Namibia. De foreløpige resultatene fra dette prosjektet er ifølge produsentene gode [19]. Selv om syntetisk rotasjonsenergi er lovende, er dette ung teknologi som ennå ikke er utprøvd i stor grad. Mer forskning må til for å undersøke hvilket bidrag det kan gi til systemstabiliteten.





# 3 | Metode

## 3.1 Datagrunnlag

I dette delkapittelet vil datagrunnlaget for analysen bli presentert. I tillegg gis en kort introduksjon av modellen som ble brukt for å simulere kraftsystemet; EMPS. Det ene datasettet er gitt av Sintef, og de resterende datasettene er fra Statnett.

### 3.1.1 Samkjøringsmodellen

Både datasettene fra Sintef og fra Statnett er simuleringer av Samkjøringsmodellen for år 2030. Samkjøringsmodellen, også kalt EMPS <sup>1</sup>, er en av de mest brukte modellene for det nordiske kraftmarkedet og har blitt brukt og kontinuerlig videreutviklet siden 1975. Den simulerer optimal bruk av ressurser i et kraftsystem med signifikant nivå av vannkraft. EMPS består av en strategidel, hvor strategi for bruk av vannressursene er bestemt, og en simuleringsdel som simulerer systemet basert på denne strategien.

I strategidelen blir vannverdiene beregnet for aggregerte reserver for hvert område i modellen. Vannverdi er et mål på verdien vann er forventet å ha i fremtiden, og brukes til å avgjøre om man bør produsere energi ved bruk av vann i dag, eller om man bør spare det til senere. Etter at vannverdiene er beregnet, simuleres bruken av vannet for ulike tilsigsscenarier på bakgrunn av vannverdiene. Deretter følger tappefordelingsmodellen, som fordeler reservoarnivå, produksjon og eventuell oversvømmelse for hver enkel vannkraftmodul.

I tillegg til detaljert modellering av vannkraft er informasjon om blant annet termisk og uregulerbar kraftproduksjon, etterspørsel, overføringskapasitet i kraftnettet og andre synkronsystem inkludert i modellen. Se [20] og [21] for en mer detaljert beskrivelse av Samkjøringsmodellen.

### 3.1.2 Data fra SINTEF

Det ene datasettet som har blitt brukt i analysen er en simulering av Samkjøringsmodellen utført av SINTEF [22]. Kraftsystemet er modellert slik det er forventet å være

---

1. EFl's Multi-Area Powermarket Simulator

i 2030, og simuleringer er utført for 75 ulike tilsigsår. For informasjon om antakelser og bakgrunn for modellen, se [22].

### 3.1.3 Data fra Statnett

Statnett har bidratt med fire scenarier til denne oppgaven. Alle scenariene er basert på et basis-datasett kalt *2030 Basis*, som heretter blir kalt *Base case Statnett*. Dette datasettet reflekterer forventede utviklingstrekk for produksjon, forbruk, overføringskapasitet med mer. Simuleringer for de fire scenariene er gjort for 51 ulike tilsigsår.

De resterende tre scenariene er som sagt basert på *Base case Statnett*. Videre følger en presentasjon av de ulike scenariene:

- **Scenario Redusert kjernekraft:** All kjernekraft i Sverige er faset ut, og kjernekraft i Finland er også noe redusert. Installert effekt i kjernekraft er 3,81 GW i Finland. Til sammenligning har *Base case Statnett* en installert effekt i kjernekraft på 7,54 GW i Sverige og 5,41 GW i Finland.
- **Scenario Økt fornybar:** I dette scenariet er den forventede fornybarutbyggingen mellom år 2020-2030 fordoblet. Installert effekt av vindkraft i det nordiske synkronsystemet er 5,3 GW mer enn for *Base case Statnett* (øker fra 17,3 GW til 22,6 GW). Installert effekt av småkraft er 1,8 GW mer enn for *Base case Statnett*.
- **Scenario Økt overføringskapasitet:** I dette scenariet er overføringskapasiteten til Storbritannia, Nederland og Tyskland dobbelt så stor som for *Base case Statnett* (øker totalt med 3 500 MW).

## 3.2 Beregning av rotasjonsenergi

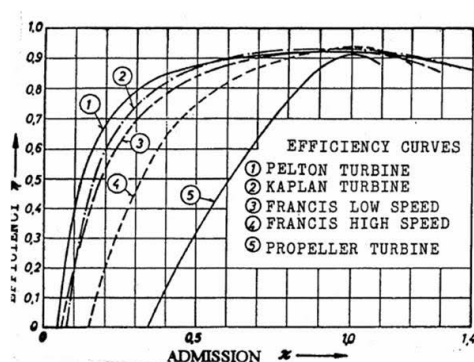
På grunn av ulik oppløsning på datasettene, har to ulike fremgangsmåter blitt brukt for å beregne rotasjonsenergien; én for scenariet fra Sintef, og én for scenariene fra Statnett. I dette delkapittelet vil de to fremgangsmetodene presenteres. Felles for fremgangsmetodene er antakelsen om at systemets rotasjonsenergi kun kommer fra generatorer. Last som bidrar med rotasjonsenergi er altså utelatt. I tillegg antas det at alle kraftverk, med unntak av vindkraftverk, er synkonmaskiner. Store generatorer som brukes i kraftverk er praktisk talt alltid synkrongeneratorer. Småkraftverk med installert effekt over 1 MW bruker også stort sett synkrongeneratorer.

Simulerte verdier for energiproduksjonen er gitt for tre timer i scenariene fra Statnett, mens scenariet fra SINTEF opererer med to-timers verdier i ukedagene, og fire-timers verdier i helgene. Beregnet effekt antas å være konstant, slik at et kraftverk med en energiproduksjon på 300 MWh over tre timer, beregnes til å ha 100 MW effekt.

### 3.2.1 Beregning av rotasjonsenergi for scenariet til Sintef

Datasettet til SINTEF inneholder energiproduksjonen for hvert kraftverk i Norden, bortsett fra vannkraftverk i Finland, som er modellert som ett enkelt kraftverk. For hver time summeres rotasjonsenergidraget fra alle kraftverk som er i drift i det nordiske synkronsystemet. Kraftverkene er modellert til å kunne ha et produksjonsnivå mellom 0 – 100 % av installert effekt i EMPS. I virkeligheten er ikke dette tilfelle, da teknisk utstyr setter begrensning på minimum produksjonsnivå. Minimum produksjonsnivå vil være avhengig av blant annet turbin type. Antakelser om minimum produksjonsnivå har blitt gjort for å kunne beregne rotasjonsenergien i systemet:

- Alle vannkraftverk antas å ha et minimum produksjonsnivå på 27,5 %. Typisk minimum produksjonsnivå for Pelton-turbiner er 15-20 %, mens det er rundt 30-40 % for Francis-turbiner. Det vites ikke hva slags turbin som er installert for de ulike vannkraftverkene i modellen. Derfor antas det at en middelvei av disse to gjelder for alle vannkraftverkene. Figur 3.1 viser virkningsgradskurvene for ulike typer turbiner [3]. Det er flest Francis-turbiner med lavt farstall (low speed) i Norge [23], og ellers mange Pelton-turbiner. Virkningsgraden er omtrent den samme (65 %) når en Pelton-turbin har et produksjonsnivå på 15 % og en Francis-turbin har et produksjonsnivå på 40 %. Med en vektning av disse to produksjonsnivåene i henhold til fordelingen av Francis-, og Pelton-turbiner i Norge <sup>2</sup> fås et minimum produksjonsnivå på 27.5 %.
- Typisk minimum produksjonsnivå for termiske kraftverk er 50 % for gasskraftverk og kombinerte gass- og dampkraftverk [24]. Minimum produksjonsnivå på 50 % antas her å gjelde også for andre typer termiske kraftverk, bortsett fra kjernekraft, som antas å ha et minimum produksjonsnivå på 60 %.



Figur 3.1: Virkningsgradskurve for ulike typer turbiner [3].

2. Det er usikkert hva denne fordelingen er, men ifølge [23] kan omtrent 75 % av installert effekt være av typen Francis-turbin, og 25 % av installert effekt være Pelton-turbin.

For å beregne rotasjonsenergi for en gitt time, undersøkes kraftproduksjonen til alle kraftverkene i systemet. Hvis produksjonen overgår minimum produksjonsnivå for et kraftverk, legges rotasjonsenergibidraget fra dette kraftverket til systemets totale rotasjonsenergi. Ved beregning av rotasjonsenergibidraget til et enkelt kraftverk, brukes ligning 2.4. Det finnes kun informasjon om kraftverkernes installerte effekt, og ikke deres nominelle effekt. For å kunne bruke ligning 2.4 antas det derfor at *power factor* er lik 0,9. Rotasjonsenergien til et kraftverk blir dermed:

$$E_{rot} = \frac{P \cdot H}{0,9} [MWs] \quad (3.1)$$

Hvor:

$P$  = Installert effekt til kraftverket [MW],

$H$  = Treghetstidskonstanten til kraftverket [s].

Det skilles mellom produksjonstypene småkraft (vannkraftverk med installert effekt mindre eller lik 10 MW), konvensjonell vannkraft (vannkraftverk med installert effekt større enn 10 MW), kjernekraft og annen termisk kraft. På grunn av mangel på data om treghetstidskonstanter for hvert enkelt kraftverk, brukes treghetstidskonstantene i tabell 2.1.

I modellen er Finland én aggregert vannkraftmodul, og det vites ikke hvor mange av vannkraftverkene som er i drift for en gitt kraftproduksjon. For en gitt time vil vannkraftproduksjonen fra Finland kunne komme fra småkraft, konvensjonell vannkraft eller en kombinasjon av disse to. Sett fra et rotasjonsenergi-ståsted vil i verste fall all vannkraftproduksjonen komme fra småkraftverk. Antall aggregater som er i drift er også usikkert. I verste fall, igjen sett fra et rotasjonsenergi-ståsted, kommer kraftproduksjonen fra vannkraftverk hvor alle produserer på maksimal effekt, slik at rotasjonsenergibidraget fra Finland for en gitt time er:

$$E_{rot,Fin} = \frac{P_{Fin} \cdot H}{0,9} [MWs] \quad (3.2)$$

Hvor treghetstidskonstanten  $H$  er 1 s, og  $P_{Fin}$  er total effekt fra vannkraft i Finland.

### 3.2.2 Beregning av rotasjonsenergi for scenariene fra Statnett

Datasettene fra Statnett gir energiproduksjon for hvert vannkraftverk i Norge. For vannkraftproduksjon ellers i Norden, og for andre produksjonstyper i Norden som er relevante, gis produksjonen som en aggregert verdi for hvert område. Det skilles mellom produksjon fra kjernekraft, annen termisk kraft, konvensjonell vannkraft og småkraft. Samme utfordring som for vannkraftproduksjonen i Finland oppstår for Sintef-datasettet; det vites ikke hvor mange kraftverk som er i drift for en gitt energiproduksjon. På samme måte som for scenariet fra Sintef, vil produksjonen i et område i verste fall komme fra kraftverk hvor alle kjører på maksimalt produksjonsnivå. Dermed blir det nedre anslaget på rotasjonsenergibidraget fra en

produksjonstype  $i$  i et område  $a$ :

$$E_{rot,a,i} = \frac{P_{a,i} \cdot H_i}{0,9} [MWh] \quad (3.3)$$

Hvor treghetstidskonstanten  $H_i$  er avhengig av produksjonstype  $i$ , og  $P_{a,i}$  er total energiproduksjon fra denne produksjonstypen.

Rotasjonsenergibidraget fra et vannkraftverk i Norge regnes på samme måte som for scenariet fra Sintef. For en gitt time beregnes og summeres rotasjonsenergibidraget fra alle områdene og fra alle vannkraftverkene i Norge.

### 3.2.3 Mulige feilkilder og svakheter ved beregning av rotasjonsenergi

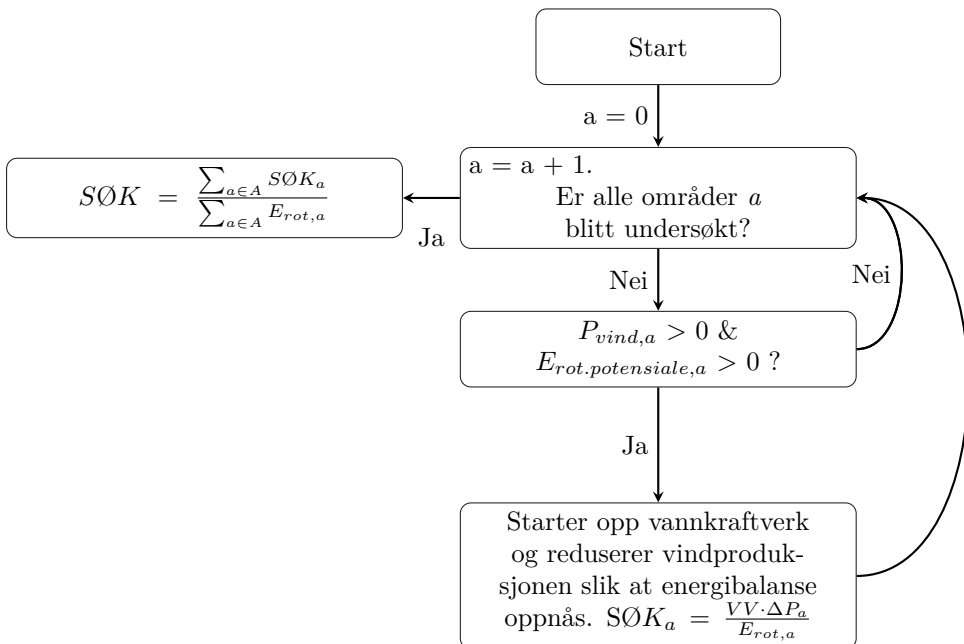
- Resultatene fra Samkjøringsmodellen har i dette tilfellet en oppløsning på tre timer for scenariene fra Statnett, og to/fire timer for scenariet fra Sintef. For å regne om fra energiproduksjon til effekt er det antatt at effekten er konstant over tidsperioden. Denne antakelsen kan føre til at beregnet mengde rotasjonsenergi varierer i mindre grad enn hva som er realistisk. Variasjoner i vindproduksjon vil også variere mindre enn hva som er i tilfelle i virkeligheten.
- Start- og stoppkostnader til vannkraftverk er utelatt i modellen. Dette kan føre til at vannkraftverk starter og stopper oftere enn hva som er tilfellet i virkeligheten. Dette vil igjen kunne føre til at beregnet mengde rotasjonsenergi varierer mer enn hva som er realistisk.
- Rotasjonsenergibidraget fra hvert enkelt kraftverk er beregnet ved bruk av generelle verdier for treghetstidskonstanten. Det mest presise ville vært å bruke spesifikke treghetstidskonstanter for hvert enkelt kraftverk, men denne informasjonen er ennå ikke tilgjengelig for alle kraftverk.
- For å ta med rotasjonsenergibidraget fra et kraftverk, må effekten være over et bestemt nivå, og dette nivået er felles for alle kraftverk av samme type. I realiteten er det stor variasjon fra kraftverk til kraftverk om hva som er dets minimum produksjonsnivå. Denne antakelsen kan føre til at beregnet mengde rotasjonsenergi enten er større eller mindre enn hva som er realistisk. For eksempel kan et kraftverk med nominell effekt på 1000 MW produsere 300 MWh i løpet av tre timer. Med metoden beskrevet i dette kapitlet for scenariene fra Statnett beregnes effekten til å være konstant lik 100 MW over disse tre timene. Rotasjonsenergibidraget fra kraftverket vil ikke bli tatt med, siden produksjonsnivået er under 27,5 %. I virkeligheten er det mulig å for eksempel kjøre kraftverket på 300 MW for én time, og så ha det avslått de resterende 2 timene. I så fall vil kraftverket gi et rotasjonsenergibidrag på 3 GWs for den første timen, og ingen for de to andre timene. Dette kan potensielt ha stor effekt på beregnet mengde rotasjonsenergi.

- Beregnet rotasjonsenergidrag fra vannkraft i Finland er veldig usikkert, da Finland er modellert som én aggregert enhet. En treghetstidskonstant på 1 s er antatt, men i mange tilfeller vil den kunne være større, alt ettersom hvor stor andel av vannkraftproduksjonen som kommer fra konvensjonelle vannkraftverk.

Med en effektproduksjon på 1000 MW vil, ved bruk av metoden presentert i dette delkapittelet, rotasjonsenergidraget være 1 GWs. Det tilsvarer bidraget fra 90 småkraftverk, hver med en installert effekt på 10 MW, hvor alle kjører på maksimal produksjonsnivå. Alternativt kunne produksjonen på 1000 MW ha kommet fra 10 vannkraftverk, hver med en nominell effekt på 500 MW og med en produksjon på 100 MW. Da ville rotasjonsenergidraget fra disse kraftverkene være:  $(500 \text{ MW} \cdot 10 \cdot 3 \text{ s} / 0,9) = 16,67 \text{ GWs}$ . Dette illustrerer hvor stor betydning det har for systemets rotasjonsenergi hvilke kraftverk som er i drift.

### 3.3 Strategier for å øke rotasjonsenergien

#### 3.3.1 Strategi 1: Øke antall vannkraftverk som er i drift



**Figur 3.2:** Metoden brukt ved strategi 1.

Figur 3.2 viser metoden som har blitt brukt til å beregne den samfunnsøkonomiske kostnaden (SØK) ved bruk av strategi 1.

Denne strategien går i korte trekk ut på å starte opp vannkraftverk slik at rotasjonsenergien øker, og nedregulere vindkraftproduksjon for å oppnå energibalanse. Alle områdene  $a$  i Sverige og Norge blir undersøkt <sup>3</sup>. For hvert område undersøkes det om det er vindkraftproduksjon i området, og om det i samme område er potensiale for å øke rotasjonsenergien ved å starte opp vannkraftverk. Hvis dette er tilfelle, er neste steg å regne ut den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til å nedregulere vindkraft og starte opp vannkraftverk slik at de kjører på minimum produksjonsnivå:

$$SØK_a = VV_a \cdot \Delta P_a [\text{€} / \text{h}] \quad (3.4)$$

De marginale driftskostnadene til vindkraft antas å være lik 0, slik at en endring i effekt tilsvarende  $\Delta P_a$  vil ha en kostnad lik vannverdien  $VV_a$  i område  $a$ . Vindkraft vil nedreguleres til potensialet for økt rotasjonsenergi er fullt utnyttet eller til det ikke er mulig å nedregulere ytterligere. Effektdringen er derfor enten lik total vindkraftproduksjon eller minimum effektøkning som trengs for at alle vannkraftverkene skal være i drift.

Denne prosessen gjentas helt til alle områdene er undersøkt. Når alle områder er undersøkt, beregnes den totale samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til å bruke denne strategien per GWs økning i rotasjonsenergi:

$$SØK = \frac{\sum_{a \in A} SØK_a}{\sum_{a \in A} E_{rot,a}} [\text{€} / \text{GWs/h}] \quad (3.5)$$

hvor  $E_{rot,a}$  er økt mengde rotasjonsenergi fra område  $a$ . SØK kan sees på som prisen samfunnet må betale for rotasjonsenergi ved bruk av denne strategien.

### 3.3.2 Strategi 2: Redusere dimensjonerende feil

Figur 3.3 viser metoden som har blitt brukt til å beregne den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av strategi 2. Denne strategien reduserer den dimensjonerende feilen tilstrekkelig til at minimum transient frekvens ikke endrer seg mer enn 0,9 Hz, som er kravet i det nordiske kraftsystemet. Denne strategien søker altså ikke å øke rotasjonsenergien, men å redusere den potensielle påvirkningen en feilhendelse kan ha på systemet. Første steg er å beregne frekvensendringen ved utfall av en komponent gitt mengde rotasjonsenergi som ligger inne i systemet og effektubalansen utfallet av denne komponenten vil skape. Med *komponent* menes her en utenlandskabel eller et termisk kraftverk. Vannkraftverk er utelatt, siden vannverdien er den samme for alle kraftverkene i et område. Dermed kan kostnadene ved å endre på fordelingen av vannkraftproduksjonen innad i et område neglisjeres.

Frekvensendringen beregnes ved bruk av ligning 2.6. Det tas hensyn til at mengde rotasjonsenergi reduseres ved utfall av et kraftverk. Dette vil ikke være tilfelle ved utfall av en likestrømsforbindelse, siden en kabel ikke innehar rotasjonsenergi.

---

3. Finland er utelatt, da vannkraft i Finland er modellert som ett aggregert anlegg, og det ikke vites hvor stor andel av vannkraftverkene som er i drift.





ergi. Dette gjentas helt til differansen mellom rotasjonsenergien beregnet for to påfølgende iterasjoner er mindre enn  $\epsilon$ .

Videre gjøres det rede for hvordan den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til reduksjonen av effekt i kabler og kraftverk og den tilhørende energibalanseringen beregnes.

Først presenteres kostnadene knyttet til å sørge for energibalanse i alle områder. Deretter vil kostnadene knyttet til å redusere produksjonsnivået til et termisk kraftverk og kapasiteten på en utenlandskabel bli presentert.

## Kostnaden knyttet til å oppnå energibalanse i et område

Kostnadene knyttet til energibalansering i et område er avhengig av om det må foretas en ned- eller oppregulering av kraftproduksjon, og om spotprisen er høyere eller lavere enn vannverdien.

### Nedregulering av kraftproduksjon i et område hvor vannverdien er lavere enn spotprisen

Hvis for eksempel kapasiteten på en kabel som eksporterer kraft til utlandet blir redusert, vil det berørte området måtte redusere kraftproduksjonen for å oppnå energibalanse.

Hvis vannverdien er lavere enn spotprisen, vil vannkraftprodusentene tjene på å være i produksjon. Ved å redusere produksjonen til vannkraftverkene slik at de kjører på minimum produksjonsnivå<sup>4</sup>, vil produsentene få reduserte inntekter. Inntektsreduksjonen er likevel begrenset siden det antas at vannet kan lagres, og dermed kan produsentene få fremtidige inntekter av den sparte vannmengden. Vannverdien er den forventede verdien på vannet i fremtiden. Dermed blir kostnadene knyttet til nedregulering av energi i et område  $a$  hvor vannverdien er lavere enn spotprisen:

$$SØK = (spot_a - VV_a) \cdot \Delta P_a \text{ [€/h]} \quad (3.7)$$

Hvor:

$\Delta P_a$  = Nødvendig effektendring for å oppnå energibalanse i området [MW],

$spot_a$  = Spotpris i området [€/MWh],

$VV_a$  = Vannverdi i området [€/MWh].

### Nedregulering av kraftproduksjon i et område hvor vannverdien er høyere enn spotprisen

Hvis vannverdien er høyere enn spotprisen, men vannkraftverk likevel er i produksjon, betyr dette at produksjonen er tvungen. Det kan være fare for flom eller krav om minste vannføring som fører til tvungen produksjon. I dette tilfellet vil

---

4. Antar minimum produksjonsnivå er 27,5 % for alle vannkraftverk.

reduksjon i produksjonsnivå medføre at vann går tapt, da det antas at det ikke er mulig å lagre dette vannet til senere bruk. Vannkraftprodusentene taper dermed inntekter de ellers ville ha fått ved bruk av dette vannet. I dette tilfellet er kostnadene knyttet til nedregulering:

$$SØK_a = spot_a \cdot \Delta P_a \text{ [€/h]} \quad (3.8)$$

### Oppregulering av kraftproduksjon i et område hvor vannverdien er høyere enn spotprisen

Hvis kapasiteten på en kabel som importerer kraft til et område reduseres, eller hvis et kraftverk må redusere sitt produksjonsnivå, må kraftproduksjonen i området økes for å oppnå energibalanse.

Hvis vannverdien er høyere enn spotprisen, betyr det at det lønner seg for vannkraftprodusentene å spare vannet til senere bruk. Vannkraftprodusentene vil derfor kunne kreve differansen mellom vannverdien og spotprisen for at de skal oppregulere. Vannkraftverk som ikke er i drift prioriteres, da oppstart av disse vil bidra til å øke mengde rotasjonsenergi i systemet. Kostnadene knyttet til å øke energiproduksjonen i et område  $a$  hvor vannverdien er større enn spotprisen er:

$$SØK_a = (VV_a - spot_a) \cdot \Delta P_a \text{ [€/h]} \quad (3.9)$$

### Oppregulering av kraftproduksjon i et område hvor vannverdien er lavere enn spotprisen

Hvis vannverdien er lavere enn spotprisen, vil alle vannkraftverk som har mulighet til det være i produksjon. Dermed kan ikke vannkraft brukes til å øke energiproduksjonen i området. Andre typer kraftverk må øke energiproduksjonen. Det antas at marginalkostnadene til kraftverkene som må øke sin produksjon er 10 €/MWh høyere enn spotprisen. Slik blir kostnadene knyttet til å øke energiproduksjonen i et område  $a$  hvor vannverdien er mindre enn spotprisen:

$$SØK_a = (spot_a + 10) \cdot \Delta P_a \text{ [€/h]} \quad (3.10)$$

### Kostnaden knyttet til å nedregulere en komponent i kraftsystemet

I tillegg til kostnadene knyttet til å sørge for energibalanse, må kostnadene knyttet til nedregulering av kraftverk og kapasitetsreduksjon av kabler beregnes.

### Reduksjon i produksjonsnivå til et kraftverk

Kostnader knyttet til nedregulering av et termisk kraftverk er avhengig av om kraftverket er et kjernekraftverk eller et annet type termisk kraftverk.

Et kjernekraftverk har marginale produksjonskostnader tilnærmet lik 0, og ved nedregulering vil det ikke være mulig å spare energi til senere bruk, i motsetning til

andre typer termiske kraftverk som kan spare brensel ved nedregulering. Det sees bort ifra en eventuell endring i virkningsgrad ved endring av produksjonsnivå. Den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til nedregulering av et kjernekraftverk blir derfor kun kostnaden ved å øke annen kraftproduksjon i området for å oppnå energibalanse.

Andre termiske kraftverk kan spare brenselet ved nedregulering, og dermed blir den totale kostnaden redusert. Nedregulering av et termisk kraftverk medfører derfor en negativ kostnad ved beregning av total samfunnsøkonomisk kostnad:

$$SØK = -MC_i \cdot \Delta P_i \text{ [€/h]} \quad (3.11)$$

Hvor MC er marginalkostnadene til det termiske kraftverket.

### Reduksjon av overføringskapasitet til en utenlandsforbindelse

Kostnaden knyttet til å redusere kapasitet på en likestrømsforbindelse er gitt av differansen mellom spotprisene i de to områdene kabelen binder sammen. Dette er det samfunnsøkonomiske tapet knyttet til redusert mulighet til å handle med det andre området, og er tapte inntekter for systemansvarlig. Her antas det at hele kostnaden må dekkes av de systemansvarlige i Norden, siden det er et lokalt problem som forsøkes å løses og ikke angår området utenfor Norden.

Den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til å redusere kapasitet på en kabel er:

$$SØK = |spot_a - spot_u| \cdot \Delta P_k \text{ [€/h]} \quad (3.12)$$

Hvor  $spot_a$  er spotprisen i det nordiske området, og  $spot_u$  er spotprisen i området utenfor Norden.

### Total samfunnsøkonomisk kostnad

Den totale samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til endringene som er foretatt blir:

$$\begin{aligned} SØK_{tot} = & \sum_{a \in A_1} (spot_a - VV_a) \cdot \Delta P_a + \\ & \sum_{a \in A_2} spot_a \cdot \Delta P_a + \\ & \sum_{a \in A_3} (spot_a + 10) \cdot \Delta P_a + \\ & \sum_{a \in A_4} (VV_a - spot_a) \cdot \Delta P_a + \\ & \sum_K |spot_a - spot_u| \cdot \Delta P_k + \sum_I -MC_i \cdot \Delta P_i \end{aligned} \quad (3.13)$$

Hvor:

$A_1$  = Mengden av alle områder  $a$  som må redusere kraftproduksjonen, og hvor vannverdien er lavere enn spotprisen,

$A_2$  = Mengden av alle områder  $a$  som må redusere kraftproduksjonen, og hvor vannverdien er høyere enn spotprisen,

$A_3$  = Mengden av alle områder  $a$  som må øke kraftproduksjonen, og hvor vannverdien er lavere enn spotprisen,

$A_4$  = Mengden av alle områder  $a$  som må øke kraftproduksjonen, og hvor vannverdien er høyere enn spotprisen,

$K$  = Alle likestrømsforbindelser  $k$  som må redusere sin kapasitet,

$I$  = Alle termiske kraftverk  $i$  som må redusere sitt produksjonsnivå,

$spot_a$  = Spotprisen i område  $a$ ,

$VV_a$  = Vannverdien i område  $a$ ,

$spot_u$  = Spotprisen i området i utlandet  $u$ ,

$\Delta P_a$  = Effekttendring som trengs for å oppnå energibalanse i område  $a$ ,

$\Delta P_{k/i}$  = Nødvendig nedregulering av kabel  $k$  eller termisk kraftverk  $i$  (med unntak av kjernekraftverk),

$MC_i$  = Marginalkostnad til termisk kraftverk  $i$ .

## Tilsynelatende økning i rotasjonsenergi

Hva slags virkning har en reduksjon av dimensjonerende feil på systemsikkerheten sammenlignet med en økning av rotasjonsenergien? For å kunne svare på dette spørsmålet, kan ligning 2.6 benyttes. For å sikre at  $\Delta f$  ikke overgår 0.9 Hz, kan største mulige feil  $\Delta P_{dim.feil}$  og dens bidrag til rotasjonsenergi  $\Delta E_{rot,dim.feil}$  holdes konstant, og rotasjonsenergien økes med en nødvendig mengde  $\Delta E_{rot}$ :

$$\Delta E_{rot} \geq 0,078473 \cdot \Delta P_{dim.feil} - (E_{rot,0} - \Delta E_{rot,dim.feil}) \quad (3.14)$$

$\Delta E_{rot}$  gir altså økt rotasjonsenergi som trengs for å sikre at maksimalt frekvensavvik ikke overgår 0,9 Hz.  $E_{rot,0}$  er den opprinnelige mengden med rotasjonsenergi i systemet før en feilhendelse har oppstått. Å øke rotasjonsenergien med  $\Delta E_{rot}$  og å redusere den dimensjonerende feilen tilstrekkelig til at frekvensavviket ikke kan overgå 0,9 Hz har lik virkning på maksimalt frekvensavvik. Den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til å bruke strategi 2 er:

$$SØK = \frac{SØK_{tot}}{\Delta E_{rot}} \text{ [€/GWs/h]} \quad (3.15)$$

På denne måten kan strategi 2 sammenlignes med strategier hvor man kun øker mengde rotasjonsenergi i systemet.

### 3.3.3 Strategi 3: Investere i fasekompensatordrift av vannkraftverk

Statnett vurderer å innføre en støtteordning for investeringer i vannkraftverk som muliggjør fasekompensatordrift. Se seksjon 2.7.4 for en beskrivelse av fasekompensatordrift av vannkraftverk og estimatet for investeringskostnaden.

For et gitt år vil prisen på rotasjonsenergi ved investering i muligheten til å kjøre vannkraftverk i fasekompensatordrift være:

$$SØK = \frac{\text{Årlig investeringskostnad } [\text{€}/\text{GWs}/\text{år}]}{\text{Antall kritiske timer per år } [\text{h}/\text{år}]} [\text{€}/\text{GWs}/\text{h}] \quad (3.16)$$

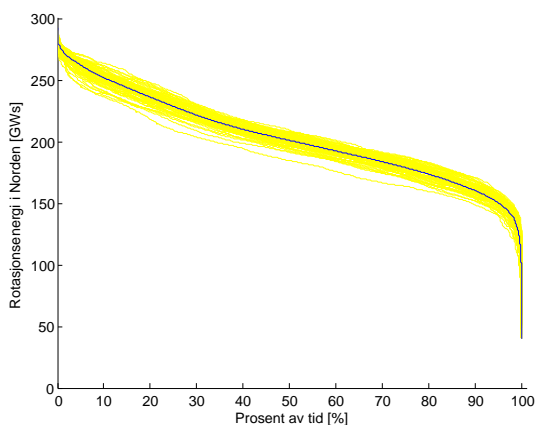
### 3.3.4 Mulige feilkilder og svakheter ved strategiene og de tilhørende kostnadsberegningene

- Det er antatt at vannverdier og spotpriser er konstante ved beregning av samfunnsøkonomiske kostnader, men de er egentlig kun gyldige for en marginal enhet økning/reduksjon. For at kostnadene skulle ha blitt korrekte, måtte man ha låst produksjonsendringene, simulert om igjen, og funnet endring i samfunnsøkonomisk lønnsomhet sammenlignet med det opprinnelige resultatet.
- Det er antatt at det er tilstrekkelig med regulerbar vannkraft for å kunne oppnå energibalanse i hvert område.
- Det tas ikke hensyn til at virkningsgraden til et kraftverk endrer seg med produksjonsnivået.
- Reduksjon i overføringskapasiteten til utenlandskabler kan være vanskelig å få til i praksis, særlig hvis det er snakk om en stor effektendring. Det vil muligens være lettere å få til om behovet oppstår relativt sjelden. Hvis det er nødvendig å redusere importert kraft til det nordiske kraftsystemet, og det er stor fornybarproduksjon i det andre området, kan det være nødvendig å nedregulere noe av denne fornybarproduksjonen. Det vil føre til tapte inntekter og tapt energi for det påørte området. Disse kostnadene er ikke tatt med i kostnadsberegningene ved bruk av strategi 2. Med *samfunnsøkonomiske kostnader* i denne analysen menes altså kun samfunnsøkonomiske kostnader for det nordiske kraftsystemet.
- Det oppnås energibalanse for hvert område isolert. I virkeligheten ville man ha valgt å endre kraftproduksjonen for den marginale enheten, gitt at det ikke oppstår flaskehals.



# 4 | Kartlegging av rotasjonsenergi

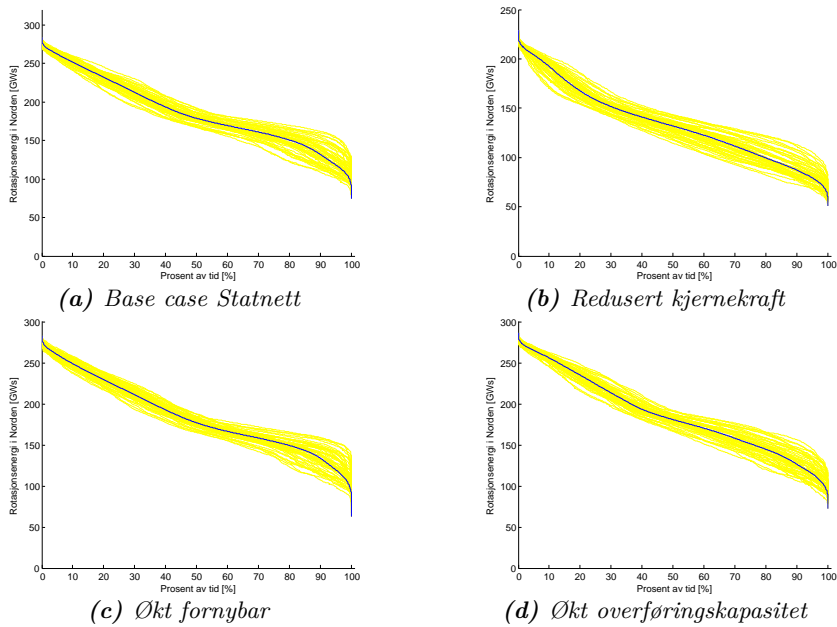
## 4.1 Varighetskurver for rotasjonsenergi



**Figur 4.1:** Varighetskurve for rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet i 2030, Sintef base case

Figur 4.1 viser varighetskurver for den totale mengden med rotasjonsenergi i Norden i år 2030 for *Base case Sintef*. Det er plottet én kurve for hvert av de 75 ulike tilsigsårene. I tillegg er en varighetskurve for hele perioden plottet i blått. Gjennomsnittlig mengde rotasjonsenergi for hele perioden er 203 GWs. Rotasjonsenergien er under kritisk nivå 0,08 % av tiden for hele perioden. Kritisk nivå er satt til 90 GWs i denne analysen.

Figur 4.2 viser varighetskurver for rotasjonsenergien for scenariene fra Statnett. Gjennomsnittlig rotasjonsenergi for Statnett sitt basisscenario er 187 GWs og dermed noe lavere enn for Sintef sitt basisscenario. *Økt overføringskapasitet* og *Økt fornybar* har et gjennomsnitt på henholdsvis 187 og 186 GWs, altså omtrent akkurat det samme som *Base case Statnett*. Rotasjonsenergien for Statnett sitt basisscenario er under kritisk nivå 0,54 % av hele perioden, sammenlignet med 0,08



**Figur 4.2:** Varighetskurver for rotasjonsenergi for de ulike scenariene fra Statnett

% for Sintef sitt basisscenario. En mulig årsak er at modellen til Statnett er mer fokusert på drift av systemet, og tar dermed med vedlikehold og utilgjengelighet for kraftverk og linjer i større grad enn Sintef sin modell. Sintef-modellen har redusert kapasitet for kraftverk om sommeren da vedlikehold skjer, men kraftverkene er fortsatt tilgjengelige til enhver tid. På denne måten kan det føre til at den beregnede rotasjonsenergien fra simuleringene basert på sintef sine data er større enn hva som er realistisk for sommermånedene. Statnett sin model tar hensyn til at kraftverk blir utilgjengelige om sommeren.

Scenariene fra Statnett har nokså like varighetskurver for total rotasjonsenergi, med unntak av *Redusert kjernekraft*. Gjennomsnittlig rotasjonsenergi for dette scenariet er 135 GWs, og rotasjonsenergien er på et kritisk lavt nivå en betydelig andel av tiden. 12,08 % av hele perioden er rotasjonsenergien under 90 GWs. Tabell 4.1 viser andel av hele perioden som mengde rotasjonsenergi er kritisk lav (mindre enn 90 GWs).

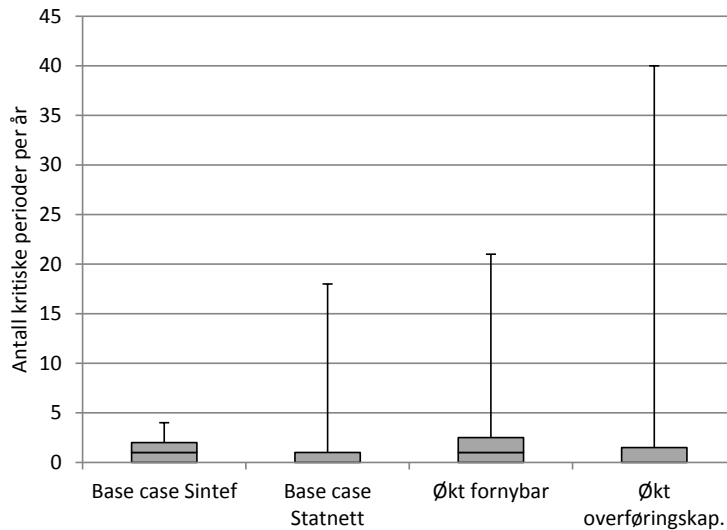
Varighetskurvene presentert her, med unntak av varighetskurvene for *Redusert kjernekraft*, ligner i form og har omtrent den samme gjennomsnittlige verdien på rotasjonsenergi som varighetskurvene for perioden 2009-2014. Se figur 2.5. De estimerte verdiene for perioden 2009-2014 faller aldri under 100 GWs.



Scenario	Andel av tiden $E_{rot}$ er kritisk lav [%]
Base case Sintef	0,08
Base case Statnett	0,54
Redusert kjernekraft	12,08
Økt fornybar	0,08
Økt overføringskapasitet	0,14

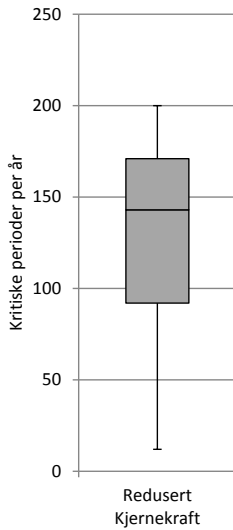
**Tabell 4.1:** Oversikt over andel av tiden rotasjonsenergien er kritisk lav (mindre enn 90 GWs) for de ulike scenariene.

## 4.2 Hyppighet



**Figur 4.3:** Antall kritiske perioder per år

Figur 4.3 viser et boksplott over antall kritiske perioder per år for alle scenariene med unntak av *Redusert kjernekraft*. Figur 4.4 viser tilsvarende plott for scenariet med redusert kjernekraft. Definisjonen på en kritisk periode er en periode hvor total rotasjonsenergi er mindre enn 90 GWs. Et boksplot er en grafisk fremstilling av data som viser median og ulike percentiler for et datasett. Nedre grense på boksen er 25-percentil, det vil si den verdien som er mindre eller lik 25 % av verdiene i datasettet når alle verdiene er sortert i stigende rekkefølge. Tilsvarende er øvre grense på boksen 75-percentil av dataene. Medianen er representert som en strek



**Figur 4.4:** Antall kritiske perioder per år for scenariet med redusert kjernekraft

inne i boksen. "Halene" går ut til maksimum og minimum verdi i datasettet. Medianen er 1 kritisk periode per år for *Base case Sintef* og *Økt fornybar*, og 0 for *Base case Statnett* og *Økt overføringskapasitet*. Av basisscenarioene er variasjonen i antall årlige kritiske perioder størst for *Base case Statnett*. *Økt overføringskapasitet* har omtrent lik verdi på 75-percentilen som *Statnett base case*, men en mye høyere maksimumverdi.

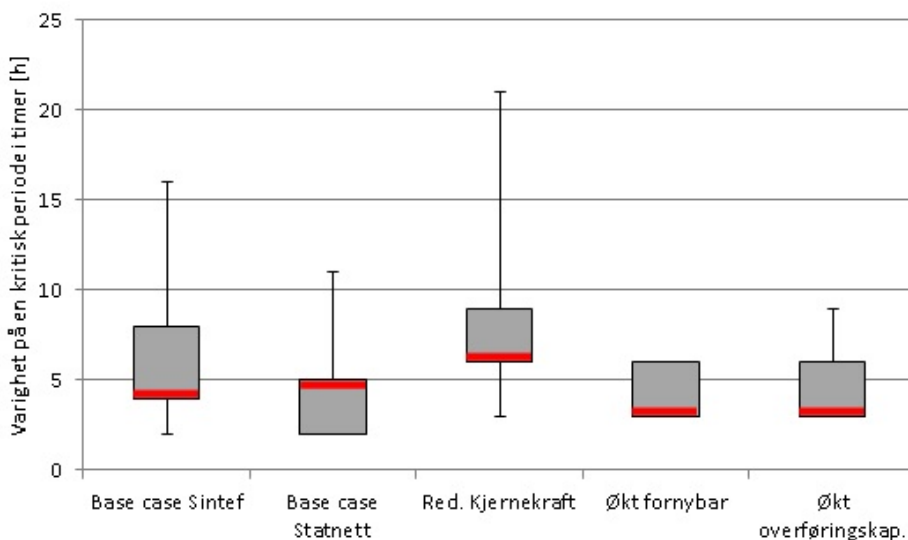
Blant scenariene til Statnett skiller scenariet med *Redusert kjernekraft* seg ut. Medianen for dette scenariet er 143 kritiske perioder i året.

### 4.3 Varighet kritiske perioder

Scenario	Maksimum varighet [h]
Base case Sintef	40
Base case Statnett	32
Redusert kjernekraft	186
Økt fornybar	18
Økt overføringskapasitet	24

**Tabell 4.2:** Maksimum antall timer på en kritisk periode for de ulike scenariene.

Figur 4.5 viser et boksplot av varigheten på de kritiske periodene for de ulike scenariene. Her er en boks igjen innenfor 25- og 75-percentil av varigheten på alle de kritiske periodene. Medianverdiene er vist som røde linjer i figuren. Halene går ut



**Figur 4.5:** Varighet på en kritisk periode for de ulike scenariene

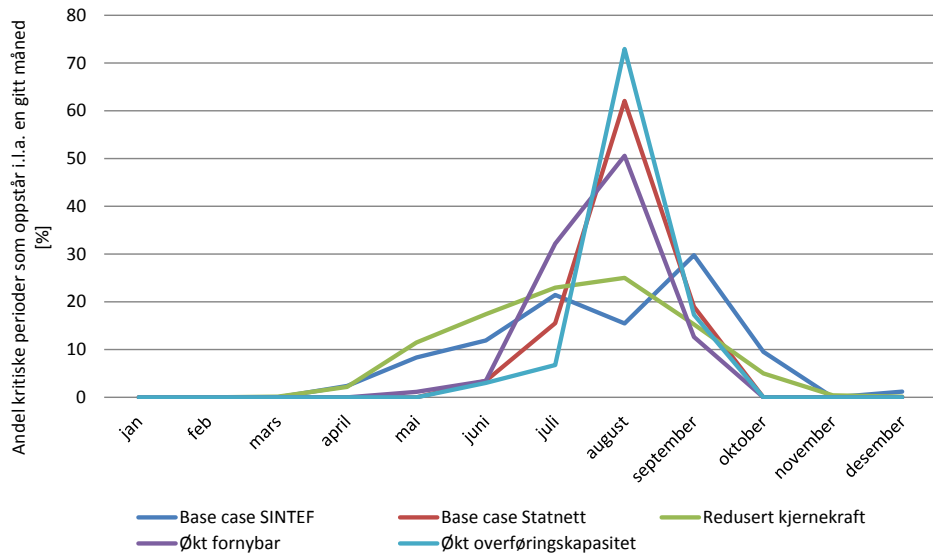
til 95- og 5-percentil istedenfor maksimum og minimum verdi fordi maksimumverdiene er så høye. Å inkludere maksimumverdiene ville ha ført til vanskeligheter med å lese av de andre verdiene. Se tabell 4.2 for maksimumverdiene for de ulike scenariene.

Lengst varighet har de kritiske periodene til *Redusert kjernekraft*. Medianen for dette scenariet er seks timer. For 75 % av de kritiske periodene er varigheten mindre eller lik åtte timer for *Base case Sintef*. Tilsvarende tall for *Base case Statnett* er fem timer. Varigheten for scenariene *Økt fornybar* og *Økt overføringskapasitet* er ganske like, med en median på tre timer.

Minimum verdi for de kritiske periodene er tre timer for alle scenariene fra Statnett, og to timer for scenariet fra Sintef. Dette skyldes ulik tidsoppløsning på datasettene.

## 4.4 Fordeling av kritiske perioder over året

Som forventet oppstår de kritiske periodene som regel i løpet av sommermånedene. Figur 4.6 viser, for hvert scenario, andel av det totale antall kritiske perioder som oppstår i løpet av de ulike månedene. August er måneden med høyest andel kritiske perioder for alle scenarier, med unntak av *Base case Sintef*, hvor september er den mest kritiske måneden. *Base case Statnett*, *Økt fornybar* og *Økt overføringskapasitet* har nokså like kurver. Over 70 % av de kritiske periodene oppstår i august for *Økt overføringskapasitet*. Tilsvarende tall for *Base case Statnett* og *Økt fornybar* er henholdsvis ca. 60 % og 50 %. For disse to scenariene oppstår flere kritiske perioder i juli sammenlignet med *Økt overføringskapasitet*. *Redusert kjernekraft* har

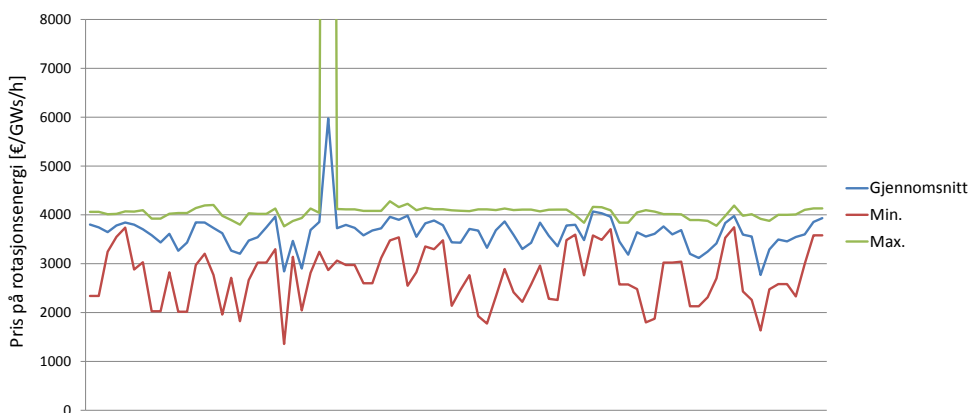


**Figur 4.6:** Andel av alle de kritiske periodene som oppstår i løpet av en gitt måned for de forskjellige scenariene.

en jevnere fordeling av de kritiske periodene gjennom året. Dette er også tilfelle for *Base case Sintef*.

# 5 | Kostnad ved bruk av strategiene

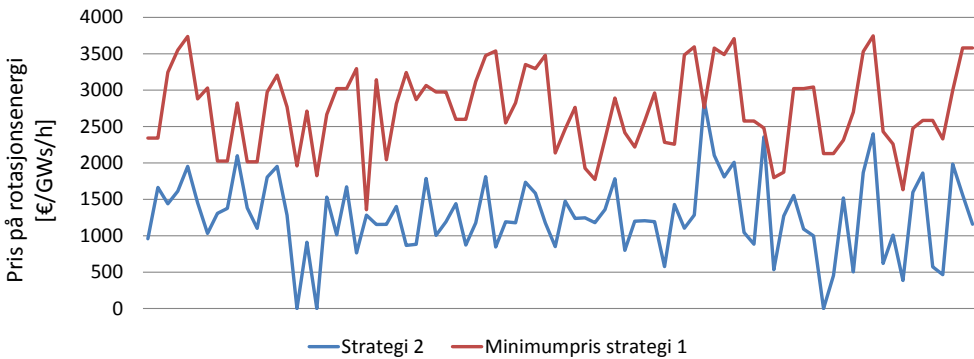
## 5.1 Kostnad ved bruk av strategi 1: Øke antall vannkraftverk i drift



*Figur 5.1: Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 1*

Figur 5.1 viser rotasjonsenergi prisen ved å bruke strategi 1, for alle de kritiske periodene i *Base case Sintef*. Gjennomsnittlig pris på rotasjonsenergi, samt maksimum og minimum pris for hver kritiske periode er vist i figuren. Median for gjennomsnittlig pris er 3 645 €/GWs/h. Den dyreste prisen er over 35 000 €/GWs/h, og får ikke plass i grafen. Det er stor forskjell mellom laveste og høyeste pris for de ulike kritiske periodene. Jo likere vannverdiene i de forskjellige områdene er, jo mindre er differansen mellom laveste og høyeste pris for en kritisk periode.

## 5.2 Kostnad ved bruk av strategi 2: Redusere dimensjonerende feil



**Figur 5.2:** Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 2 plottet sammen med minimumpris ved bruk av strategi 1.

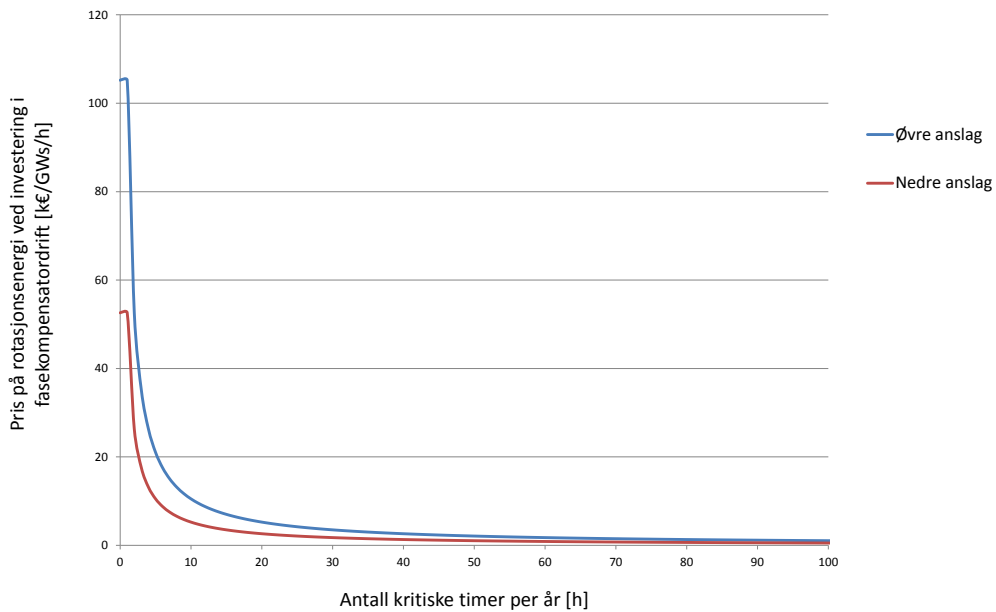
Samfunnsøkonomisk kostnad ved bruk av strategi 2 er beregnet for alle de kritiske periodene i *Base case Sintef*, og er plottet i figur 5.2. Median for kostnaden er 1 247 €/GWs/h. Det er billigere å benytte seg av strategi 2 sammenlignet med strategi 1 for alle periodene.

For tre av de kritiske periodene er rotasjonsenergi prisen ved bruk av strategi 2 lik 0. Årsaken til dette er at ligning 2.6 gir at frekvensen ikke vil falle under minimumkravet på 49.0 Hz, selv med med en mengde rotasjonsenergi på mindre enn 90 GWs. Hvis denne ligningen brukes til å avgjøre hvorvidt tiltak må settes inn, vil det ikke være nødvendig å bruke noen av strategiene for disse tre periodene.

## 5.3 Kostnad ved bruk av strategi 3: Investere i fasekompensator drift

Figur 5.3 viser prisen på rotasjonsenergi som en funksjon av antall kritiske timer i løpet av året ved bruk av strategi 3. Årlig investeringskostnad er antatt å være et sted mellom ca. 50-100 k€/GWs. Kostnadene knyttet til å levere rotasjonsenergi er neglisjert.

For at investering i fasekompensator drift skal lønne seg over strategi 2 må antall kritiske timer per år være over et visst nivå. I figur 5.4 er median for kostnaden ved bruk av strategi 2 plottet sammen med kostnaden ved å investere i muligheten til å kjøre vannkraftverk i fasekompensator drift. For *Base case Sintef* er investeringen i fasekompensator drift like kostnadseffektiv som strategi 2 når årlig antall kritiske

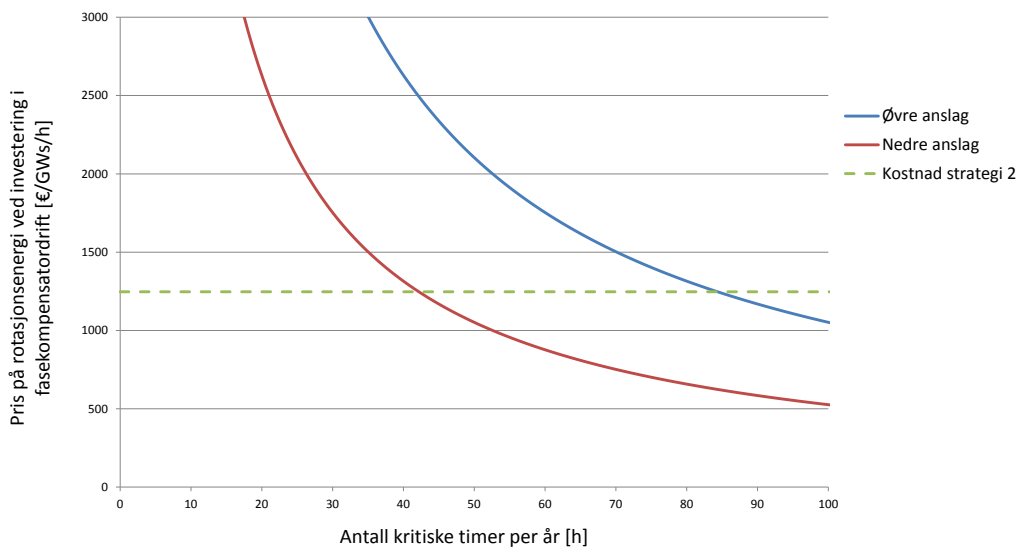


**Figur 5.3:** Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 3: Investering i fasekompensatordrift

timer er mellom 43 (nedre anslag) og 85 timer (øvre anslag), avhengig av hva den endelige investeringskostnaden viser seg å være. Det maksimale antallet kritiske timer per år er 44 timer for *Base case Sintef*. Altså kan det konkluderes med at en investering i fasekompensatordrift ikke vil lønne seg ved dette scenariet.

Det er uvisst om kostnaden ved bruk av strategi 1 og 2 vil være lik for de ulike scenariene fra Statnett som for *Base case Sintef*. Hvis det antas at kostnaden vil være omtrent den samme, kan det undersøkes om det lønner seg å investere i fasekompensatordrift for de ulike scenariene. For ca. 98 % av de simulerte årene i *Redusert kjernekraft* er antallet kritiske timer 85 eller mer. For dette scenariet vil det altså lønne seg å investere i fasekompensatordrift.

For de resterende scenariene til Statnett vil ikke investeringen være lønnsom. For *Base case Statnett* og *Økt fornybar* er årlig antall kritiske timer mindre enn 44 for rundt 98 % av de simulerte årene. For *Økt overføring* er årlig antall kritiske timer mindre enn 44 for ca. 93 % av tilsigsårene.



**Figur 5.4:** Sammenligning mellom pris på rotasjonsenergi ved investering i fasekompensatordrift og ved bruk av strategi 2

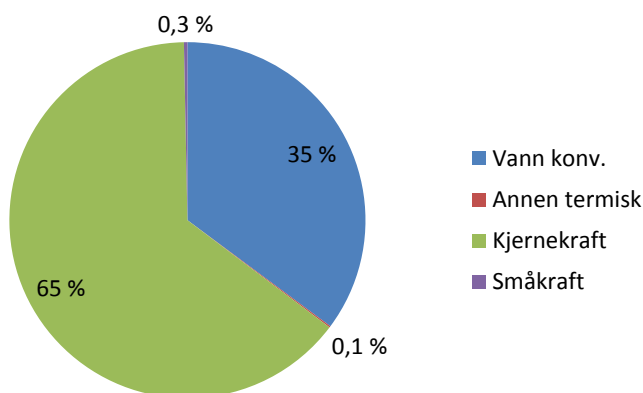


## 6 | Case-studier av kritiske perioder

Hensikten med dette kapittelet er å se nærmere på to kritiske perioder for å øke forståelsen for hvordan en slik periode kan se ut, og for å se nærmere på hva slags endringer strategiene medfører. Kjernekraft bidrar mest til total mengde rotasjonsenergi i 40 % av de kritiske periodene til *Sintef base case*, mens konvensjonell vannkraft bidrar mest de resterende 60 %. Se vedlegg A for mer informasjon om de kritiske periodene til *Sintef base case*.

Det er valgt ut en kritisk periode hvor kjernekraft bidrar mest (case-studie 1), og en kritisk periode hvor vannkraft bidrar mest (case-studie 2).

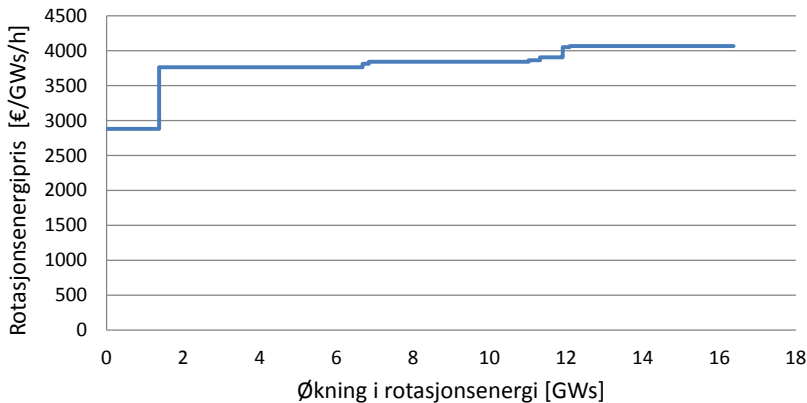
### 6.1 Case-studie 1



*Figur 6.1: Bidrag til rotasjonsenergi fra ulike energikilder ved case-studie 1*

Den kritiske perioden som her skal undersøkes nærmere oppstår i juli, og har en varighet på fire timer. Den totale rotasjonsenergien faller til 78,1 GWs. Figur 6.1 viser hvor mye de ulike produksjonsenhetene bidrar med rotasjonsenergi. Kjernekraft står for det meste av bidraget, og om lag en tredjedel av bidraget kommer fra konvensjonell vannkraft. Finland har ingen vannkraftproduksjon. Annen termisk kraft og småkraft står for tilsammen mindre enn 1 % av bidraget til rotasjonsenergi. Vannverdien er høyere enn spotprisen i alle områdene. Medianen for vannverdiene i de ulike områdene i Norge og Sverige er over fire ganger så stor som medianen for spotprisene <sup>1</sup>. Det er derfor ønskelig å spare så mye av vannet til senere bruk, men på grunn av fare for flom eller krav om minste vannføring, er likevel en del vannkraftverk i drift. Det er netto import av kraft til det nordiske kraftsystemet på rundt 3,63 GW, og vindproduksjonen i fastlandet i det nordiske kraftsystemet er på 3,6 GW. Den største feilen som kan oppstå for denne driftssituasjonen er utfall av et av fire kjernekraftverk. Hvert av disse kjernekraftverkene har en kraftproduksjon på 1400 MW og bidrar med en mengde rotasjonsenergi på 9,8 GWs. Ved utfall av et av disse kjernekraftverkene vil det maksimale frekvensavviket være 1,39 Hz ifølge ligning 2.6.

### 6.1.1 Strategi 1



**Figur 6.2:** Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 1 for case-studie 1

Ved å starte opp vannkraftverk og redusere vindproduksjon vil den samfunnsøkonomiske kostnaden for en gitt økning i rotasjonsenergi være gitt av grafen i figur 6.2. Den totale kostnaden (per time) er gitt av arealet under grafen. Total mengde rotasjonsenergi som kan skaffes ved bruk av denne strategien er 16,4 GWs. Altså er potensialet tilstrekkelig for å øke rotasjonsenergien til 90 GWs. For å øke mengde

1. Median for vannverdiene er 47,4 €/MWh, og median for spotprisene er 11,2 €/MWh.

rotasjonsenergi med 16,4 GWs er det nødvendig å nedregulere 1,35 GW med vindkraft. Selv om minimumkravet på 90 GWs kan oppfylles ved å bruke denne strategien, er det ikke tilstrekkelig med rotasjonsenergi tilgjengelig til å sikre at det maksimale frekvensavviket ikke overstiger 0,9 Hz. Ifølge ligning 3.14 er det nødvendig å øke rotasjonsenergien med 41,5 GWs for å sikre at frekvensavviket maksimalt kan være 0,9 Hz. Det største frekvensavviket som kan oppstå med en økning av rotasjonsenergien på 16,4 GWs er ifølge ligning 2.6 1,16 Hz. Altså er frekvensavviket noe redusert ved å bruke denne strategien (fra 1,39 Hz til 1,16 Hz), men frekvensavviket er fortsatt større enn tillatt.

### 6.1.2 Strategi 2

Strategi 2 skiller seg fra strategi 1 ved at den reduserer effekten på kablene og/eller kraftverkene som ved utfall fører til at frekvensavviket er større enn 0,9 Hz, fremfor å øke mengde rotasjonsenergi i systemet. For å sikre at frekvensavviket ikke kan overgå 0,9 Hz er det nødvendig å redusere produksjonsnivået på fem kjernekraftverk; to i Sverige og tre i Finland. Reduksjonen er på 481 MW og 264 MW for kjernekraftverkene i Sverige. Hvert av kjernekraftverkene i Finland må redusere kraftproduksjonen med 481 MW.

Vannkraftproduksjonen øker totalt med 3 679 MW slik at energibalansen oppnås i alle områdene. Noe av denne produksjonen kommer fra vannkraftverk som starter opp, slik at rotasjonsenergien øker fra 78,1 til 81,9 GWs.

For å sikre at frekvensendringen ikke kan overgå 0,9 Hz uten å redusere produksjonsnivået på kjernekraftverkene, må mengde rotasjonsenergi øke med 41,5 GWs.

Algoritmen presentert i delkapittel 3.3.2 brukte to iterasjoner for å komme fram til endelig løsning. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten reduseres med 1 453 €/GWs/h ved bruk av strategi 2.

Krav	Total kostnad strategi 1 [€]	Total kostnad strategi 2 [€]
$E_{rot} = 90$ GWs	176 250	69 160
$\Delta f \leq 0,9$ Hz	Ikke mulig å oppfylle kravet	241 200

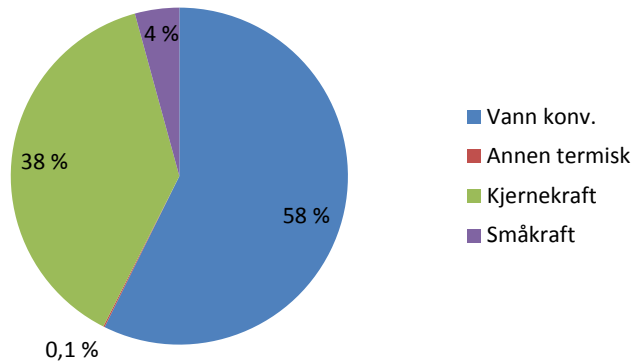
**Tabell 6.1:** Oversikt over den totale samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av strategiene for case-studie 1.

Tabell 6.1 viser den totale kostnaden ved å bruke de to strategiene. Hvis kravet om en mengde rotasjonsenergi på 90 GWs legges til grunn ved bruk av strategi 2, må den *tilsynelatende* rotasjonsenergien øke med 11,9 GWs istedenfor 41,5 GWs. Dermed trenger ikke kjernekraftverkene å redusere produksjonsnivået i like stor grad.

Kjernekraftverkene i Sverige må nå redusere sin kraftproduksjon med 176 og 208 MW, mens de tre kjernekraftverkene i Finland hver må redusere sin effekt med 208 MW.

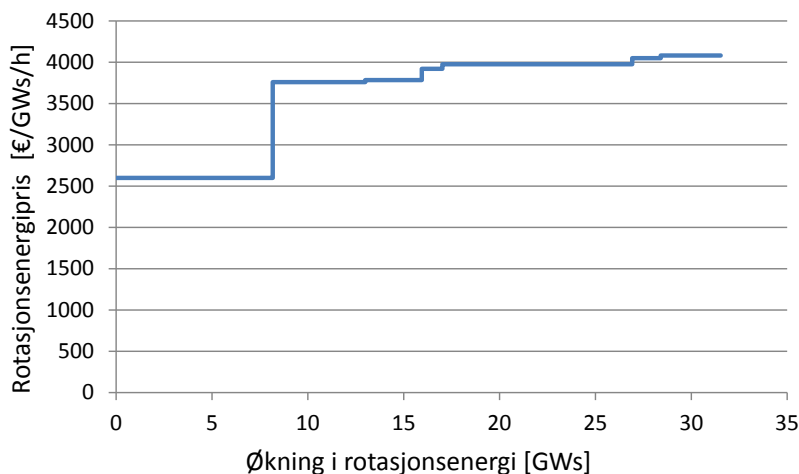
Strategi 1 er ikke i stand til å møte kravet om maksimal frekvensendring lik 0,9 Hz. Den totale kostnaden ved bruk av strategi 1 hvis hele potentialet for økt rotasjonsenergi utnyttes, er 262 690 €. Selv om over 25 GWs mangler for å oppfylle dette kravet, er kostnaden likevel høyere enn ved bruk av strategi 2.

## 6.2 Case-studie 2



**Figur 6.3:** Bidrag til rotasjonsenergi fra ulike energikilder ved case-studie 2

Den kritiske perioden som her skal undersøkes nærmere oppstår i september, og har en varighet på fire timer. Den totale rotasjonsenergien faller til 76,8 GWs. Figur 6.3 viser hvor mye de ulike produksjonsenhetene bidrar med rotasjonsenergi. Konvensjonell vannkraft står for det meste av bidraget, og litt over en tredjedel av bidraget kommer fra kjernekraft. Vannverdien er høyere enn spotprisen for alle områdene. Medianen for vannverdiene i områdene i Sverige og Norge er nesten mer enn fem ganger så stor som medianen for spotprisene <sup>2</sup>. På samme måte som i det forrige case-studiet, er det ønskelig å spare så mye som mulig av vannet til senere når det er forventet å være mer verdt. Det er netto import av kraft til det nordiske kraftsystemet på 1,68 GW, og vindkraftproduksjonen i fastlandet i det nordiske kraftsystemet er 7 GW. Den dimensjonerende feilen er kablen NSN som importerer 1400 MW fra Storbritannia til Sørvestlandet. Ved utfall av denne kablen vil det maksimale frekvensavviket være 1,27 Hz ifølge ligning 2.6.



*Figur 6.4: Pris på rotasjonsenergi ved bruk av strategi 1 for case-studie 2*

### 6.2.1 Strategi 1

Ved å starte opp vannkraftverk og redusere vindkraftproduksjonen for å oppnå energibalanse, kan rotasjonsenergien øke med 31,5 GWs. Vindkraftproduksjonen må nedreguleres med 2,6 GW hvis hele potensialet for økt rotasjonsenergi utnyttes. Figur 6.4 viser den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til å øke rotasjonsenergien ved bruk av denne strategien. Den totale kostnaden (per time) er gitt av arealet under grafen.

For at kravet om minimum 90 GWs rotasjonsenergi skal oppfylles, må rotasjonsenergien øke med 13,2 GWs. Det er mulig å oppnå dette ved bruk av strategi 1, men frekvensavviket vil fortsatt overgå 0,9 Hz ved utfall av den dimensjonerende feilen, som i denne driftssituasjonen er en utenlandskabel. Ved utfall av denne kabelen vil frekvensavviket være 1,09 Hz med en rotasjonsenergi på 90 GWs. For at frekvensavviket ikke skal overgå 0,9 Hz, må rotasjonsenergien øke med 33,1 GWs. Dette er mer enn hva som er mulig å få til med denne strategien.

### 6.2.2 Strategi 2

Strategi 2 nedregulerer de enhetene som fører til et for stort frekvensavvik, fremfor å øke mengde rotasjonsenergi. Ved å redusere kapasitet på en kabel som importerer kraft og redusere produksjonsnivået på et kjernekraftverk i Finland, kan maksimal frekvensendring reduseres til et tilfredsstillende nivå. Denne endringen har samme effekt for maksimal frekvensendring som å øke rotasjonsenergien med 33,1 GWs. Kabelen NSN må redusere kraftutvekslingen fra Storbritannia til Sørvestlandet med 385 MW. Tre kjernekraftverk i Finland må hver redusere sitt produksjonsnivå med 331 MW (fra en kraftproduksjon på 1 221 MW til 890 MW). For å oppnå

2. Median for vannverdiene er 47 €/MWh, og median for spotprisene er 9,7 €/MWh.

energibalanse økes vannkraftproduksjonen i Finland og Sørvestlandet med totalt 1 378 MW. Noe av vannkraftproduksjonen kommer fra oppstart av vannkraftverk, slik at rotasjonsenergien øker med 2,9 GWs.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten reduseres med 1 441 €/GWs/h ved bruk av denne strategien.

Krav	Total kostnad strategi 1 [€]	Total kostnad strategi 2 [€]
$E_{rot} = 90$ GWs	194 460	76 085
$\Delta f \leq 0,9$ Hz	Ikke mulig å oppfylle kravet	190 790

**Tabell 6.2:** Oversikt over den totale samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av strategiene for case-studie 2.

Tabell 6.2 viser den totale kostnaden ved å bruke de to strategiene for denne kritiske perioden. Hvis kravet om en mengde rotasjonsenergi på 90 GWs legges til grunn ved bruk av strategi 2, må den *tilsynelatende* rotasjonsenergien øke med 13,2 GWs istedenfor 33,1 GWs. Dermed kan den nødvendige reduksjonen også være mindre. Kabelen NSN må nå redusere importen av kraft med 205 MW, og hvert av de tre kjernekraftverkene i Finland må redusere kraftproduksjonen med 201 MW.

Strategi 1 er ikke i stand til å møte kravet om maksimal frekvensendring lik 0,9 Hz. Den totale kostnaden ved bruk av strategi 1 hvis hele potensialet for økt rotasjonsenergi utnyttes, er 451 564 €. Kun 1,6 GWs mangler for å oppfylle kravet om maksimal frekvensendring. Kostnaden ved å nesten møte kravet om maksimal frekvensendring er over dobbelt så høy som kostnaden ved bruk av strategi 2.

## 7 | Konklusjon

Denne masteroppgaven omhandler den framtidige utviklingen av rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet og hvordan tilstrekkelige mengder med rotasjonsenergi kan sikres.

Utviklingen av rotasjonsenergi undersøkes for ulike fremtidsscenarioer, og situasjoner hvor rotasjonsenergien faller under det systemet er dimensjonert for å kunne tåle, er kartlagt. Ulike tiltak for å øke systemsikkerheten når det oppstår en kritisk situasjon er foreslått, og det er utviklet en metode for å beregne de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til noen av disse tiltakene.

Timesverdier for mengde rotasjonsenergi er beregnet på grunnlag av simuleringer av kraftmarkedsmodellen *Samkjøringsmodellen*. Fem ulike fremtidsscenarioer for år 2030 undersøkes; to ulike basisscenarier, et scenario hvor en stor andel av kjernekraftverkene er nedlagt, et scenario hvor fornybarutbyggingen er større enn hva som er forventet og et med økt overføringskapasitet til utlandet. Basert på beregninger av mengde rotasjonsenergi, har perioder hvor rotasjonsenergien faller til et kritisk lavt nivå blitt kartlagt for de ulike scenariene. Varighet på de kritiske periodene, hvor hyppig de oppstår og når de oppstår i løpet av året er blitt undersøkt. Scenariet med redusert installert effekt av kjernekraft er det scenariet hvor mengde rotasjonsenergi reduseres mest sammenlignet med dagens situasjon, og hvor det oppstår flest kritiske perioder. Dette scenariet fører til en strukturell endring av kraftsystemet, og mengde rotasjonsenergi vil være kritisk lav en betydelig andel av tiden (12 % av den simulerte perioden). For de andre scenariene faller rotasjonsenergien under kritisk nivå mindre enn 1 % av den simulerte perioden. For alle scenariene oppstår de fleste kritiske periodene i løpet av sommermånedene. Scenariet med redusert kjernekraft har en jevnere fordeling av disse periodene over flere måneder sammenlignet med de andre scenariene.

Det er valgt ut to tiltak som tar sikte på å øke systemsikkerheten under de kritiske periodene. En fremgangsmetode for å beregne den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av disse strategiene er blitt utviklet.

Den første strategien går ut på å starte opp flere vannkraftverk, slik at rotasjonsenergien øker. For å oppnå energibalanse blir vindkraftproduksjonen nedregulert. Den andre strategien nedregulerer de kraftverkene og likestrømsforbindelsene som, ved et eventuelt utfall, fører til at frekvensendringen er større enn hva som er

tillatt. Disse nedreguleres tilstrekkelig til at den potensielle frekvensendringen er innenfor kravet. På denne måten er systemet i stand til å tåle enhver feilhendelse som kan oppstå, selv med en kritisk lav mengde rotasjonsenergi. Igjen sørges det for energibalanse i alle områdene som er påvirket ved bruk av denne strategien, hovedsakelig ved å gjøre endringer i vannkraftproduksjonen.

Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved bruk av de to strategiene er beregnet for det ene basisscenariet. På grunn av mindre detaljert data for de andre scenariene, har beregningene kun blitt utført for dette ene scenariet.

Resultatene viser at strategien som tar sikte på å nedregulere kraftverk og/eller kabler er samfunnsøkonomisk mest kostnadseffektiv. Kostnaden ved bruk av denne strategien har en medianverdi på 1 247 €/GWs/h. Til sammenligning har strategien hvor flere vannkraftverk settes i drift en medianverdi på 3 645 €/GWs/h.

Det har blitt gjort en vurdering om hvorvidt investering i muligheten til å kjøre vannkraftverk i fasekompensatordrift vil kunne lønne seg. Gitt antakelsen om at kostnaden ved å bruke de to strategiene er lik for alle scenarier, vil investeringen lønne seg kun for scenariet med redusert kjernekraft. For dette scenariet vil investeringen lønne seg i 98 % av de simulerte årene. For de andre scenariene er investeringen lønnsom kun for 1-7 % av de simulerte årene.

For scenariet med redusert kjernekraft vil det ofte oppstå perioder hvor rotasjonsenergien faller under kritisk lavt nivå. Det trengs derfor varige tiltak som tar sikte på å øke systemsikkerheten. Av tiltakene som er vurdert i denne analysen vil investering i muligheten for å kjøre vannkraftverk i fasekompensatordrift være det samfunnsøkonomisk mest lønnsomme tiltaket.

For de andre scenariene oppstår perioder hvor rotasjonsenergien faller til et kritisk lavt nivå relativt sjelden. For disse scenariene er det muligens tilstrekkelig at systemansvarlig regulerer systemet idet de kritiske periodene oppstår. Det beste tiltaket av de som er undersøkt i denne analysen vil for disse scenariene være å redusere produksjonsnivå til kraftverk og kapasitet på likestrømsforbindelser slik at frekvensendringen ved en feilhendelse ikke kan overgå systemkravet.

Det er viktig å være klar over antakelsene som er gjort i denne analysen. Blant annet er det usikkert om kapasiteten på en likestrømsforbindelse kan nedreguleres i så stor grad det for noen kritiske perioder vil være nødvendig ved bruk av strategi 2. For å undersøke noe av virkningen strategiene har på systemet, har to kritiske perioder blitt analysert mer i detalj.



## 8 | Videre arbeid

Det er mye som gjenstår å analysere hva angår rotasjonsenergi i kraftsystemet, og hvordan man på en mest mulig samfunnsøkonomisk lønnsom måte man kan løse utfordringene.

For det første kunne man ha kjørt oppdaterte simuleringer basert på endringer i produksjon og kabelflyt ved bruk av strategi 1 og 2. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for systemet ved bruk av de to ulike strategiene kunne så sammenlignes. Kanskje man ville ha oppnådd et annet resultat enn konklusjonen i denne analysen, i og med at systemet da kunne ha optimalisert for de nye restriksjonene. Muligens ville nye kritiske perioder med tanke på lav mengde rotasjonsenergi ha oppstått, slik at man bare ville ha «forskøvet» problemet. Det hadde også vært interessant å kjøre simuleringer for andre fremtidsscenarioer, for eksempel kombinasjoner av de ulike scenariene fra denne analysen.

En nærmere analyse av de to strategiene er utført for to kritiske perioder. Et naturlig neste steg i analysen vil være å foreta en systematisk analyse av strategiene. I tillegg bør en nettmodell benyttes for å undersøke virkningen strategiene har på systemet.

Noe som hadde vært spennende ville ha vært å bruke en modell for det nordiske kraftsystemet og lagt til en restriksjon som krever at mengde rotasjonsenergi alltid er over et visst kritisk nivå. Alternativt kunne man ha lagt til en dynamisk restriksjon som krever at potensiell total frekvensendring ikke kan overgå 0,9 Hz. Endringene i energiproduksjon og kraftoverføring uten og med en av disse restriksjonene kunne så sammenlignes. Mulighet for å investere i teknologi som syntetisk rotasjonsenergi, svinghjul, fasekompensatordrift av vannkraftverk osv. kunne også ha blitt lagt til i modellen. Med den dynamiske restriksjonen ville det ha vært mulig å finne ut hva som er den samfunnsøkonomiske mest lønnsomme strategien for å sikre systemdriften for hver kritiske periode. Skyggeprisen til restriksjonene ville ha gitt oss kostnaden ved å sørge for at systemet til enhver tid overholder restriksjonen.



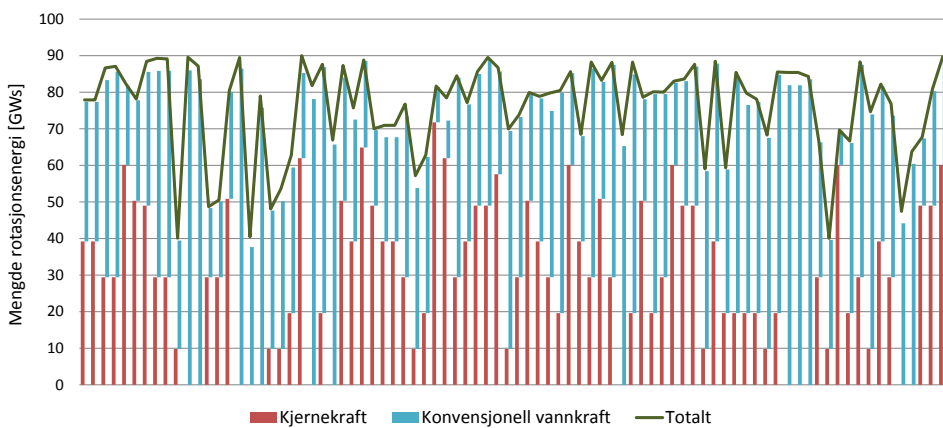
# Referanser

- [1] E.Ørum, M. Kuivaniemi, M. Laasonen, A.I. Bruseth, E.A Jansson, A. Danell, K. Elkington, and N. Modig. Nordic report Future system inertia. Technical report, ENTSO-e, 2015.
- [2] Statnett SF. Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2014-20. Technical report.
- [3] A. Kjølle. *Vannkraftmaskiner*. Universitetsforlaget, 1980.
- [4] J. W. Bialek, J. R. Bumby, and J. Machowski. *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons,Ltd, 2nd edition edition, 2008.
- [5] F.M. Gonzales-Longatt. Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia: Simulation study. In *Environment Friendly Energies and Applications (EFEA), 2012 2nd International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA)*, pages 389 – 395, 2012.
- [6] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [7] E.A Jansson. Mailkorrespondanse, september 2015.
- [8] Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtal). Technical report, ENTSO-e, juni 2006.
- [9] H. Cháves and M.R. Hezamsadeh. The need for a market-based provision of inertia and frequency response to integrate wind power in nordel. Technical report, KTH Electricity Market Research Group, november 2013.
- [10] M. Conlon and O. Dudurych. Impact of reduced system inertia as a result of higher penetration levels of wind generation. In *Power Engineering Conference (UPEC), 2014 49th International Universities*.
- [11] Statnett SF. *Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS)*, 2012.
- [12] P. Daly, D. Flynn, and N. Cunniffe. Inertia considerations within unit commitment and economic dispatch for systems with high non-synchronous penetrations. In *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*.

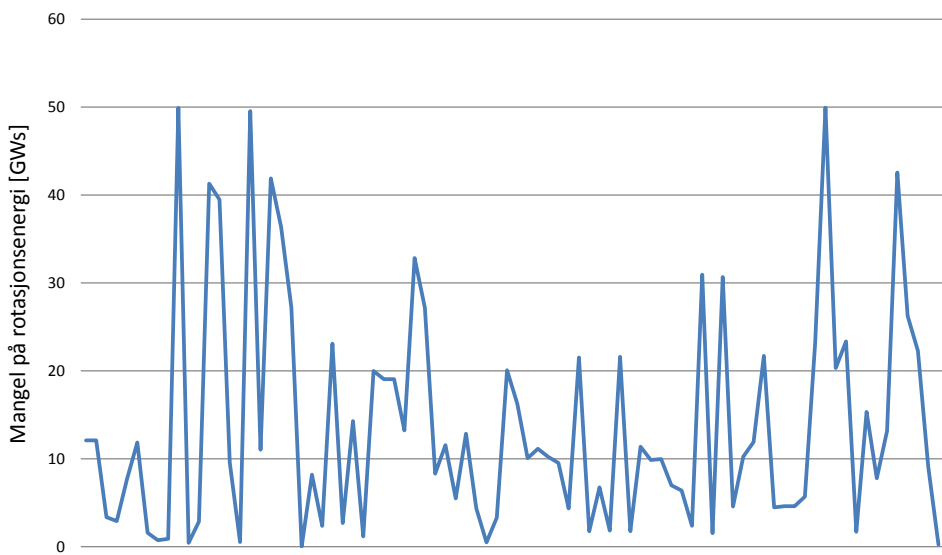
- [13] E. Breidlid, T.A. Brekke, M.S. Haraldseth, J. Johnsen, A. Karsrud, and E.A. Rye. KUBE 2015: Markedsløsninger for neste generasjon kraftsystem. Technical report, Statnett SF, august 2015.
- [14] EU. EU guideline for system operation, commission regulation no [xxx/2016 sysop], preliminary version, november 2015.
- [15] H. Lie. Master thesis: Teknisk/økonomisk analyse av roterende kompensatorer, 2008.
- [16] S.M. Hamre. Master thesis: Inertia and fcr in the present and future nordic power system, 2015.
- [17] E. Jansson. Internt notat: Alternativer for inertia, 2015.
- [18] Generator wird zum motor. <http://www.amprion.net/generator-wird-zum-motor>, 2012. Accessed: 13.02.16.
- [19] ABB. Special report 60 years of HVDC, 2014.
- [20] G. L. Doorman. Course ELK15: Hydro power scheduling, 2012.
- [21] I. Wangensteen. *Power System Economics - the Nordic Electricity Market*. Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS, 2nd edition edition, 2012.
- [22] H. Farahmand, S. Jaehnert, T. Aigner, and D. Huertas-Hernando. Task 16.3. nordic hydro power generation flexibility and transmission capacity expansion to support north european wind power: 2020 and 2030 case studies. Technical report, SINTEF Energy Research, mars 2013.
- [23] P.S Storli. Mailkorrespondanse, november 2015.
- [24] A. Feldmüller. Wie flexibel ist der heutige konventionelle kraftwerkspark aus herstellersich? Presentation from Siemens Energy at workshop in Berlin, BMWi - dena: Flexibilität von Bestandskraftwerken - Entwicklungsoptionen für den Kraftwerkspark durch Retrofit, 2013.

# A | Vedlegg

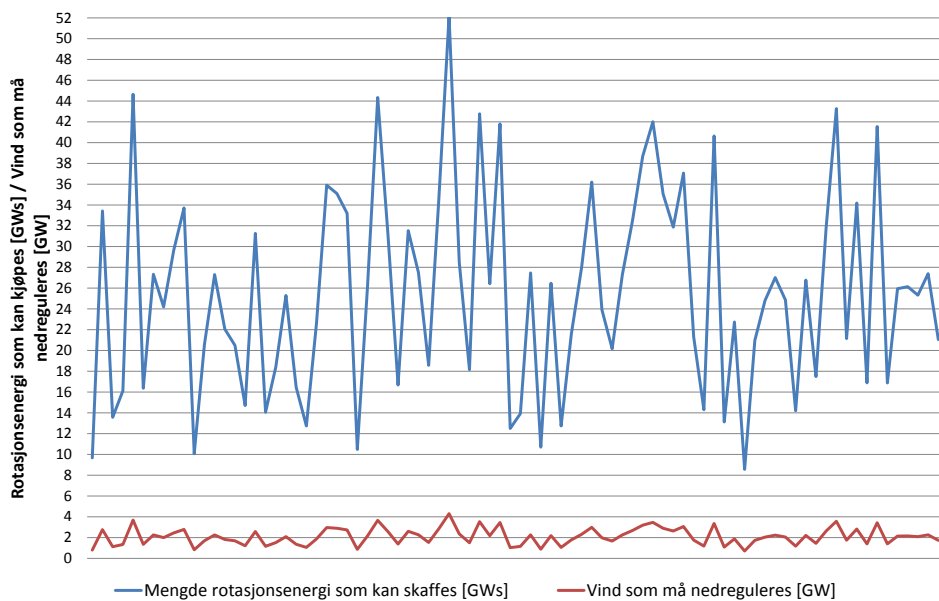
## A.1 Data for de kritiske periodene til Base case Sintef



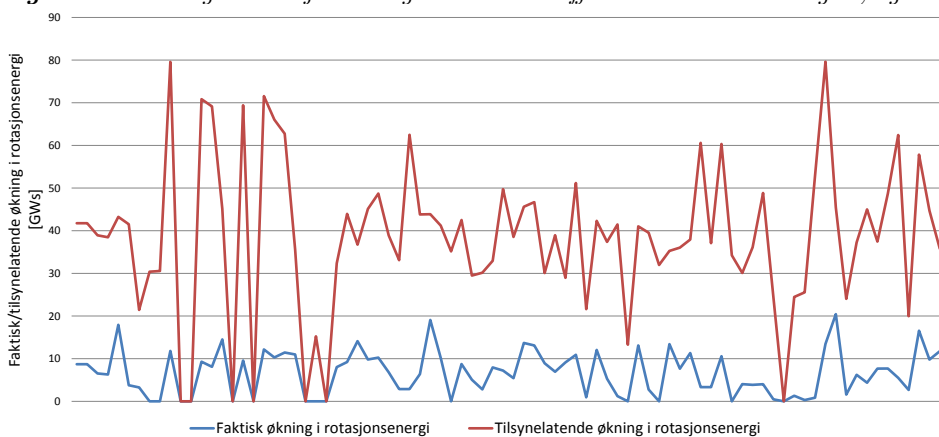
**Figur A.1:** Bidrag til total mengde rotasjonsenergi fra konvensjonell vannkraft og kjernerkeft for de kritiske periodene.



**Figur A.2:** Behovet for rotasjonsenergi ved de forskjellige kritiske periodene. Her er behovet satt til differansen mellom mengde rotasjonsenergi og 90 GWs.



**Figur A.3:** Mengde rotasjonsenergi som kan skaffes ved bruk av strategi 1, og den



**Figur A.4:** Faktisk økning i rotasjonsenergi og den tilsynelatende økningen i rotasjonsenergi ved bruk av strategi 2.