



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Nordiske markedsløsninger for et fornybarintensivt pan-Europeisk kraftsystem

En litteraturstudie i tre hovedutfordringer for det nordiske
synkronområdet: langsiktig ressurstilrettelighet, kortsiktig
balanse og effektiv nettbruk

Sveinung Fossnes
Industriell Økonomi

NORGES MILJØ- OG BIOVITENSKAPELIGE UNIVERSITET
FAKULTET FOR REALFAG OG TEKNOLOGI

MASTEROPPGAVE I INDUSTRIELL ØKONOMI,
30 STUDIEPOENG

**NORDISKE MARKEDSLØSNINGER FOR ET
FORNYBARINTENSIVT PAN-EUROPEISK
KRAFTSYSTEM**

EN LITTERATURSTUDIE I TRE UTFORDRINGER FOR DET NORDISKE SYNKRONOMRÅDET:
LANGSIKTIG RESSURSTILSTREKKELEIGHET, KORTSIKTIG BALANSE OG EFFEKTIV NETTBRUK

Av Sveinung Fossnes

Veileder: Sonja Monica Berlijn,
professor ved Fakultet for Realfag og Teknologi,
F&U-direktør Statnett SF

11. mai 2017

Sammendrag

En politisk beslutning om subsidiering av uregulerbar fornybar energi (UFE) og en klar dreining mot et mer harmonisert og integrert pan-Europeisk kraftsystem danner grunnlaget for nye utfordringer for kraftsystemet. UFE har en spesiell karakteristikk som ikke passer godt med dagens kraftmarked som ble designet for konvensjonelle og sentraliserte kraftstasjoner. Spesielt viktig er prognoseusikkerhet, elektrisk frikobling fra nettets frekvens og lave marginalkostnader. Subsidiering gir grunnlaget for et hybridmarked med "to-steps konkurranse" der UFE først konkurrerer om å få subsidier, og deretter konkurrerer i energimarkedet mot konvensjonelle aktører, som må få full inntjening i energimarkedet alene. Samtidig gjennomføres det en stadig tettere integrering mellom kraftsystem i hele Europa gjennom harmonisering av regler og utbygging av overføringskapasitet mellom land. Dette kombinert med UFE fører til stadig større og hyppigere flytendringer som gir en større usikkerhet i systemet.

På bakgrunn av dette er det foretatt en litteraturundersøkelse for å gjennomføre en helhetlig behandling av utfordringene. Målet er å identifisere hovedutfordringer for Norden og markedsdesign som er forslått i litteraturen for å møte disse. Statnett og NVE er ansvarlige for markedsdesignet i Norge og deres publikasjoner er et naturlig utgangspunkt, men litteraturstudiet har i tillegg søkt i internasjonale publikasjoner for å videre belyse problemstillingen. Målet er en helhetlig behandling av et komplekst system, med anbefalinger mot videre arbeid. Oppgaven har identifisert tre utfordringer for dagens kraftsystem på nevnt bakgrunn; sikre langsiktig ressurstilstrekkelighet, kortsiktig stabilitet og effektiv nettbruk.

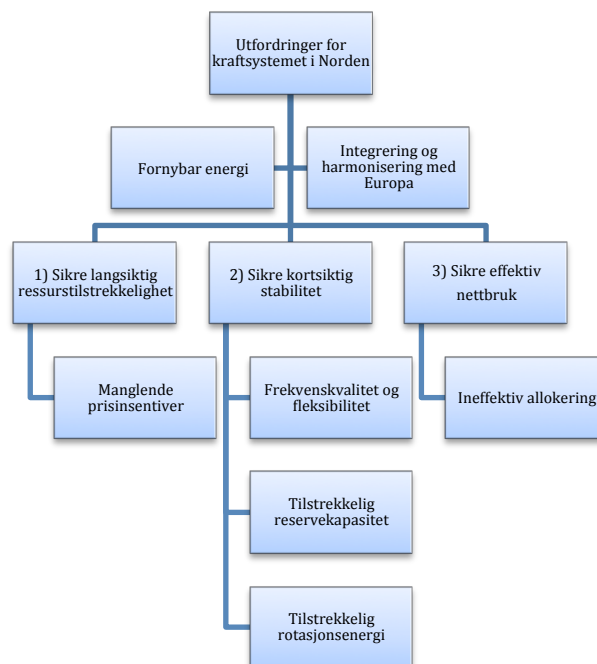
Langsiktig ressurstilstrekkelighet trues av manglende prisinsentiver for viktige aktører i markedet som tilbyr kapasitet i perioder med lite UFE. Samtidig planlegger mange Europeiske land i stadig større grad å dekke fremtidig kraftunderskudd med import. Denne oppgaven identifiserer markedsløsninger som kapasitetsmarked og strategiske reserver for å møte utfordringen, men avdekker også at disse løsningene har problemer med å levere ressurstilstrekkelighet på en kostnadseffektiv måte. Oppgaven anbefaler derfor å fortsette å overvåke utviklingen og søke felleseuropeiske løsninger som unngår at nasjonale kraftsystem optimaliserer sitt eget system uten å se på helheten.

Kortsiktig stabilitet trues av større flytendringer og et skift i kraftmiksen som tilbyr mindre rotasjonsenergi og kontrollerbar kraftproduksjon. Oppgaven fokuserer på frekvenskvalitet som utfordres av både strukturelle og stokastiske ubalanser. Samtidig identifiseres det en effektiv uelastisk etterspørsel blant husholdninger som gjør at produksjonssiden må stå for brorparten av fleksibiliteten selv om det tekniske potensialet i forbrukerfleksibilitet er stort. For å møte de strukturelle og stokastiske ubalansene anbefaler oppgaven å fortsette arbeidet med å implementere 15 minutters oppløsning i energimarkedet og utforske muligheten for minutttoppløsning. En annen løsning som det anbefales å følge opp er kontinuerlig ramping på

mellomlandsforbindelsene som utredes av ENTSO-E. Med tjenester som AMS og Elhub virker også tiden moden for å utnytte den potensielle forbrukerfleksibiliteten gjennom Time-of use pricing eller effekttariffer for husholdninger, og det anbefales å arbeide videre med å utrede utfordringer og løsninger for best mulig utnyttelse av denne fleksibiliteten.

Effektivt nettbruk blir utfordret av større og hyppigere flytendringer samtidig som dagens områdeinndeling er for grov til å speile den sanne verdien av ressursene der de er lokalisert. Statnett må også estimere tilgjengelig overføringskapasitet før markedsklarering, som byr på effektivitetsutfordringer. Løsninger behandlet i denne oppgaven som det anbefales å arbeide videre med er flytbasert markedskobling og nodepricing. Flytbasert markedskobling introduserer en enkel nettverksmodell i markedsklareringsalgoritmen til Nord Pool som kan gi et bedre beslutningsgrunnlag for effektiv nettbruk, og er i disse dager ute på høring. Nodepricing deler nettet inn i noder istedenfor budområder og klarer markedet basert på mer detaljert informasjon. Den strengt teoretiske utgaven av nodepricing kan være vanskelig å innføre praktisk på grunn av vanskelig modellering, men en tilnærming til nodepricing anses som en potensiell god løsning for effektiv nettdrift som det anbefales å utrede for mulig implementering i Norden.

Det er en bred enighet i litteraturen om at dagens markedsløsninger er utdaterte samtidig som det ikke er enighet om hvilke problemer som er mest trykkende, og hvilke løsninger som er mest passende. Det er mye forskning på delproblematikk i kraftsystemet, men markedet er såpass komplekst at forfatter mener problemer og løsninger ikke kan bli separert fra hverandre og suboptimalisert. Det er viktig å se på helheten, noe som er forsøkt gjort i denne oppgaven.



Figur 1: Oversikt over utfordringene slik den er strukturert i denne oppgaven

Abstract

A political decision to subsidize renewable energy and a clear turn towards a more harmonized and integrated pan-European power system form the basis for new challenges for the power system. The renewables has a special characteristic that does not fit well with today's power market, which was designed for conventional and centralized power stations. Particularly important is forecasting uncertainty, electrical decoupling from the network frequency and low marginal costs. Subsidies provide the foundation for a hybrid market with a "two-stage competition" where renewables first competes for subsidies, and then competes in the energy market against conventional players, who must receive full earnings in the energy market alone. At the same time, an even closer integration of power systems across Europe is being implemented through harmonization of rules and the development of power transmission lines between countries. This combined with the higher penetration of renewables leads to increasing and frequent fluctuations that cause greater system uncertainty.

With this in mind, a literature survey has been conducted to carry out a comprehensive treatment of the challenges. The aim is to identify the main challenges for the Nordic region and identify market design proposed in the literature to meet these challenges. Statnett and NVE are responsible for market design in Norway and their publications are a natural starting point for the literature study. It has been found that their treatment of the challenge is often partial. This assignment is based on their analyzes, but has also searched international publications to analyze the problem and find available market solutions. The goal is a comprehensive treatment of a complex system, with recommendations for further work. This paper has identified three challenges for today's power system; Ensure long-term resource availability, short-term stability and efficient use of the transmission system.

Long-term resource adequacy is threatened by lack of price incentives for players who offer important production resources to the market, while many countries on the continent are increasingly expected to cover their power deficit with imports. This paper identifies market solutions like capacity and strategic reserves to meet the challenge, but these solutions have trouble delivering resource adequacy in an efficient manner. This paper therefore recommends continuing to monitor development and seeking common European solutions that avoid national power systems optimized for each country, but not as whole.

Short-term stability is threatened by major power fluctuations and a shift in production technology that offers less rotational energy and controllable power generation. This paper focuses on frequency quality challenged by both structural and stochastic imbalances. At the same time, an efficient inelastic demand for households is identified, which means that the production side must account for the majority of flexibility, although the technical potential of consumer flexibility is high. In order to meet the

structural and stochastic imbalances, this paper recommends continuing the work of implementing 15-minute resolution in the energy market and exploring the possibility of a minute resolution. Another solution that is recommended to follow is continuous ramping on the HVDC-cables connecting countries, as investigated by ENTSO-E. With services such as smart metering and Elhub, the time might be right to exploit potential consumer flexibility through time-of-use pricing or power tariffs for households, and it is recommended to continue working on addressing challenges and solutions for the best possible use of this potential flexibility.

Efficient use of the transmission system is challenged by larger and more frequent fluctuations while the current area division is too rough to reflect the true value of the resources where they are located. Statnett must also estimate available leased lines before market clearance, which offers efficiency challenges. Solutions addressed in this assignment that it is recommended to continue with are flow-based market linking and nodal pricing. Flow-based market link introduces a simple networking model in Nord Pool's Market clearance algorithm, which provides a better decision-making basis for efficient use of the system. Nodal pricing divides the network into nodes instead of bid areas and clears the market based on more detailed information. The strictly theoretical version of nodal pricing can be difficult to introduce practically due to difficult modeling, but an approximation of nodal pricing is considered as a potentially good solution for efficient use of the transmission system and it is recommended to investigate further for possible implementation in the Nordic region.

There is a broad unanimity in the literature that current market solutions are outdated while there is no consensus on which problems are most pressing and which solutions are most appropriate. There is a lot of research on parts of the issue in the power systems, but the market is so complex that this author believes problems and solutions to be inseparable from each other. It is important to look at the whole, which has been attempted in this paper.

Innholdsfortegnelse

1. INNLEDNING	1
1.1 PROBLEMSTILLING	1
1.2 OPPGAVEINNDELING.....	2
1.3 METODIKK	2
2. DAGENS MARKEDSORGANISERING	3
2.1 NORD POOL	3
2.2 BALANSEMARKEDET	5
2.3 DET FINANSIELLE MARKEDET	7
2.4 HANDELSKAPASITETER	8
2.5 BALANSEAVREGNING	10
3 POLITISKE TRENDER	12
3.1 UREGULERBAR FORNYBAR ENERGI I KRAFTMIKSEN	12
3.1.1 Karakteristikk uregulerbar fornybar energi.....	14
3.2 INTEGRERING OG HARMONISERING MED EUROPA.....	14
3.2.1 Kraftnett og mellomlandforbindelser.....	15
4 SIKRE LANGSIKTIG RESSURSTILSTREKKELEIGHET	17
4.1 BAKGRUNN: MANGLENDE PRISINSENTIVER.....	17
4.1.1 Hybridmarked.....	18
4.1.2 Missing Money Problem.....	19
4.2 MARKEDSLØSNINGER FOR Å INSENTIVERE RESSURSTILSTREKKELEIGHET	21
4.2.1 Kapasitetsmekanismer.....	21
4.2.2 Strategiske reserver	22
4.2.3 Kostnadsfunksjon og ekstrabetalinger	23
4.2.4 Oppsummering og diskusjon	24
5. SIKRE KORTSIKTIG STABILITET	26
5.1 BAKGRUNN.....	26
5.1.1 Frekvens og ubalanser	26
5.1.2 Rotasjonsenergi.....	28
5.1.3 Fleksibilitet.....	29
5.2 MARKEDSLØSNINGER FOR Å SIKRE FREKVENSKVALITET OG FLEKSIBILITET.....	31
5.2.1 Klarering nærmere driftstid i Elspot.....	31
5.2.2 Finere tidsoppløsning kraftmarkedene	32
5.2.3 Kontinuerlig ramping.....	32
5.2.4 Sluttauksjon i Elbas	33
5.2.5 Forbrukerfleksibilitet.....	34
5.2.7 Oppsummering og diskusjon	37
5.3 MARKEDSLØSNINGER FOR Å SIKRE TILSTREKKELEIG RESERVEKAPASITET	38
5.3.1 Redusert budvolum i balansemarkedet og asymmetrisk budgivning	39
5.3.2 Balansehandel over likestrømsforbindelsene	39
5.3.3 RKOM nedregulering sommer.....	40
5.3.4 Oppsummering og diskusjon	41
5.4 MARKEDSLØSNINGER FOR Å SIKRE TILSTREKKELEIG ROTASJONSENERGI.....	41
5.4.1 Budspesifisering	41
5.4.2 Rotasjonsenergimarked.....	42
5.4.3 Oppsummering og diskusjon	43

6. SIKRE EFFEKTIV UTNYTTELSE AV NETTET	44
6.1 BAKGRUNN.....	44
6.2 MARKEDSLØSNINGER FOR Å SIKRE EFFEKTIVT UTNYTTELSE AV NETT	45
6.2.1 Flytbasert markedskobling	45
6.2.2 Nodeprising.....	46
6.2.3 Effekttariffer.....	47
6.2.4 Oppsummering og diskusjon	48
7. AVSLUTTENDE BETRAKTNINGER OG KONKLUSJON.....	49
7.1 KONKLUSJON OG ANBEFALINGER TIL VIDERE ARBEID	51

Figurer

Figur 1: Oversikt over utfordringene slik den er strukturert i denne oppgaven	iv
Figur 3: Grafisk fremstilling av planlagt og faktisk produksjon i driftstime. Lyseblå søyler representerer planlagt produksjon i Elspot, mens rød linje representerer faktisk produksjon i driftstime.	4
Figur 4: Illustrasjon av responstid for reservene og påvirkning på frekvens [13].....	6
Figur 5: Illustrasjon av markedssegmentene og hvordan de følger hverandre tidsmessig [17].	7
Figur 6: Forenklet nettmodell med generatorer (G_x) og last (L_x) koblet sammen via transmisjonsledninger. Rød strek illustrerer en flaskehals i systemet.....	8
Figur 7: Ved markedssplitting deles kraftsystemet inn i to budområder og flaskehalsen løses ved to forskjellige priser i de to områdene som insentiverer G_1 og G_2 til å produsere mer, og G_3 og G_4 til å produsere mindre.....	9
Figur 8: Ved spesialregulering velger systemansvarlig regulerkraftbud fra G_1 om oppregulering og G_3 om nedregulering for å løse flaskehalsen.	9
Figur 9: Elektrisitet produsert av fornybare kilder i EU-28 fra 2004 til 2014 [28]	12
Figur 10: Elektrisitetsproduksjon etter kilde i Norden og EU-28 i 2013 [32].....	13
Figur 12: Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i "normalsituasjon" i Europa.....	19
Figur 13: Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i periode med høy fornybar produksjon.	19
Figur 14: Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i periode med lav fornybarproduksjon.	20
Figur 15: Illustrasjon av utviklingen i frekvenskvalitet i Norden fra 2001 til 2015 [57].	27
Figur 17: Antatt nordisk teknisk potensiale for forbrukerfleksibilitet [56].....	34

Tabeller

Tabell 1: Oversikt over nøkkelfakta for dagens balansemarked.	7
Tabell 2: Avregningsmodell for produsentubalanse.....	11
Tabell 3: Avregningsmodell for forbrukerubalanse.....	11
Tabell 4: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer for kapasitetsmekanismer ...	22
Tabell 5: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved strategiske reserver.....	23
Tabell 6: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved kostnadsfunksjon og ekstrabetalinger.....	24
Tabell 8: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved klarering nærmere driftstime i Elspot.....	32
Tabell 9: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved finere tidsopløsning i kraftmarkedene.....	32
Tabell 10: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved kontinuerlig ramping..	33
Tabell 11: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved sluttauksjon i Elbas	33
Tabell 12 Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved Time-of-use pricing	35
Tabell 13: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved real-time pricing.	36
Tabell 14: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved critical-peak pricing. ...	36
Tabell 15: Oppsummering av generelle hovedstyrker og utfordringer ved forbrukerfleksibilitet.	37
Tabell 16: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved redusert budvolum og asymmetrisk bud.	39

Tabell 17: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved balansekraft over likestrømsforbindelsene.	40
Tabell 18: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved produkt RKOM nedregulering sommer.....	40
Tabell 19: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved budspesifisering og krav for rotasjonsenergi.	42
Tabell 20: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved rotasjonsenergimarked.	43
Tabell 21: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved flytbasert markedskobling.	45
Tabell 22: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved nodeprising.	47
Tabell 23: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved effekttariffer.	48
Tabell 24: Oppsummering av relevante markedsløsninger for Norden.	50

1. Innledning

Kraftsystemet i Norden og Europa står ovenfor store utfordringer med klimaforandringene som sentral premisseleverandør for politiske trender. EU har mål om 20% fornybar andel av totalt forbruk innen 2020 og 37% innen 2030. Som et ledd i å nå disse målene har myndigheter over hele EU introdusert subsidier for fornybar kraftproduksjon. I Norden har Norge og Sverige inngått en felles støtteordning gjennom elsertifikater med samlet mål om ny fornybar produksjon på 28,4 TWh innen år 2020. Dette fører til at uregulerbar fornybar energi (UFE) som vind- og solkraft står for en stadig større andel av kraftmiksen, og med det følger det nye utfordringer for systemet. UFE har en karakteristikk som skiller seg fundamentalt fra de tradisjonelle termiske kraftverkene som mye av europeisk produksjon tradisjonelt er basert på [4]:

- *Prognoseusikkerhet:* Levert effekt er til enhver tid væravhengig.
- *Kostnadsstruktur:* Lave kortsiktige marginalkostnader, høyere kapitalkostnader.
- *Lav kapasitetsfaktor:* Langsiktig tilgjengelig har sesong- og døgnbasert variasjon.
- *Desentralisert:* UFE utvikles gjerne der ressurstilgangen er størst, og ikke nødvendigvis der etterspørselen er størst.
- *Elektrisk frikoblet frekvensen:* Sol- og vindkraft har ikke synkrongeneratorer som er koblet til resten av systemet via felles frekvens.

Samtidig jobber EU-kommisjonen for å etablere et felles indre elektrisitetsmarked i EU gjennom et stadig mer integrert kraftsystem og harmonisert regelverk. Et mer integrert europeisk kraftsystem med mer kraftutveksling både innad i Norden, og til resten av Europa kombinert med høy penetrasjon av UFE fungerer som en katalysator for eksisterende utfordringer samtidig som det bringer med seg noen nye.

Norge er en del av det nordiske synkronområdet sammen med Sverige, Finland og øst-Danmark (Sjælland). Det betyr at vi har felles frekvens og i stor grad er bundet sammen om de samme utfordringene som finnes i systemet. Synkronområdet er i særstilling med en stor andel regulerbar vannkraftproduksjon, men med stadig tettere integrering med resten av Europa kan vi ikke se på systemet som separat fra utfordringene som finnes på kontinentet.

1.1 Problemstilling

Med dette bakteppet tar denne oppgaven sikte på å identifisere de viktigste utfordringene og mulige markedsløsningene for fremtidens kraftsystem i Norden. Oppgavefokus er på hvordan Norden kan utvikle seg for å møte utfordringene og beholde posisjonen som et relativt velfungerende marked. Målet er å gi en oversiktlig innføring i den største utfordringene og designmuligheter til morgendagens kraftsystem, ikke tilby et dypdykk i samtlige problemer. Problemstillingen oppsummeres som følgende:

Hvilke markeds- og nettutfordringer synliggjøres i Norden som et resultat av større andel uregulerbar fornybar kraft i et stadig mer integrert europeisk kraftsystem, og hvilke designløsninger foreslås i litteraturen for å møte de?

1.2 Oppgaveinndeling

Oppgaven starter med kapittel 2 og 3 som danner bakgrunnen for oppgaven som del 1. I **kapittel 2** beskrives dagens markedsorganisering. Døgn-, intra-, balanse- og det finansielle markedet beskrives og dagens design oppsummeres. Videre forklares også hvordan overføringskapasiteter i nettet settes, og balanseavregning etter driftstid blir avgjort. I **kapittel 3** behandles de politiske trendene som er bakgrunnen for denne oppgaven; stadig høyere andel UFE i nettet og tettere integrering med Europa. Viktig karakteristik for UFE og utenlandskabler introduseres for å forstå hvordan de påvirker systemet.

Kapittel 4 - 6 behandler de tre utfordringene som er identifisert på bakgrunn av litteraturstudiet; langsiktig produksjonstilrettelegging, kortsiktig stabilitet og effektiv nettbruk. Kapitlene starter først med identifisering av bakgrunn for problemene før markedsløsninger introduseres. Markedsløsningene er delt opp i delkapitler som alle avsluttes med en tabell som oppsummerer viktigste styrker og utfordringer ved hver løsning. Til slutt avsluttes kapitlene med en diskusjonsdel. I kapittel 5 som omhandler kortsiktig stabilitet er problemstillingen i tillegg delt inn i tre delutfordringer, men kapittelstrukturen er lik som de andre.

Etter at utfordringene og designmuligheter er introdusert avsluttes oppgaven med **kapittel 7** hvor relevant designmuligheter blir oppsummert i en tabell og anbefalinger for videre arbeid gitt.

1.3 Metodikk

Utgangspunktet for litteraturstudiet er relevant publikasjoner fra NVE¹ og Statnett² fra år 2000 og fremover for å identifisere hovedproblemer slik de blir oppfattet av organene som er ansvarlig for markedsdesignet i Norge. Oppgaven er naturlig avgrenset av utgangspunktet i nevnte institusjoners behandling av problemstillingen, men har videre blitt komplimentert gjennom en utvidet litteraturundersøkelse. Google Scholar har blitt brukt som søkemotor for å finne utfyllende litteratur på identifiserte problemstillinger ved å søke på nøkkelord som "power markets", "electricity market design" og "europe electricity market". Oppsummeringer og konklusjoner baserer seg ikke på simuleringer, men forfatters gjennomgang og analyse av kildematerialet.

¹ Publikasjoner NVE: <https://www.nve.no/om-nve/publikasjoner-og-bibliotek/publikasjoner/>

² Publikasjoner og prosjektrapporter Statnett: <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/Forskning-og-utvikling/Resultater/Publikasjoner/>, <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/Forskning-og-utvikling/Resultater/Prosjektrapporter/>

2. Dagens markedsorganisering

Etter energiloven av 1990 ble kraftmarkedet i Norge liberalisert og et fritt marked for kjøp og salg av elektrisitet etablert. Bakgrunnen for dereguleringen var at det tidligere politisk styrte systemet førte til overinvesteringer og ineffektivitet [5] [6]. Fra å være sentralisert og sterkt kontrollert fikk man et engrosmarked med prissensitive markedsaktører som i teorien sikrer tydelige prissignaler for forbruk og produksjon. Høye priser i markedet gir prisinsentiver til ny produksjonskapasitet, mens lave priser forhindrer unødvendige nyetableringer. Markedet innebefattet stadig et større område, og innen 2002 var markedet integrert med det svenske, finske og danske.

I dag har vi tre hovedmarkeder for fysisk kraft i Norden i tillegg til det finansielle:

- Elspot (døgnmarked)
- Elbas (intradagmarked)
- Balansemarkedet

Nord Pool organiserer Elspot og Elbas for Norden, mens Statnett SF i samarbeid med de nordiske systemansvarlige organiserer balansemarkedet. I følgende delkapitler beskrives de viktigste bestanddelene av disse markedene før kapittelet avsluttes med å behandle hvordan handelskapasiteter settes og ubalanser avregnes.

2.1 Nord Pool

Nord Pool er markedsorganisasjon for døgnmarkedet Elspot og intradagmarkedet Elbas. Elspot er et engrosmarked der aktører sender inn bud (MW/time) med netto tilbud eller etterspørsel for hvert budområde senest kl. 12:00 dagen før driftstime. Budene aggregeres til tilbuds- og etterspørselskurver hvor markedskrysset gir systemprisen for en spesifikk time. Markedet klareres med uniform pris for alle aktører som har bydd til gitt systempris eller under. Systemprisen er prisen som hadde blitt realisert hvis det ikke fantes overføringsbegrensninger i kraftnettet. Siden det eksisterer overføringsbegrensninger er markedet delt inn i forskjellige budområder basert på landegrensener og flaskehalsener i nettet. Det er systemansvarlig som bestemmer denne områdeinndelingen. Norge er i dag delt inn i fem prisområder, se figur 2 for oversikt over relevante budområder slik de ser ut i dag.

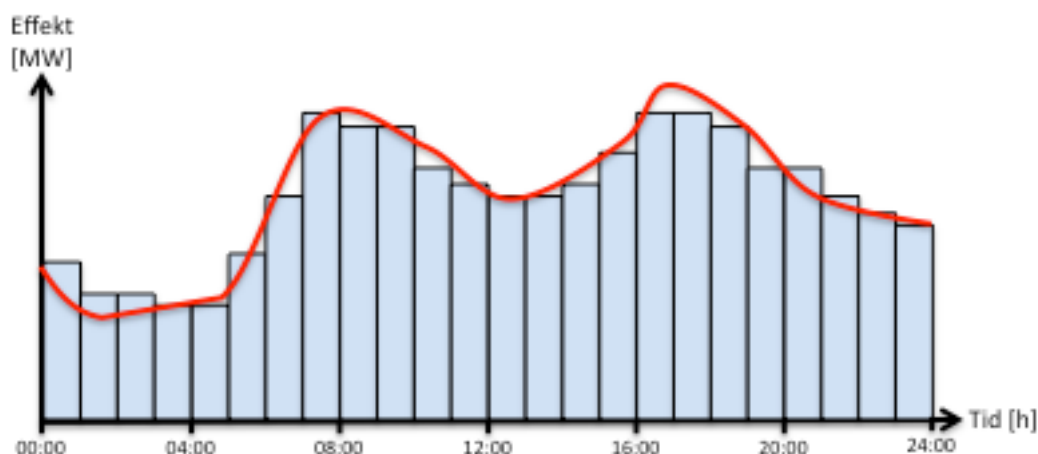


Figur 2: Dagens områdeinndeling i Nord Pool [1].

Systemansvarlig setter tilgjengelig overføringskapasitet (se kapittel 2.4) mellom budområdene dagen før drift, så markedsaktører vet om disse begrensningene mellom områdene før de gir bud i Elspot. Elspot bruker det som kalles implisitt auksjon for å håndtere disse begrensningene. Med implisitt auksjon blir flytbegrensningene mellom prisområder kombinert med budene i Elspot i en optimeringsmodell som søker å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd gitt begrensningene [7]. Ved hjelp av prisdifferensiering sørger auksjonen for at elektrisiteten flyter fra områder med overskudd av produksjon til områder med underskudd. I områder med for liten produksjon og importkapasitet til å dekke etterspørselen ved systempris, blir prisene høyere for å stimulere til økt produksjon og/eller lavere forbruk. På samme måte vil områdeprisen bli relativt lavere i prisområde med kraftoverskudd og en markedsløsning oppstår. Denne markedsklareringsalgoritmen kalles Coordinated Net Transfer Capacity (CNTC).

Elspotprisene publiseres kl. 13:00 dagen før levering og forplikter aktører som får tilslag til å levere til avtalt tid og sted. Aktører har likevel en vis fleksibilitet i og med at de leverer netto bud, og kan justere egen produksjon og forbruk i et budområde for å balansere egne forpliktelser ved en hendelse. Innen kl. 19:00 dagen før levering må aktører levere produksjonsplaner til Statnett, men disse kan også endres frem til 45 minutter før driftstid.

Elbas er intradagmarkedet i Nord Pool. Intradagmarked betyr at markedet kjører samme dag som varen skal leveres. Dette tilbyr aktørene en mulighet til kontinuerlig handel for å møte produksjonsforpliktelsene. Handel gjøres døgnet rundt inntil en time før levering og klareres *pay-as-bid*³. Kontrakten er fysisk levering og dekker Norden, Baltikum, Tyskland og Benelux. Det finnes tilsvarende markeder som Elspot og Elbas over hele Europa, som i denne oppgaven får fellesbetegnelsen energimarkeder.



Figur 3: Grafisk fremstilling av planlagt og faktisk produksjon i driftstid. Lyseblå søyler representerer planlagt produksjon i Elspot, mens rød linje representerer faktisk produksjon i driftstid.

³ *Pay-as-bid*: Aktører betaler/får betalt for budet de har gitt til kjøp/salg, og klareres fra markedet.

2.2 Balansemarkedet

Systemansvarlig har ansvar for at produksjon og forbruk alltid er i balanse til enhver tid. Forstyrrelser i denne balansen fører til uønskede frekvensforstyrrelser (se kapittel 5). For å være forberedt på hendelser som fører til slike ubalanser har systemansvarlig tilgang til systemtjenester som delvis er markedsbaserte, og delvis vedtaksbaserte. De markedsbaserte behandles her som balansemarkedet, og kalles også reserver.

Selv om markedet skaper likevekt i planfasen i Nord Pool vil systemet kontinuerlige være utsatt for påvirkninger som værrelaterte forbrukssvingninger, utfall av produksjonsanlegg eller utfall av nettkomponenter [8] som kan forstyrre balansen. Balansering refererer til situasjonen etter at energimarkedene har stengt, og aktiveres etter behov. Balansemarkedet deles inn etter responstid, og heter primær-, sekundær- og tertiærreserver.

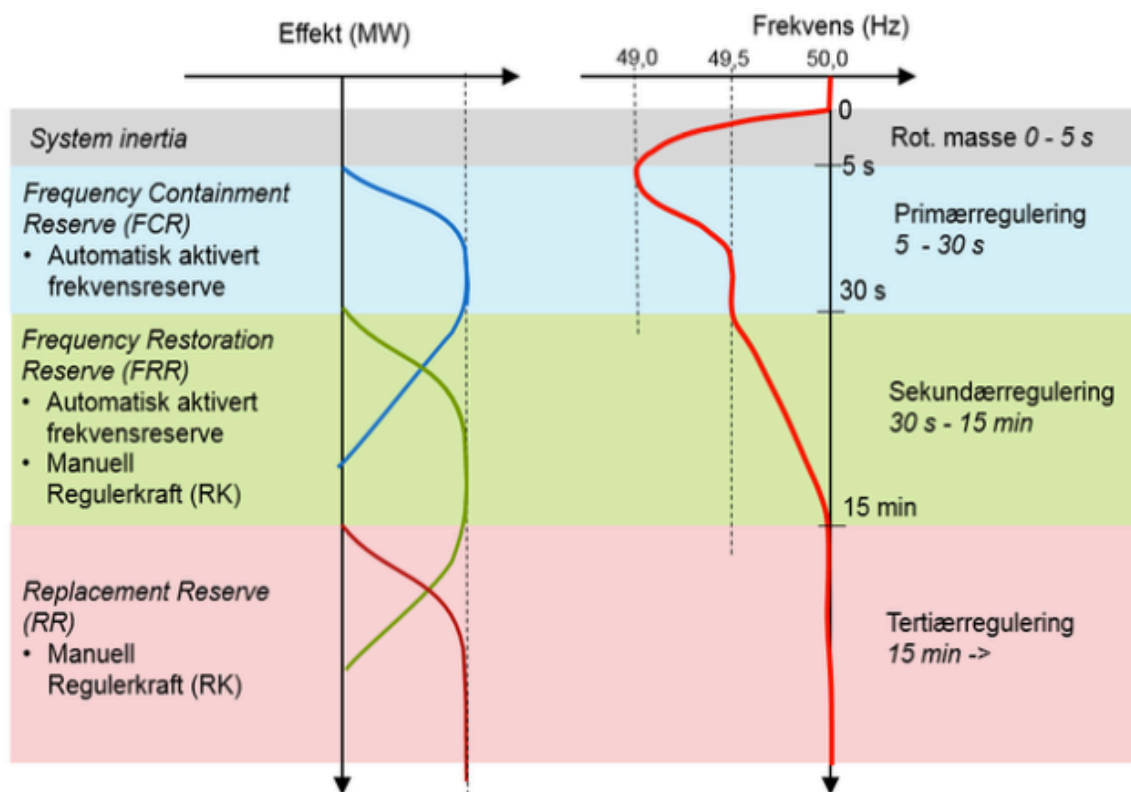
Primærreserver er spinnende reserver anskaffet av systemansvarlig for å motvirke avvik i balansen. Primærreserven er delt opp i grunnleveranse alle produsenter må levere, og en markedsbasert løsning kalt Frequency Containment Reserves (FCR). Grunnleveransen er bestemt av en maksimal statikkinnstilling⁴ for kraftprodusenter. Dette sikrer en distribuert minimumsleveranse av primærreserver fra elle roterende masser i systemet [9].

Den markedsbaserte primærreserven FCR er delt inn i reserver for normaldrift (FCR-N) og for forstyrrelser (FCR-D). Med et frekvensavvik på $\pm 0,1$ Hz fra 50 Hz starter FCR-N automatisk for å forhindre større avvik. Ved frekvens under 49,9 blir FCR-D aktivert. FCR anskaffes på et kapasitetsmarked med uniform pris i hvert prisområde. Minimumsbud er 1 MW og full aktiveringstid (FAT) er 30 sekunder. Bare symmetriske bud (både opp- og nedregulering) er akseptert for FCR-N, og bare oppreguleringsbud er akseptert for FCR-D. Det finnes et uke- og et døgnmarked der ukebud må leveres fredag kl. 13:00 før relevante uke og budfrist for døgnmarkedet er kl. 18:00 dagen før leveranse[9].

Sekundærreserver er spinnende reserver i nettet med litt lenger aktiveringstid enn primærreserver. De kalles automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR) og hovedmålet er å hente tilbake frekvensen til 50 Hz etter at primærreserven har reagert på en hendelse, så primærreservene blir frigjort til å håndtere nye hendelser. aFRR kan være en konsument eller produsent som automatisk regulerer forbruk/produksjon ved behov. Siden 2013 har aFRR vært anskaffet nasjonalt i Norge, men et nytt felles nordisk marked er under utvikling, og skal være klart til oppstart i 2018. I denne oppgaven beskrives de viktigste trekkene ved dette felles markedet, slik det foreløpig er beskrevet [10], sammen med de andre reservene i tabell 1.

⁴ *Statikk*: Momentan effektreserve i en elektrisk generator. Angis i prosent av generatorens merkeeffekt.

Tertiærreserver kalles også regulerkraft, og benyttes til to hovedformål. Det første er frekvensregulering i likhet med primær- og sekundærreserver, men med lengre aktiveringstid med opp mot 15 minutter FAT. Det andre formålet er for å håndtere regionale og mellomnasjonale flaskehalser ved å holde kraftoverføringen innenfor akseptable grenser [11]. Størrelse på tertiærreserven er bestemt gjennom den nordiske systemdriftavtalen Nordic System Operation Agreement (SoA) og er lik dimensjonerende feil for sitt delsystem. Dimensjonerende feil i Norge er 1200 MW, men det er satt et særegent norsk krav om ytterligere 500 MW for håndtering av større ubalanser [12].



Figur 4: Illustrasjon av responstid for reservene og påvirkning på frekvens [13].

Tertiærreserver er delt inn i to markeder, regulerkraftmarkedet (RKM) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKM er felles for det nordiske kraftsystemet der budene aktiveres etter samme modell som Nord Pool, med pris som første kriterium så lenge det ikke oppstår flaskehalser. Minimum varighet for bud er en time og tilbys i MW med budfrist kl. 21:30 dagen før leveranse. Nye bud eller korreksjoner av tidligere bud må være innsendt Statnett senest 45 minutter før hver driftstid [14].

RKOM er et kapasitetsmarked i Norge hvor tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i RKM. Det er delt inn i RKOM-sesong og RKOM-uke. I RKOM-sesong handles det i opsjoner med varighet for vintersesongen (oktober – april), hvor behovet er størst. Både produksjon og forbruksutkobling kan tilbys i begge markeder. Behovet prøves og volum settes i forkant av hver sesong og uke [15].

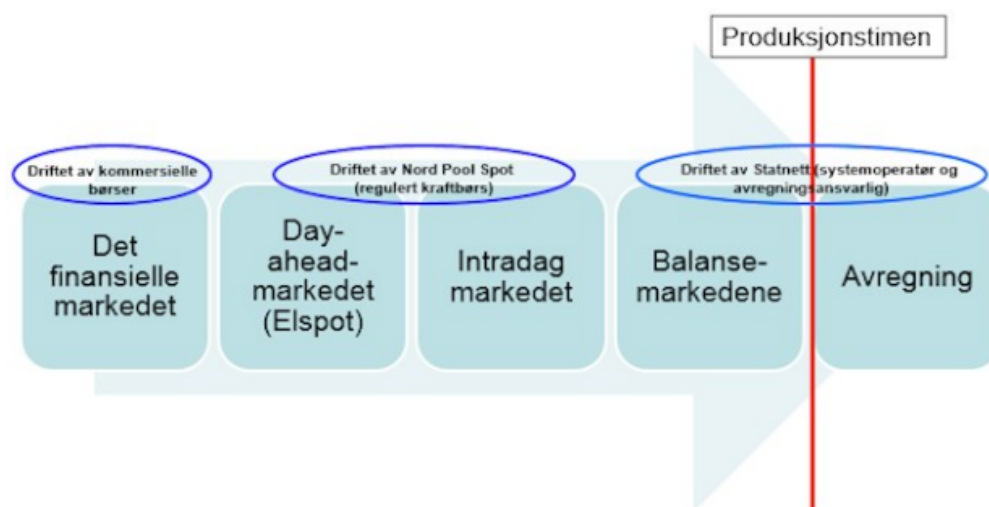
Tabell 1: Oversikt over nøkkelfakta for dagens balansemarked.

	Primærreserver		Sekundærreserver	Tertiærreserver	
	FCR-N	FCR-D	aFRR	mFRR RK	mFRR RKOM
Balanserer	Frekvensavvik		Frekvensrestorering	Energibalanse	
Aktivering	± 0,1 Hz	< 49,9 Hz	Pro-rata	Manuelt	
Aktiveringstid	FAT 30 sek.		FAT 2 min.	FAT 15 min.	
Størrelse	214 MW	354 MW	~300 MW	1700 MW	
Retning	Symmetrisk	Opp	Asymmetrisk	Asymmetrisk	Opp
Klarering	Uniform pris		Pay-as-bid	Uniform pris	
Budstørrelse	Min. 1 MW		Multipler av 5 MW	Min. 10 MW	Min. 1 MW
Markedsperiode	Døgn og uke	Døgn	Døgn	Døgn	Uke og sesong
Produktstørrelse	1 time / timer	1 time	per ISP	Kvarter og time	Timer
Handels-stopp	Døgn: 18:00 D-1		20:00 D-2	21:30 D-1	Uke: fredag før

I tillegg til nevnte markeder kjøper Statnett tilgang til effekt gjennom bilaterale avtaler som er langsiktige avtaler mellom Statnett og leverandører.

2.3 Det finansielle markedet

Det er en nær sammenheng mellom de fysiske kraftmarkedene og det finansielle markedet. Gjennom det finansielle markedet får aktørene mulighet til å handle med kraftderivater for prissikring og risikostyring på mellomlang sikt. I det finansielle markedet medfølger det ingen krav om fysisk levering og tekniske begrensninger i nettet blir ikke tatt hensyn til. Dette fører til at aktører kan delta i markedet og en høyere likviditet som gir en god indikasjon på hva den fremtidige kraftprisen vil bli [16]. Derivatene som handles er forwards, futures, opsjoner og Contract for Difference (CfD). CfD er produkter for perfekt sikring i det finansielle markedet som forwards og futures ikke kan gi. Forwards og futures er basert på systempris, mens CfD reflekterer markedets antagelse om prisforskjell mellom systempris og områdepris.



Figur 5: Illustrasjon av markedssegmentene og hvordan de følger hverandre tidsmessig [17].

2.4 Handelskapasiteter

I Norge er det Statnett som bestemmer tilgjengelig overføringskapasitet i kraftledninger mellom budområdene i Nord Pool. Denne kalles netto overføringskapasitet:

$$NTC = TTC - TRM$$

NTC: netto overføringskapasitet (Net Transfer Capacity)

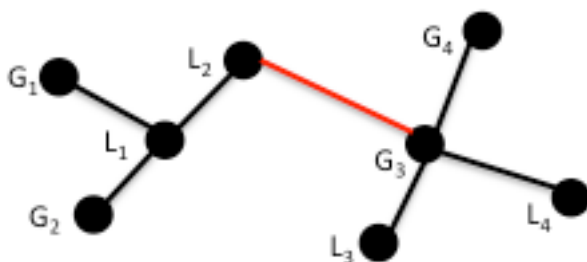
TTC: total overføringskapasitet (Total Transfer Capacity)

TRM: pålitelighetsmargin (Total Reliability Margin).

TRM er vanligvis en administrativt satt grense [18] som skal ta hensyn til utilsiktede avvik som kan skje i den fysiske strømflyten. TTC er den maksimale mulige overføringskapasiteten mellom to områder gitt sikkerhetsstandarder og systemansvarligs kraftflytanalyse. Analysen gjøres gjennom en modell hvor faktorer som temperatur, vær, mulige brudd i nettverket, import/eksport, lastgrenser, koblingsbildet og geografisk plassering av produksjon og forbruk er viktige parametere [19]. Målet er å maksimere overføringskapasitet tilgjengelig for døgnet samtidig som man opprettholder leveringssikkerhet hvis enkeltkomponenter skulle falle ut (N-1 kriteriet).

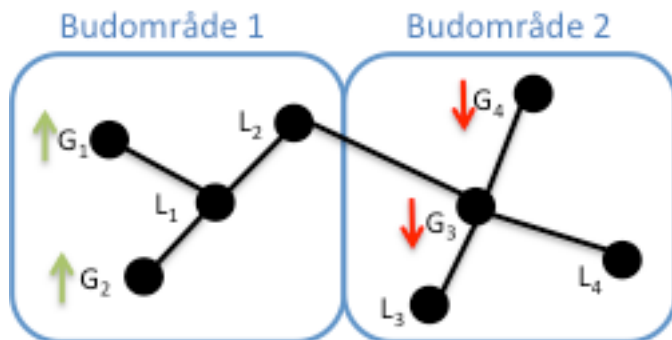
Handelskapasitet mellom budområdene for hver time kommende dag blir offentliggjort av Statnett kl. 10:00. Ved handelsstopp i Elspot kl. 12:00 bruker Nord Pool NTC som begrensninger i sin markedsklarende algoritme. Hvis det oppstår en begrensning mellom ønsket overføring i markedet og NTC, representerer det en flaskehals. Det oppstår da forskjellig pris mellom de to områdene som forklart i delkapittel 2.1. Denne markedsklareringen beskriver ikke bare Norge, men også mange europeiske markeder [18].

Flaskehalsbehandling er en viktig del av å sette handelskapasiteter. I det nordiske markedet er det to hovedmetoder for flaskehalsbehandling, markedssplitting og spesialregulering [20]. La oss se på et forenklet kraftsystem i figur 6 for å forklare forskjellene mellom de. Her har generator 1 og 2 høyere marginalkostnader enn generator 3 og 4, så de priser seg høyere i markedet. Handelskapasiteten mellom last 2 og generator 3 er begrenset og representerer en flaskehals i systemet.



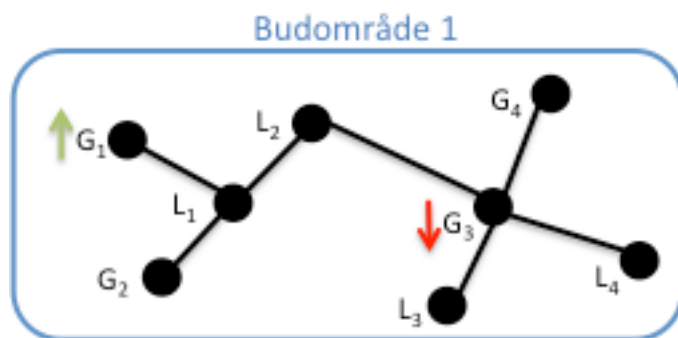
Figur 6: Forenklet nettmodell med generatorene (G_x) og last (L_x) koblet sammen via transmisjonsledninger. Rød strek illustrerer en flaskehals i systemet.

Markedssplitting er å dele markedet inn i flere budområder for å reflektere flaskehalsene bedre. Budområdene fastsettes i dag av Statnett etter vurdering av hvor i nettet det forventes store overføringsbegrensninger over en lengre periode [21]. Se figur 7 for hvordan en slik markedssplitting kan se ut.



Figur 7: Ved markedssplitting deles kraftsystemet inn i to budområder og flaskehalsen løses ved to forskjellige priser i de to områdene som insentiverer G1 og G2 til å produsere mer, og G3 og G4 til å produsere mindre.

Spesialregulering er når Statnett beordrer produksjon opp eller ned utenom prisrekkefølge i RKM. Ved spesialregulering velger systemansvarlige relevante bud i regulerkraftmarkedet på hver sin side av en intern flaskehals i et budområde så produksjon økes på underskuddsiden og senkes på overskuddsiden [22]. Men hvis budområdene reflekterer flaskehalsene på en god måte vil behovet for slike spesialreguleringer reduseres.



Figur 8: Ved spesialregulering velger systemansvarlig regulerkraftbud fra G1 om oppregulering og G3 om nedregulering for å løse flaskehalsen.

Når det oppstår flaskehals, oppstår det også flaskehalsinntekter for systemansvarlig. Flaskehalsinntekter er inntekter som oppstår når kraft overføres mellom områder med forskjellig kraftpris. Disse inntektene fordeles likt mellom systemansvarlige på hver side av flaskehalsen, og går tilbake til investeringer i nettet. Systemansvarlig har også andre virkemidler for flaskehåndtering, som produksjonstilpasning, benyttelse av systemvern eller forandring av koblingsbildet [21].

Det er systemansvarlig som eier overføringsrettighetene i nettet. Overføringsrettigheter er rettighetene til å overføre elektrisitet (MW) på en overføringslinje i en gitt tidsperiode. I det nordiske synkronområdet gir ikke de systemansvarlige ut overføringsrettigheter eksplisitt, de gjøres tilgjengelige for markedet gjennom implisitte auksjoner i Nord Pool. Alternativt kan systemansvarlig eksplisitt utgi rettighetene i form av finansielle Transmisjonsrettigheter (FTR) eller fysiske transmisjonsrettigheter (PTR). FTR er rene finansielle produkter for hedging av prisforskjeller mellom prisområder. PTR gir rettigheten til en markedsaktør for å bruke en fysisk kapasitet (MW) over en gitt periode. De fleste systemansvarlige gir ut FTR på grenseovergangene sine [23].

2.5 Balanseavregning

Balanseavregningen i Norden ble fra 1. Mai 2017 felles for Norge, Sverige og Finland. Avregningen håndteres av sSett Oy som er et felles selskap eid av de berørte systemansvarlige [24]. Balanseavregning handler om hvor vidt en balanseansvarlig aktør (BRP) har vært i balanse i forhold til levert produksjonsplan. For å få tilgang til engrosmarkedet i Norden må Balanseavtale underskrives og frister overholdes. Produksjonsplan må leveres kl. 19:00 dagen før driftsdøgnet, og oppdatert produksjonsplan senest 45 minutter før driftstime. Bud til RK-markedet og bilaterale avtaler må også rapporteres senest 45 minutter før driftstime. Når en aktør går inn i en driftstime, men ser at han ikke kan innfri forpliktelsene sine må han kjøpe eller selge i intradagmarkedet for å komme i balanse. Hvis aktøren ikke gjør det og det blir ubalanse mellom rapportert volum og faktisk volum medfører det kostnader for systemansvarlig i form av balanseringskostnader. BRP er finansielt ansvarlig for ubalanser i sin portefolio, så denne kostnaden overføres til BRP. Prising av ubalanser foregår i to separate ubalanser, en for produksjon, og en for forbruk og handel.

Oppgjøret for produsenter følger et toprissystem, der avvik som går mot systembalansen straffes. Dersom systemet er i underskudd og en produsent produserer mer enn meldt i produksjonsplan vil aktøren bli betalt spotpris for sin overskuddskraft. I motsatt tilfelle vil en produsent som produserer mindre enn meldt i produksjonsplan bli avkrevd RK-pris for å dekke kostnaden av underskuddet som systemansvarlig må besørge. Ved oppregulering er RK-pris vanligvis høyere enn spotpris så produsenten blir dermed straffet for å være i ubalanse. I motsatt tilfelle med system i overskudd og behov for nedregulering vil produsenter som har produsert for mye i forhold til produksjonsplan få betalt RK-pris, mens aktører som har produsert for lite må betale spotpris. I dette tilfellet er RK-pris lavere enn spotpris, og aktøren som motvirker systembalansen straffes. Det vil si at BRP får den dårligste prisen av de to uansett, noe som er ment som et insentiv for BRP til å overholde sine produksjonsplaner [25]. Se tabell 2 for avregning.

Tabell 2: Avregningsmodell for produsentubalanse.

Produsentubalanse	Systemunderskudd	Systemoverskudd
Underbalansert	Får RK-pris	Får Spotpris
Overbalansert	Betaler Spotpris	Betaler RK-pris

Forbrukere følger et en-prissystem, der RK-prisen er gjeldende uavhengig om de går med eller mot systembalansen, se tabell 3 for avregning.

Tabell 3: Avregningsmodell for forbrukerubalanse.

Forbrukerubalanse	Systemunderskudd	Systemoverskudd
Underbalansert	Får RK-pris	Får RK-pris
Overbalansert	Betaler RK-pris	Betaler RK-pris

3 Politiske trender

Politikk er avgjørende premissleverandør for kraftsystemet. I dette kapittelet behandles det forfatteren anser som de to viktigste trendene for kraftsystemet; subsidiering av fornybar energi og en stadig utvikling av det felleseuropeiske indre elektrisitetsmarkedet.

3.1 Uregulerbar fornybar energi i kraftmiksen

Med bakgrunn i klimakrisen og behovet for å redusere klimagassutslipp fra fossile energikilder er det satt i gang støtteordninger for å fasilitere en omlegging fra fossilt til fornybar energi. Spesielt viktig lovgivning er EUs fornybardirektiv 2001/77/EC som fremmer elektrisitet produsert av fornybar energi i det indre markedet. I det nyeste forslaget til det reviderte direktivet fastsettes et bindende mål på minst 27% fornybarandel i forbruket for EU samlet innen 2030 [26]. Støtteordninger som Feed-in tariff, Feed-in Premium, kvotepliktighet eller grønne sertifikater er de tradisjonelle instrumentene myndigheter har for å nå målene. Felles for de er at de gir produsentene en ekstra inntektskilde så fornybar energi kan konkurrere med de tradisjonelle teknologiene på pris.

I 2014 ble 27,5% av total elektrisitetsproduksjon i EU levert av fornybare kilder. Samme året kom 86% av nyinstallert effekt fra fornybar energi, og det er niende året på rad hvor fornybar energi stod for over 55% av nyinstallert kapasitet [27]. Vindkraft, solkraft og bioenergi er de største driverne for skiftet [28]. Se figur 9 for utviklingen i EU-28 fra 2004 til 2014.

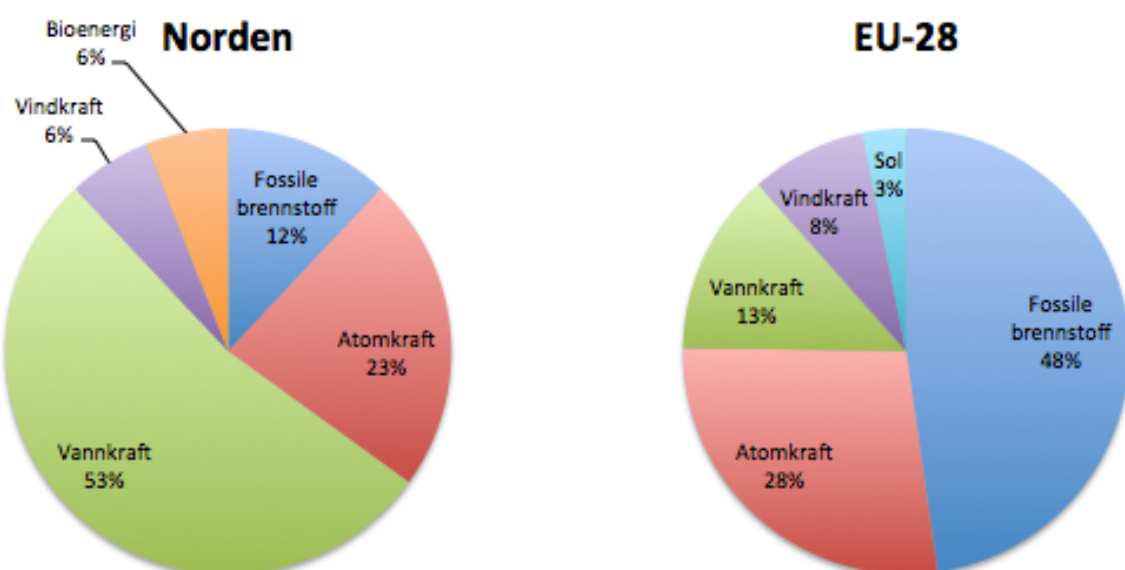


Figur 9: Elektrisitet produsert av fornybare kilder i EU-28 fra 2004 til 2014 [28]

Norge er bundet til EUs klimamål gjennom EØS-avtalen. For å bidra til økt fornybar kraftproduksjon har derfor Norge i samarbeid med Sverige innført en felles støtteordning med elsertifikater, ofte omtalt som grønne sertifikater. Samlet mål for ny produksjon er 28,4 TWh innen år 2020. Norge er ansvarlig for finansieringen av 13,2 TWh, og Sverige 15,2 TWh av målet, uavhengig av hvor produksjonen er lokalisert. Per 1. januar 2017 er det satt i drift og godkjent anlegg med normalårsproduksjon på 17,8 TWh [29].

Samtidig som fornybar energi får en stadig viktigere posisjon i kraftsystemet går atomkraft en usikker tid i møte. Atomkraft er en viktig grunnlastleverandør. Av ulike grunner har enkelte land bestemt seg for å slutte med atomkraft, mens andre fortsetter utbyggingen. Per i dag har Sverige tre atomkraftverk med samlet effekt på 9102 MW som står for ca. 40% av landets elektrisitetsproduksjon. Innen utgangen av 2020 er 2260 MW planlagt pensjonert, og det foreligger foreløpig ingen konkrete planer om å erstatte disse. Finland har i dag fire operative atomkraftverk som i 2015 leverte 33,8% av elektrisitetsproduksjonen deres. Et nytt atomkraftverk på 1400 MW er under bygging og forventes å være ferdigstilt innen 2018. I tillegg er det søkt om godkjenning av ytterligere et atomkraftverk, som det forventes at myndighetene skal behandle innen 2018 [30]. Tyskland har besluttet å fase ut all atomkraft innen 2020. Det vil si at 10 728 MW fases ut, noe som er tilsvarende ca. 14% av elektrisitetsproduksjonen i Tyskland.

Selv om trenden mot stadig høyere andel fornybar energi synes å være tydelig [27, 31], ser elektrisitetsmiksen i Norden og EU veldig forskjellige ut. Den største forskjellen ligger i andel fossil- og vannbasert kraftproduksjon. I Norden kommer over 50% av produksjonen fra vannkraft, mens tilsvarende tall bare er 13% i EU. I EU er det fossile brennstoff som dominerer med 48%, mens det kun står for 12% i Norden. Dette påvirker også hvordan markedet burde designes, noe som behandles i følgende kapitler.



Figur 10: Elektrisitetsproduksjon etter kilde i Norden og EU-28 i 2013 [32].

3.1.1 Karakteristikk uregulerbar fornybar energi

Med stadig større utbygging av fornybar energi blir noen markedsutfordringer tydeliggjort, mens nye problemer dukker opp. Vind- sol- og elvekraftverk uten reservoar har spesiell karakteristikk som kan være krevende for markedsintegrering [4]:

1. *Effektusikkerhet*: tilgjengelig effekt er til enhver tid avhengig av værforhold, som naturligvis varierer. Langsiktig tilgjengelighet har sesong- og døgnbasert variasjon.
2. *Prognoseusikkerhet*: det er vanskelig å nøyaktig forutse tilgjengelig effekt i fremtiden. Prognoseusikkerhet gjør produksjonsplanlegging vanskelig og feilaktige produksjonsprognoser øker [33].
3. *Kostnadsstruktur*: UFE har ikke brenselskostnader og har generelt lave/null kortsiktige marginalkostnader⁵. Samtidig er gjerne investeringskostnadene høyere, noe som er motsatt av tradisjonelle teknologier[34]. Denne kostnadsstrukturen fører til svært forskjellige utgangspunkt for aktørene i markedet.
4. *Lav kapasitetsfaktor*⁶: UFE leverer full effekt en liten del av året, så det er vanskelig å beregne deres bidrag til ressurstilretteleggelse. Selv om det installeres et høyt antall MW med UFE, vil de ikke produsere en tilsvarende mengde MWh som tilsvarende termiske kraftverk gjerne gjør.
5. *Desentralisert*. UFE utvikles gjerne der ressurstilgangen er størst, og ikke nødvendigvis der etterspørselssentrene er.
6. *Elektrisk frikoblet*: Sol- og vindkraft har ikke synkrongeneratorer som er koblet til resten av systemet via felles frekvens, men er gjerne koblet via en inverter.

Konsekvensen av en stadig høyere andel UFE i kraftmiksen er større variasjon og usikkerhet rundt produksjon. Netto last⁷ i systemet varierer med levert effekt som på grunn av prognoseusikkerhet er vanskelig å forutse. Hvis vinden eksempelvis slutter å blåse i et vindkraftintensivt kraftsystem kan det føre til stor variasjon i netto last fra et øyeblikk til det neste.

3.2 Integrering og harmonisering med Europa

Historisk har de europeiske elektrisitetssystemene vært bygget opp av selvstendige nasjonale system, med mellomnasjonale forbindelser for utveksling av kraft i krisesituasjoner. EU har introdusert energipakker fra 1996 og frem til i dag for å sikre konkurranse, energisikkerhet og samfunnsøkonomisk overskudd gjennom et felles internt europeisk elektrisitetsmarked (European Internal Market – EIM) [35] [26]. Som et ledd i å nå målet har Europakommisjonen promotert "Target Model" for elektrisitetsmarkeder for å fasilitere grensefri handel over hele Europa.

⁵ *Kortsiktige marginalkostnader*: løpende driftskostnader (f.eks arbeidskraft, produktinnsats) ved å produsere en enhet til [Bye – vannkraft].

⁶ *Kapasitetsfaktor*: Forholdet mellom oppnådd årsproduksjon og den produksjonen kraftverket ville ha oppnådd med konstant full ytelse gjennom hele året [SNL].

⁷ *Netto last* = last – uregulerbar produksjon + planlagt utveksling (eksport – import)

Keay [36] oppsummerer implementeringen av target model som basert på to prinsipper; energy-only regionale markeder og flytbasert markedskobling. Disse prinsippene diskuteres i kapittel 6.

Det interne europeiske markedet skal fasiliteres av blant annet ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) og utviding av mandatet til ENTSO-E (The European Network of Transmission System Operators). ENTSO-E er en sammenslutning av 41 europeiske kraftsystemoperatører som har som ansvar for å fasilitere EIM og sørge for optimal drifting av dette i henhold til EUs energipolitikk. Dette gjøres blant annet gjennom tiårsplaner for nettutvikling som gis ut hvert andre år, utarbeidelse av nettverkskoder og fasilitering av samarbeid mellom systemansvarlige. ACER er et byrå for samarbeid mellom nasjonale reguleringsmyndigheter. Det overordnede formålet til ACER er å utfylle og koordinere de nasjonale energiregulatorenes arbeid på EU-nivå, og jobbe mot et felles energimarked for elektrisitet og naturgass i EU. Som Norges reguleringsmyndighet deltar NVE foreløpig bare uformelt i ACERs arbeidsgrupper.

For å gjennomføre EUs tredje energimarkedspakke utarbeider ENTSO-E og ACER "Network codes" og "Guidelines" som Norge gjennom EØS-regelverket også er bundet av. Reglene kan organiseres i tre forskjellige grupper:

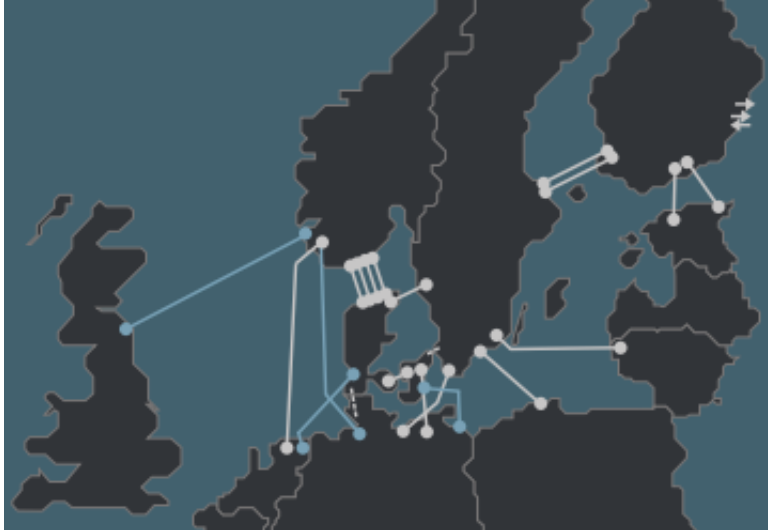
- *Connection Codes*, som regulerer koblingskrav for produsenter og store krav samt HVDC-kabler.
- *Operational Codes*, som spesifiserer hvordan systemansvarlig skal operere.
- *Market Codes*, som skal sørge for harmonisering av de individuelle markedene i EU.

I kategorien Market Codes har det kommet tre guidelines som er spesielt aktuelt for oppgaven: Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), Forward Capacity Allocation (FCA) og Electricity Balancing (EB). Hovedpoenget er å innføre felles regler for intradag-, døgn- og balansemarkeder i Europa. For å fasilitere dette skal tilgjengelig grensekapasitet mellom systemansvarlige koordineres i en samlet nettmodell som inkluderer estimater av produksjon, last og nettverksstatus på timesbasis gjennom flytbasert kalkulasjon (behandles i kapittel 6). Samfunnsøkonomisk overskudd er styrende prinsipp når bud optimeres i intradag- og døgnmarkedet. FCA legger til rette for hedging gjennom opprettelsen av en felles nettmodell for fremtidig nettkapasitet. Samtidig introduseres en fellesmetode for tildeling av grensekapasitet for balansering. De felles reglene skal sikre økt konkurranse, stabilitet og leveringssikkerhet i markedet.

3.2.1 Kraftnett og mellomlandforbindelser

Som en del av integreringen mot Europa har Statnett investert i utenlandskabler. Det nordiske synkronsystemet er tilkoblet resten av Europa via flere likestrømsforbindelser

(HVDC⁸-kabler). I dag er det installert 1700 MW til Danmark og 700 MW til Nederland. Samtidig er det tatt investeringsbeslutning på 1400 MW til England og 1400 MW til Tyskland som er planlagt ferdigstilt i henholdsvis 2020 og 2021. Mellom det nordiske synkronsystemet og kontinentet er det i dag totalt 7940 MW tilgjengelig kapasitet [37].



Figur 11: Illustrasjon over gjennomførte (grå) og planlagte (blå) HVDC-kabler i Norden [3].

Grunnlaget for investeringer i mellomlandsforbindelser er sammensatte, men kan oppsummeres som følgende [38, 39]:

- Økt forsyningssikkerhet med mulighet for import av strøm til rimelig pris ved stram kraftsituasjon i Norge.
- Økt verdiskapning for Norge fordi vi får mer igjen for kraften når vi har overskudd av den.
- Tilrettelegging for å øke produksjon og forbruk av fornybar energi
- Mer forutsigbar forsyningssituasjon og pris gjennom året og mellom ulike år.

For å ivareta driftssikkerhet er det i dag satt flytendringsrestriksjoner med maksimal hastighet på 30 MW/min per forbindelse. Flytendringer skal gjøres innenfor 10 minutter på hver side av timeskift, noe som gir en flytendring på maksimalt 600 MW per timeskift per forbindelse. Dette kalles rampingrestriksjoner og er bestemt i den nordiske systemdriftavtalen [40].

For systemdriften er det tydelige utfordringer knyttet til utenlandsforbindelser. Den viktigste er hurtigere og større flytendringer som fører til større usikkerhet for systemet [31]. Karakteristikken til UFE gjør at flere aktører optimaliserer portefolien sin nærmere driftstimen noe som fører samtidig til større handel over kablene. Usikkerheten til UFE kombinert med økt handel fører til større og hyppigere flytforandringer i Europa med tilhørende utfordringer som blir introdusert i kapittel 5.

⁸ HVDC: High Voltage Direct-Current

4 Sikre langsiktig Ressurstilstrekkelighet

Den første hovedutfordringen for det Nordiske kraftsystemet som er identifisert i denne oppgaven er langsiktig ressurstilstrekkelighet. Ressurstilstrekkelighet defineres som tilfredsstillende tilgjengelighet av produksjonsressurser for å møte lasten i nettet. Da grunnlaget for dagens marked ble lagt bestod kraftsystemet i stor grad av nasjonale og sentraliserte kraftsystem som sikret sin egen leveringssikkerhet. Gjennom dereguleringen av elektrisitetsmarkedet fjernet man myndighetenes mulighet til å direkte sikre tilstrekkelige ressurser og kapasitetsmargin⁹.

Med UFE blir sammenhengen mellom installert effekt og levert energi usikker. Både vindkraft og solkraft har lav kapasitetsfaktor som kan variere betydelig fra år til år, så det er usikkert hvor mye de bidrar til kapasitetsmarginen. Det finnes per i dag ingen felles enighet om hvor mye installert kapasitet av forskjellige typer teknologi man må ha for å sikre tilstrekkelig produksjon i Norden [3], men analyse av Statnett konkluderer med at det i 2030 vil være perioder med for lite produksjon i nettet til å dekke etterspørselen [39].

Samtidig har integreringen med resten av Europa konsekvenser for hvordan myndigheter tenker om leveringssikkerhet. En studie av ENTSO-E avdekket at en økende andel av landene i EU planlegger å stole på import for å dekke produksjonskravene sine. Også i Norden viser analyser en økt gjensidig avhengighet mellom de nordiske landene, og ut til det europeiske kontinentet. Resultatet er at framtidens kapasitetsmarginer utfordres [3].

4.1 Bakgrunn: manglende prisinsentiver

Det bakenforliggende problemet er at det utdaterte markedsdesignet gir manglende prisinsentiver nødvendige for at markedet skal levere langsiktig ressurstilstrekkelighet. I dette kapitlet behandles først prissetting og prisdrivere i EU og Norden før to viktige prinsipper behandles i de neste delkapitlene.

Marginalprisen i markedet i EU varierer over tid. Ifølge Joskow [41] er det tre grunner til det:

1. Etterspørselen varierer
1. Lagring er uøkonomisk for de fleste formål
2. Den optimale elektrisitetsmiksen for å balansere tilbud og etterspørsel er en kombinasjon av ulike teknologier med ulike kostnadsstrukturer.

Prissetter i markedet er svært ofte kull eller gass, så råvare- og forurensningskostnader er avgjørende for kraftprisene. I Norge og Norden som i stor grad har en vannkraftbasert elektrisitetsmikse foregår prissettingen litt annerledes. De variable

⁹ *Kapasitetsmargin*: differansen mellom tilgjengelig produksjonskapasitet og forbruk.

kostnadene til vannkraft er svært lave, og innsiget av vann kan lagres. I utgangspunktet skulle man tro at vannkraft alltid kjørte som grunnlast, men på grunn av reservoarene har vannet en alternativverdi ved at det kan lagres og produseres på et annet tidspunkt. For å få mest mulig ut av vannverdien optimaliseres produksjonen innen de begrensningene som ligger i vannkraften. De tre viktigste begrensningene er total vannmengde, reservoarkapasitet og produksjonskapasitet som sammen prissettes, og det oppstår skyggepriser som benyttes til optimal disponering av vannet [16].

Reservoarene brukes til å lagre vann så det kan selges i perioder med høyere verdi. Alle produsenter prøver å optimalisere sin verd slik. Med store lagringsmuligheter utjevnes prisene over tid, men med begrensninger i innsig og magasinkapasitet vil vi også få prisforskjeller over tid. Dette skiller seg fra resten av Europa der termiske kraftverk, og i en viss grad UFE dominerer.

4.1.1 Hybridmarked

UFE sin kostnadsstruktur med høyere investeringskostnader og lavere marginalkostnader enn tradisjonelle teknologier gir noen nye utfordringer for markedet. Selv om utviklingen i teknologiene er stor, når de generelt ikke nettparitet¹⁰ uten subsidier. Siden det er politisk vilje for å bære disse ekstrakostnadene på grunn av de positive eksternalitetene ved å erstatte tradisjonelle kraftprodusenter med fornybare er resultatet det Roques [42] kaller et hybridmarked.

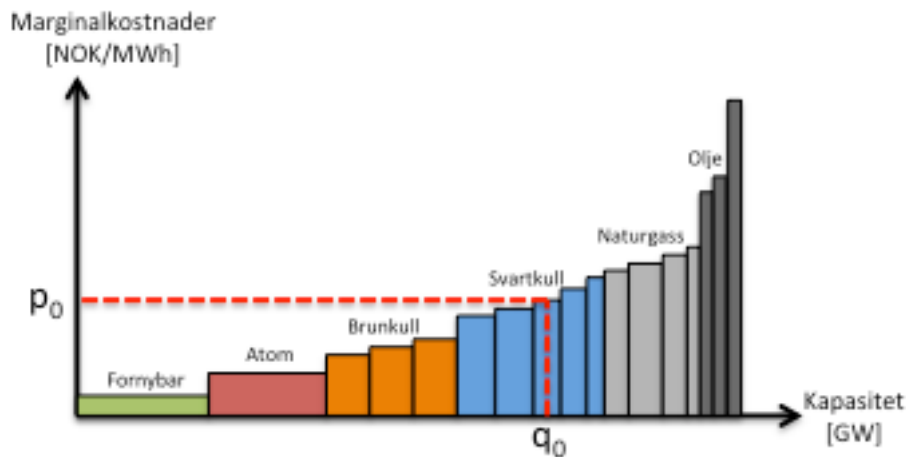
Et hybridmarked kjennetegnes med "to-steps konkurranse". Det er først en konkurranse om å være med i markedet via fornybarsubsidiering etterfulgt av en konkurranse om å delta i energimarkedet. Problemet er at de subsidierte teknologiene og de tradisjonelle teknologi konkurrerer i samme energimarked med ulikt utgangspunkt og ulik påvirkning på kraftsystemet (behandles i kapittel 5). Tradisjonell teknologi må skaffe full inntjening i energimarkedet, mens fornybar teknologi får ekstra inntjening utenfor markedet i tillegg. Mekanismer som subsidiering av fornybar energi og kapasitetsmarkeder er en markedsinnblanding som fører til ineffektivitet.

Denne bevegelsen mot et hybridmarked er et produkt av myndigheters innblanding i produksjonsmiks og behov for å garantere leveringssikkerhet. Så lenge klimapolitikken står er det vanskelig å se en vei utenom denne bevegelsen, noe som også fører til et behov for justeringer i markedsdesign. Det trengs klare prosedyrer for å minimalisere risiko knyttet til usikkerhet rundt markedet for å ikke ha en uheldig effekt på investeringer.

¹⁰ *Nettparitet*: teknologi kan produsere elektrisitet til samme eller lavere energikostnad over levetiden (LCOE) som prissettende aktør i markedet.

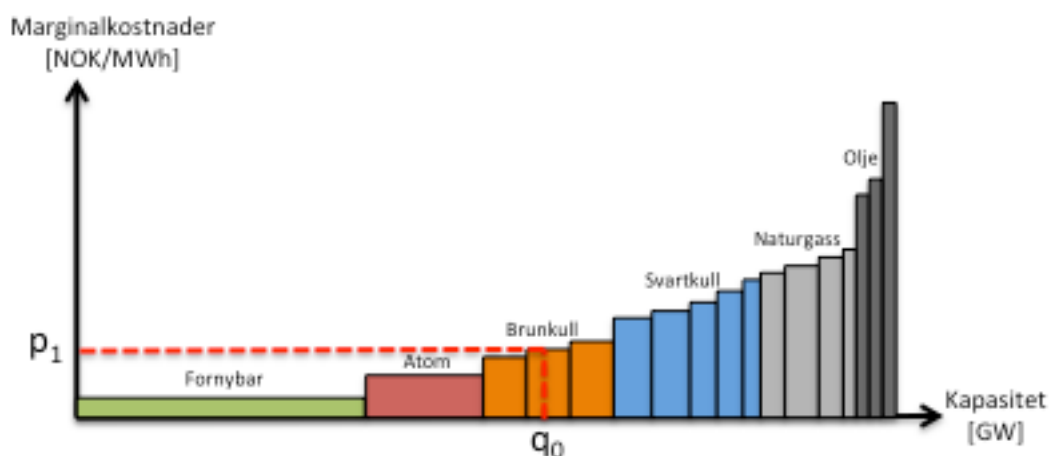
4.1.2 Missing Money Problem

I likhet med Nord Pool opererer de fleste energimarkedene i Europa med marginalbasert uniform prissetting. Økonomisk teori forteller oss at aktører i kortsiktig perspektiv er villig til å produsere så lenge de dekker kortsiktige marginalkostnadene. Ulike teknologier og generasjoner av disse har ulike marginalkostnader som danner en aggregert tilbudskurve i energimarkedet (se figur 12). I de fleste perioder vil markedsprisen (p_0) for elektrisitet være på relativt lave nivåer, definert av marginalkostnadene til midrange- eller grunnlastkraftverkene.



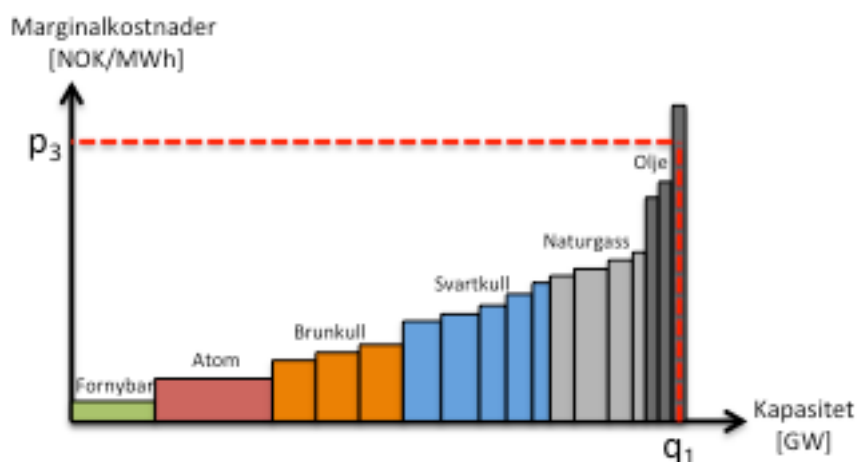
Figur 12: Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i "normalsituasjon" i Europa.

I et slikt marked vil UFE by veldig lavt i energimarkedet for å sikre markedsdeltagelse. Med en signifikant andel slike aktører vil en ny type teknologi med lavere marginalkostnad enn tidligere bli prissettende i markedet (se figur 13). Effekten kalles merit order og konsekvensen er reduserte energipriser (p_1) for alle markedsaktører. I tillegg kommer konsekvensen av redusert solgt volum for kraftverk som balanserer mellom å være ute og inne i markedet, som igjen går ut over inntjeningsmulighetene til slike kraftverk.



Figur 13: Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i periode med høy fornybar produksjon.

I andre perioder kan produksjonen av UFE gå ned og toppplastkraftverk bli prissettende (se figur 14). I dette eksempelet er etterspørselen høyere (q_1). Hvis spotprisen da reflekterer samlede kostnader for å opprettholde en fortjeneste på slike kraftverk fungerer knapphetsprisingen. Utfordringen kommer når det settes et administrativt pristak (p_3) i markedet som ikke reflekterer den estimerte prisen konsumenter ville vært villige til å betale for unngått leveringsbrudd (Value of Lost Load)[43, 44]. Med priser som ikke reflekterer kostnadene forhindrer man inntjeningsmuligheter for toppplastkraftverk, noe som truer opprettholdelsen av slike kraftverk samt investering i nye.



Figur 14: Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i periode med lav fornybarproduksjon.

I litteraturen heter det "Missing Money Problem" når energimarkedet ikke gir tilstrekkelige investeringsinsentiver i kraftsystemet. De vanligste grunnene sitert i litteraturen er lave engrospriser, utilstrekkelig knapphetsprising, inadekvat godtgjørelse av systemtjenester og prisskjermede konsumenter[4, 6, 45-47]. De to siste punktene diskuteres i neste kapittel.

På lang sikt er deltagelse i markedet bestemt av tilfredstillelse av investeringskriteriet¹¹. Aktører må få både driftskostnader og kapitalkostnader dekket, noe som er vanskeligere i et marked sterkt påvirket av merit order effekten. Hvis aktørene ikke får dekket totale kostnader fører dette i ytterste konsekvens til nedleggelse av produksjonsfasiliteter og manglende tilstrømming av nye aktører. Aktører som sitter på investeringer i kraftverk som sliter med fallende lønnsomhet har behov for mye omstendigheter for at de skal

¹¹ *Investeringskriteriet*: Nåverdien av samlede kontantstrømmer må være større enn null.

y: produksjonskapasitet [kWh]
k: kapitalutlegg per enhet ny kapasitet [kr/kWh]
d: marginale driftskostnader [kr/kWh]
p: energipris [kr/kWh]
i: rente

$$NV = \sum_{t=1}^T (py - dy)(1 + i)^{-t} - ky$$

fortsette å levere systemtjenestene som fleksibilitet og reaktiv effekt som systemet er avhengig av [4].

Missing Money Problem var et kjent fenomen før UFE tok en relevant markedsandel, men fornybar energi fungerer som en katalysator på problemet. På grunn av hybridmarkedet konkurrerer ikke tradisjonelle kraftverk og UFE på samme premisser med like inntjeningsmuligheter. På grunn av subsidiene har UFE også insentiv til å produsere strøm i perioder med null- eller negative priser. Subsidiert levert fornybar effekt er uavhengig av energimarkedet og gir ingen insentiver for fornybaraktørene til å handle i kraftsystemets interesse. Effekten er at mens markedsprisen synker, øker de underliggende kostnadene [47]. I Norden er den økende andelen uregulerbar energi, spesielt om sommeren og i perioder med høy vanntilførsel i reservoarer, en viktig driver for synkende priser.

4.2 Markedsløsninger for å insentivere ressurstilrettelegging

I dag har vi et energy-only marked i Norden. Det betyr at kraftmarkedet selv finner den langsiktige markedsbalansen mellom forskjellige produksjonsteknologier, energilagring og forbrukerfleksibilitet. I et energy-only marked forventes det at aktører som tilbyr kapasitet får sin inntjening dekket gjennom knapphetsprising. At markedet ikke greier å tilby tilfredsstillende knapphetspriser kan føre til stor prisvolatilitet og i ytterste konsekvens blackouts.

4.2.1 Kapasitetsmekanismer

Kapasitetsmarkeder arbeider i tandem med energimarkeder for å sikre nok kapasitet i kraftsystemet. Utgangspunktet for et kapasitetsmarked er at det finnes en markedssvikt som gjør at knapphetsprisingen ikke fungerer tilfredsstillende. Spesielt manglende forbrukerfleksibilitet og medfølgende uelastisk etterspørsel er et stort problem [48]. Kraftprodusenter kan uansett ha en verdi for systemet ved å tilby fleksibilitet, og derfor har man kapasitetsmarkeder [47].

Et kapasitetsmarked sørger for at fremtidens ressursbehov blir møtt ved å tilby en ekstra inntekt på toppen av energimarkedsprisen aktører ellers får i bytte mot å opprettholde nåværende kapasitet eller investere i ny. En vesentlig forskjell mellom energy-only eller kapasitetsmarkeder handler om kontroll på kapasitetsmarginene i døgnmarkedet, spesielt i anstrengte perioder. I et energy-only marked er det ingen administrativ kontroll, og det er mer utsatt for kortsiktige svingninger i kraftprisen. Det er i dag 13 EU-land som har ulike former for kapasitetsbetaling [6].

I USA har PJM og ISO New England store kapasitetsmarkeder for å møte ressurskravene i regionene. Priser settes gjennom auksjon i \$/MW-dag eller \$/kW-måned. Bud på eller under markedsklarering får kapasitetsbetaling for å være tilgjengelig, og for levert effekt når de blir aktivert i topplastperioder [49]. Et viktig poeng er at

energieffektiviseringsressurser også får muligheten til å konkurrere med produsenter. Resultater fra PJM og ISO New England har vist at forbrukerfleksibilitet har kunnet konkurrere godt med og hevet seg i markedet mot produsentfleksibilitet for å møte behovene [49].

Erfaringer fra USA viser at hvis et område innfører kapasitetsmarkeder og grenseliggende området fikk selge i det området hadde det en dempende effekt på prisen. Men samtidig gjorde dette at kapasitetsmarginen i naboregionen ble skadelidende med mindre margin [50]. I et tett europeisk kraftsystem kan dette være en relevant utfordring, og det trengs derfor koordinering over landegrensler.

I en spørreundersøkelse blant eksperter i USA [50] svarte 54% av respondentene at målene ved kapasitetsmarkedene var oppnådd, men på en ineffektiv måte. Cramton [51] viser til at historisk har kapasitetsmarkeder blitt innført ineffektivt med store kostnader, så et fremtidig kapasitetsmarked bør utredes av uavhengige eksperter.

Tabell 4: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer for kapasitetsmekanismer

Kapasitetsmekanismer	
Styrke	Utfordringer
+ Gir inntjeningsmuligheter for ønskede ressurser	- Bakgrunn for hybridmarked
+ Transparent kontroll over problemet	- Kan være ineffektiv måloppnåelse

4.2.2 Strategiske reserver

En mulighet for å sikre ressurstilstrekkelighet er strategiske reserver i tillegg til et energy-only marked. Det er i dag en rekke land som har strategiske reserver som er tilgjengelige i knapphetsperioder hvor markedet ikke kan tilfredsstillte etterspørselen. Dette fungerer utenfor spot- og balansemarkedene og blir administrativt satt inn i enkelte knapphetsperioder for å forhindre for høye priser eller utkobling.

Problemet med strategiske reserver er at dersom hvert land vurderer sin leveringssikkerhet isolert uten å ta hensyn til mellomlandsforbindelser kan dette medføre overkapasitet som bidrar til lavere priser og insentiver for å investere i fleksibilitet. Dette er akkurat det motsatte av hensikten til reservene.

Tyskland er under press fra lavere kapasitetsmargin og har valgt å gå for strategisk reserve for å løse dette. Dette er sett på som en vanlig løsning for et mildt missing money problem [43]. Som følge av denne avgjørelsen er Tyskland nå under etterforskning for brudd på konkurranselovgivning med ulovlige subsidier[52]. Det gjenstår å se hvordan EU behandler dette før en avgjørelse om strategiske reserver kan gjennomføres.

Tabell 5: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved strategiske reserver.

Strategiske reserver	
Styrke	Utfordringer
+ Gir myndigheter kontroll over kapasitetsmarginen	- Ikke markedsstyrt, kan være lett å overestimere behovet - Kan føre til høyere fleksibilitetspriser

4.2.3 Kostnadsfunksjon og ekstrabetalinger

En måte å sikre kostnadsinntjening for ønskede aktører å spesifisere kostnadsfunksjonen i budene til energimarkedene. Dette gjøres ved å spesifisere oppstartskostnader i tillegg til minimum og maksimum volum til en korresponderende variabel kostnad. Så er det opp til markedsklareringen å optimere alle kraftverk og velge når produksjonen starter og stopper. Dette synes å passe termiske kraftverk godt og kan ha en positiv effekt på volatiliteten i døgnmarkedet. Implementering passer med den nye Euphemia-algoritmen og har ingen åpenbare mangler [53].

For å garantere at ønskelige kraftverk får dekket kostnadene sine kan man benytte seg av ekstrabetalinger. Det er i hovedsak to typer som skiller seg ut i litteraturen, "Make-whole payment" og "Day-ahead margin assurance payment".

Med Make-whole payment sikres aktuelle aktører å få dekket kostnadene sine. Hvis inntekten til aktøren får i markedet er mindre en kostnadene, blir aktøren kompensert av systemansvarlig med mellomlegget som en ekstrabetaling. Budet er vanligvis tredelt, med kostnader knyttet til minimumsproduksjon, oppstartskostnader, og trinnvise energikostnader. Det kan også inneholde transaksjonskostnader knyttet til budet. Make-whole payment garanterer at aktøren i det minste går i null. I USA bruker blant annet NYISO, MISO og PJM utgaver av make-whole payment. En enkel form for kalkulering av make-whole payment vises her [4]:

TotalKostnader =

$$\text{Nullastkostnader} + \text{Oppstartskostnader} + \text{Trinnkostnader} * \text{Produksjonsplan} + \text{Balanseringskostnader} * \text{Balansering}$$

TotalInntekter =

$$\text{Produksjonsplan} * \text{Spotpris} + \text{Balanseringsplan} * \text{Balanseringspris}$$

If TotalInntekter < TotalKostnader

$$\text{MakeWholePayment} = \text{Totalkostnader} - \text{TotalInntekter}$$

Else

$$\text{MakeWholePayment} = 0$$

Den andre mekanismen for oppgjør for å insentivere aktører til å delta i markedet så systemansvarlig kan styre aktørene produksjon er "day-ahead margin assurance payment" (DAMAP). Den garanterer at når produksjonen fra produksjonsplaner i døgnmarkedet blir redusert i drift, så vil det ikke gå ut over profittmarginen aktøren fikk

i døgemarkedet. Målet er å incentivere aktører til å være fleksible med budene i intradagmarkedet hvis forholdene forandrer seg, uten at de blir negativt påvirket av det. Hvis intradagmarkedet justerte aktørens produksjon så den ville tjent mer på å ikke delta i intradagmarkedet vil det gå hardt utover påliteligheten. DAMAP incentivierer ressurser til å tilby fleksibilitet i intradagmarkedet ved å garantere profitten den fikk i døgemarkedet uavhengig av utfallet i driften. DAMAP kalkuleres som følgende:

$$DAMAP = \text{Max}\{0, (\text{Produksjonsplaner} - \text{Faktisk produksjon} * (\text{Døgemarkedpris} - \text{Intradagmarkedpris}))\}$$

Tabell 6: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved kostnadsfunksjon og ekstrabetalinger.

Kostnadsfunksjon og ekstrabetalinger	
Styrke	Utfordringer
+ Sikrer ønskede aktører dekning av kostnader	- Administrativ avgjørelse av ønskelige aktører - Spørsmål ved effektiviteten

4.2.4 Oppsummering og diskusjon

Den langsiktige ressurstilstrekkeligheten er utfordret av manglende prisinsentiver. Dette er foreløpig en hovedutfordring for land på kontinentet med sviktende kapasitetsmargin, men med et stadig mer integrert europeisk nett vil ikke Norden forbli uberørt av problemstillingen. Spesielt med stadig mer utvikling av UFE, mellomlandskabler og sannsynlig nedleggelse av atomkraft vil problemstillingen bli mer og mer relevant. Ressurstilstrekkelighet handler om langsiktige prisinsentiver for å sikre tilfredsstillende investeringer blant produksjonsaktører, så det er viktig å gjøre nødvendige markedsforandringer før situasjonen er kritisk og ekstreme insentiver eller direkte styring må brukes.

I denne oppgaven behandles kapasitetsmekanismer som en av løsningene. Selv om et kapasitetsmarked synes å gi de nødvendige langsiktige insentivene, er det stor uenighet om det er den mest effektive måten å oppnå målet. Spesielt viktig i et kraftsystem som søker integrering og harmonisering som i Europa er det viktig at løsninger ikke blir suboptimaliserte for nasjonale kraftsystem, men ineffektive på systemnivå. Det anbefales derfor i denne oppgaven ikke å jobbe videre mot et kapasitetsmarked i Norden, men å heller fortsette å overvåke situasjonen og jobbe med EU for å finne felles løsninger.

Mer relevant anses budgivning av kostnadsfunksjon å være. Dette kan være en god måte å fasilitere kostnadsinndekning for termiske kraftverk. Ved at aktører selv sette begrensninger som det er opp til spotmarked å klarere mest mulig effektivt kan påvirke lønnsomheten til slike termisk på en god måte. Videre kan ekstrabetalinger innføres for å sikre deltagelse av slike aktører. Forfatteren anser budgivning av kostnadsfunksjon

som en relativt effektiv løsning, men anser ekstrabetalinger som et skritt for langt i denne omgangen. Utfordringen er ikke så prekær i Norden at det burde være nødvendig.

I behandlingen av de underliggende problemstillingene ble administrativt pristak nevnt som en hindring for markedet. I Nord Pool Spot er det i dag en teknisk grense på minus 4500kr og pluss 27 000kr på spotprisen. Selv om det har kommet kritikk mot dette [54] anser forfatteren det som god praksis og anbefaler videreførelse av dette samt jobbing for lik praksis over hele Europa.

Det underliggende problemet er i stor grad UFE som senker markedsprisen samtidig som de underliggende kostnadene øker. Så lenge det er politisk vilje til å bære de økte kostnadene som følge av UFE anser denne oppgaven det som viktig å jobbe for interregionale avtaler som hindrer videre suboptimalisering i kraftsystemet.

5. Sikre kortsiktig stabilitet

Kundur [55] definerer kraftsystemstabilitet som systemets evne til å opprettholde en akseptabel tilstand av likevekt under normaldrift, og til å gjenopprette akseptabel likevekt etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse. Å sikre kraftsystemstabilitet er i denne oppgaven identifisert som den andre hovedutfordringen for Norden. Trendene med økt fornybarandel og økte flytendringer tyder på at ubalansen i synkronområdet vil øke, noe som krever justeringer i markedsdesignet.

I neste delkapittel introduseres nødvendig bakgrunn som er nødvendig for å sette seg inn i problemstillingen. Delkapittelet baserer seg på utfordringer identifisert av de nordiske systemansvarlige [3, 56] og viser hvordan trendene identifisert i oppgaven fungerer som en katalysator på allerede kjente problemstillinger. Videre behandles markedsløsninger identifisert i litteraturen for å hjelpe på å sikre kortsiktig stabilitet. Kraftsystemstabilitet er en kompleks og sammensatt oppgave, så denne oppgaven fokuserer på frekvens, og er delt inn i tre delutfordringer:

- Sikre frekvenskvalitet og manglende fleksibilitet
- Sikre tilstrekkelig reservekapasitet
- Sikre tilstrekkelig rotasjonsenergi

5.1 Bakgrunn

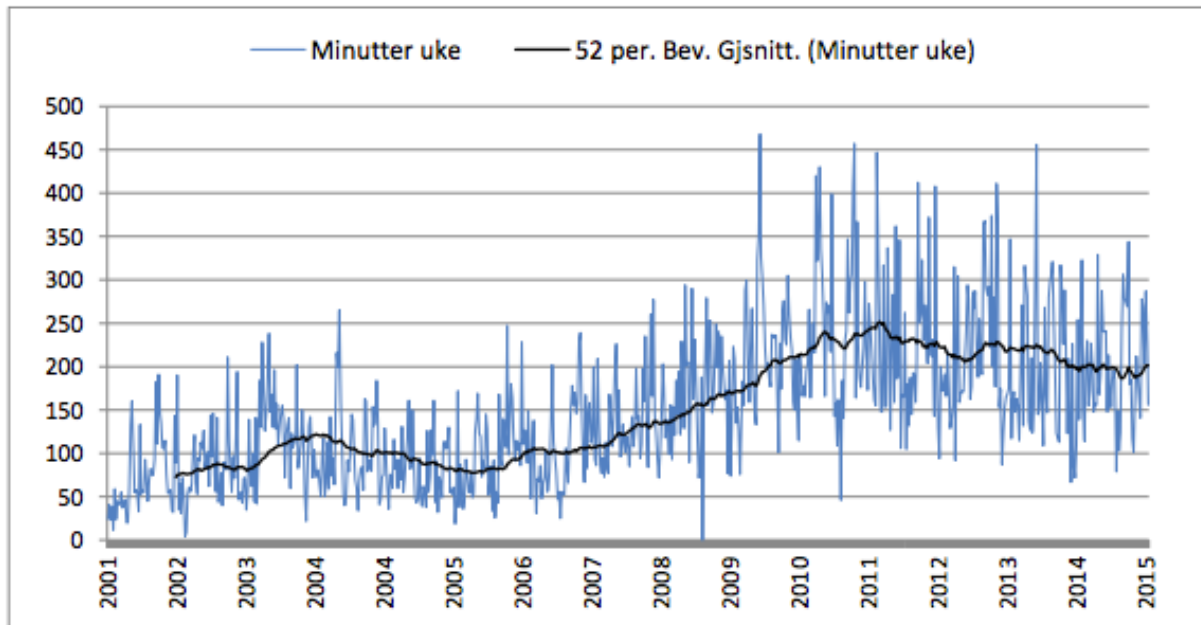
Sentralt for kraftsystemstabilitet er frekvenskvalitet, fleksibilitet og rotasjonsenergi. I dette delkapittelet behandles bakgrunn og utfordringer for disse, før markeds løsningene presenteres i neste delkapittel.

5.1.1 Frekvens og ubalanser

Frekvens er en indikator på den momentane balansen mellom forbruk og produksjon. Tradisjonelle kraftverk har spinnende generatorer som korresponderer til systemfrekvensen hvor synkrongeneratorene i nettet er direkte koblet sammen gjennom delt elektrisk frekvens på 50 Hz. Hvis balansen mellom forbruk og produksjon varierer, varierer også denne frekvensen.

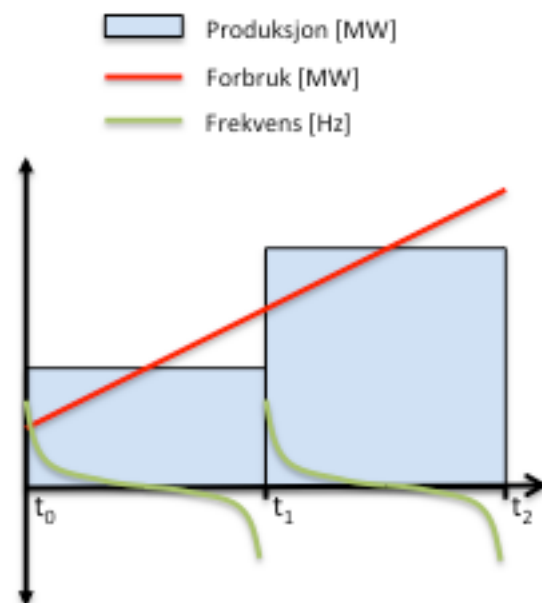
Frekvensen skal tilfredsstillende kravene spesifisert i Nordisk Systemdriftavtale (SOA) mellom de nordiske systemansvarlige. Kravet om normalfrekvensbånd er i dag $49,9 < f < 50,1$. Det nordiske og kontinentaleuropeiske synkronsystemet har opplevd en svekket frekvenskvalitet¹² fra dereguleringen av kraftmarkedet og frem til i dag, selv om det har bedret seg noe de siste årene i Norge (se figur 15) [57]. En felles nordisk ENTSO-E studie konkluderes med at frekvenskvaliteten i Norden er utilfredsstillende. Frekvenskvaliteten er et avgjørende parameter under dimensjonering av reservekapasiteter og en viktig indikator for forsyningssikkerhet [3].

¹² *Frekvenskvalitet*: indikator på antall minutter per år hvor synkronsystemet opplever frekvensavvik.



Figur 15: Illustrasjon av utviklingen i frekvenskvalitet i Norden fra 2001 til 2015 [57].

En sentral utfordring for frekvenskvaliteten i Norden i dag er strukturelle ubalanser. *Strukturelle ubalanser* er en betegnelse for ubalanser som oppstår i synkronsystemet på grunn av det timesoppløste markeddesignet. Produksjons- og forbruksbud i Elspot er delt opp i timer, mens faktisk forbruk forandres kontinuerlig. Det fører til forutsigbare ubalanser og frekvensforstyrrelser i tidskiftet (se figur 16). Strukturelle ubalanser kjennetegnes av at de er forutsigbare og krever aktivering av balanseenergi [58]. Dette fører til betydelige frekvensavvik i rundt tidskift om morgenen og kvelden når det er store forskjeller i forbruk fra time til time. Produksjonsplanen for å møte dette diskret, mens forbruket selvfølgelig er kontinuerlig. En annen del av problemet er at HVDC-kabler har rampingrestriksjoner på 600 MW mellom timer som fører til ubalanser selv om aktørene holder seg til planene.



Figur 16: Illustrasjon av effekten av strukturelle ubalanser. Frekvensavvik i hvert tidskift.

En annen viktig for ubalanser er de *stokastiske ubalansene*. I motsetning til de strukturelle er de ikke forutsigbare på samme måte. Stokastiske ubalanser skyldes tekniske feil eller andre uforutsigbare hendelser i driften. Prognoseusikkerheten til UFE er en form for stokastisk ubalanse siden produksjon lett kan avvike fra prognoser.

5.1.2 Rotasjonsenergi

Nært knyttet til frekvens er tilgjengelig *rotasjonsenergi*¹³. Rotasjonsenergi bestemmer systemets umiddelbare frekvensrespons til en hendelse i kraftbalansen. Når en frekvensforandring skjer, vil de roterende massene i kraftsystemet injisere eller absorbere kinetisk energi i nettet for å motvirke forandringen. Hvis frekvensen faller vil også den mekaniske rotasjonshastigheten til generatorene falle. Den tapte rotasjonsenergien gjøres om til elektrisk energi og motvirker dermed frekvensendringene. Rotasjonsenergien motvirker den momentane frekvensforandringen ved en hendelse før balanserereservene kobles inn for å hente tilbake og opprettholde frekvensen. Med mindre rotasjonsenergi vil frekvenshoppene bli større ved avvik [59].

Tabell 7: Sentrale H-verdier [2].

H-konstanten¹⁴ er et sentralt parameter for rotasjonsenergi og sier noe om rotasjonsenergibidraget fra et kraftverk eller en nettkomponent som HVDC-kabler. H er gitt i sekunder og beskriver hvor lenge generatoren kan levere nominell effekt når rotasjonsenergien er lik W . Fra tabel x går det tydelig fram at de tradisjonelle kraftprodusentene tilbyr mye mer rotasjonsenergi til systemet enn nyere teknologier.

H-verdi	
Produksjonstype	H [s]
Atomkraft	6,3
Termisk	4
Vannkraft	3
Småkraft (vann)	1
Vind	0
HVDC	0

Økt andel UFE og HVDC-mellomlandforbindelser er en stor utfordring for tilgjengelig rotasjonsenergi i kraftsystemet. UFE bidrar foreløpig lite til rotasjonsenergi av to hovedgrunner [59]:

1. Produksjonen er elektrisk frikoblet fra frekvensen. Sol- og vindkraft er koblet via en inverter som ikke er avhengig av nettets frekvens .
2. Det er veldig lite energibuffer tilgjengelig, som er nødvendig for å kunne levere rotasjonsenergi.

Samtidig er HVDC-koblinger også frikoblet fra nettets frekvens og tilfører ikke rotasjonsenergi. Dette fører til problemperioder med mangel på rotasjonsenergi i perioder med høy import og mye vindproduksjon som fortrenger vann- og termisk kraft (sommer).

¹³ *Rotasjonsenergi*: lagret energi i et roterende legeme.

m: legemets masse

r: legemets radius

ω : mekanisk vinkelhastighet

$$\text{Rotasjonsenergi} = \frac{1}{2} mr^2 \omega^2 \text{ [Ws]}$$

¹⁴ *H-konstanten*: Rotasjonsenergibidraget fra et kraftverk.

W: rotasjonsenergi ved 50 Hz

S: Nominell effekt

$$H = \frac{W}{S} \text{ [s]}$$

Det er knyttet en del usikkerhet rundt nødvendig rotasjonsenergi i Norden siden det er vanskelig å nøyaktig beregne hvor mye som er tilgjengelig og hvor mye som er nødvendig. Det er ikke fastsatt systemkrav for tilgjengelig rotasjonsenergi i Norden, men Statnett beregner nødvendig rotasjonsenergi til å være 100 – 150 GWs [60]. Tilgjengelig rotasjonsenergi i fremtiden er usikker. Atomkraft har den høyeste H-konstanten, men fases sannsynligvis ut av politiske og økonomiske grunner. Det er sannsynlig at vannkraft vil måtte ta over mye av det etterlatte produksjonsbehovet, noe som øker vannverdien. Dette vil potensielt være et problem spesielt om sommeren når vannverdien er prissettende, noe som vil gjøre det mer interessant å importere kraft over HVDC-kabler med null H-konstant, noe som forsterker problematikken.

ENTSO-E [2] har estimert at rotasjonsenergien kan komme ned i 80 GWs i 2025 ved lav last og mye produksjon med lav H-verdi samtidig som den kan komme godt over 300 GWs i høylastperioder i vinteren. Denne voldsomme variasjonen er delvis grunnet at aktører er per i dag ikke blir kompensert for å bidra med rotasjonsenergi, noe som igjen går ut over tilgjengeligheten.

5.1.3 Fleksibilitet

For å håndtere ubalanser i kraftsystemet trengs det fleksibilitet. Fleksibilitet defineres her som den kontrollerbare delen av produksjon og etterspørsel tilgjengelig i kraftsystemet. Som vi så i kapittel 3 har Norden i utgangspunktet god tilgang til fleksibilitet gjennom reservoarbasert vannkraft samt gode utenlandsforbindelser. Dette kombinert med et signifikant volum termiske kraftverk gjør at vi har et relativt lite volatilt døgnmarked [3].

Utfordringene kommer med økt variasjon i nettolast og utenlandsforbindelser. Systemansvarlig blir i større grad avhengig av aktører som kan variere sine produksjon og etterspørsel for å balansere systemet som opplever store flytendringer. Produsenters evne til å raskt forandre levert effekt (ramping), varierende maksimal- og minimalproduksjon og evnen til å levere over lengre tid blir viktigere for systemet [4]. Ulike teknologier har forskjellige muligheter og kostnader knyttet til slik fleksibilitet. Det er knyttet en ekstrakostnad til ramping og drift i suboptimale områder som fører til høyere driftskostnader og slitasje på komponenter [4].

Utenlandsforbindelser er et tveegget sverd i fleksibilitetshensyn. Gjennom kapasitetsutvidelse vil Norden få tilgang til fleksibilitetsressurser, samtidig som det gir økt konkurranse om våre egne ressurser og høyere volatilitet i døgnmarkedet [3]. Med større flytendringer og ubalanser på kontinentet kan krav om balanserereserver også øke, noe som kan føre til høyere balanseringskostnader [3].

Alt dette peker på et økt behov for balansekapasitet, mens mye peker på synkende tilgang både på produksjonssiden og på transmisjonskapasitet for reserver. Spesielt i

perioder med lite vann i reservoarer for vannkraftverk kan det være vanskelig å skaffe reserver [3]. Statnett [61] anslår at som følge av økt utvekslingskapasitet vil behovet for automatiske reserver øke med 10%. Samtidig vil de nye utenlandskablene til Storbritannia og Tyskland øke kravet om reserver for å håndtere økningen i dimensjonerende feil til 1400 MW [37].

Fleksibilitet kan deles opp i forbrukerfleksibilitet og produsentfleksibilitet. En stor utfordring for forbrukerfleksibilitet er at konsumenter i stor grad er skjermet fra prisfluktuasjoner i markedet. Bye [16] konkluderer med at forbrukerfleksibiliteten¹⁵ i Norge er lav basert på fire hovedårsaker:

1. Svært *små* variasjoner i sluttbrukerprisen over tid gir små insentiver til å investere i fleksibilitet for å unngå prisspikrene
2. *Få* store prisvariasjoner over tid gir liten gevinst ved tilpasning, da transaksjonskostnadene ved å følge de blir for store
3. Manglende titemåling og timeavregning gir små eller ingen insentiver til å reagere på pris.
4. Elementer av manglende informasjon.

De to første punktene handler mye om kontraktstypene som finnes for sluttbrukermarkedet i dag. De vanligste kontraktstypene for husholdninger er spotpris-, variabel- eller fastpriskontrakter. Spotpriskontrakt kan høres markedskoblet ut, men bruker gjerne standard forbruksprofiler og gjennomsnittlige avregninger per måned [16]. Punkt tre er i ferd med å løses med utrulling av AMS. I Norge skal alle strømkunder ha fått AMS innen 1. januar 2019 mens det forventes at nesten 72% av europeiske konsumenter vil ha det innen 2020 [62]. Samtidig er tjenester som Elhub i ferd med å løse mye av informasjonsproblemet. Nasjonale data-hubs gir enkel og allmenn tilgang til konsumentdata som danner grunnlaget for mer informerte konsumentavgjørelser og utvikling av innovative tjenester fra tredjeparter.

Selv om vi ser at mye av hindringene for forbrukerfleksibilitet er i ferd med å forsvinne er det lite i dagens marked som fasiliteter fleksibiliteten. Konsumenter må forholde seg til relativt fiksede priser som fører til en effektiv uelastisk¹⁶ etterspørsel for konsumentene. I et kraftsystem med økende fleksibilitetsbehov og medfølgende volatile priser kan manglende forbrukerfleksibilitet være en hindring for et godt marked.

¹⁵ *Forbrukerfleksibilitet*: frivillig og midlertidig justering av elektrisitetsforbruk som respons til prissignal eller ut fra systembehov [Nordel – Demand Response].

¹⁶ *Priselastisitet* = $\frac{\text{Prosentvis endring i etterspurt mengde}}{\text{Prosentvis endring i pris}}$

5.2 Markedsløsninger for å sikre frekvenskvalitet og fleksibilitet

Statnett har allerede noen verktøy tilgjengelig for å sikre bedre frekvenskvalitet og fleksibilitet som har blitt innført over årene:

- *Produksjonsflytting* fremskynding eller utsettelse av planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter for å balansere forventet last og produksjon. Tjenesten er samordnet i Norden og alle nordiske systemansvarlige er med å betale for det [21].
- Krav om *kvartersplaner* gjelder for alle fleksibel kraftproduksjon når produksjonsendringer over et timeskift er ≥ 200 MW. Det kreves fordeling av produksjonsendring rundt timeskift i flere like trinn. Prinsippet er symmetri rundt timeskiftet med like store volum kvartersjusteringer på begge sider av timeskift [63].
- *Produksjonsglatting* ble innført i 2015 for aktører som ofte har en produksjonsendring på ≥ 200 MW over et timeskift. Dette er en frivillig tjeneste hvor aktørene leverer produksjon basert på bestillinger fra systemansvarlig i stedet for kvartersplaner for å møte balanseendringer [64].
- *Produksjonstilpasning* anskaffes som systemkritisk vedtak når markedet ikke leverer tilfredsstillende balanse. Hovedregelen er at feil skal håndteres ved bruk av tilgjengelige manuelle reserver, men produksjonstilpasning kan benyttes i spesialtilfeller [60].

Men de regnes ikke som tilstrekkelige til å sikre frekvenskvalitet og fleksibilitet på en effektiv måte. Mulige markedsjusteringer relevant for Norden diskuteres i følgende kapittel.

5.2.1 Klarering nærmere driftstid i Elspot

Døgnmarkedet er dagens hovedmarked, noe som vil si at priser bestemmes dagen før driftsfase. Med større variasjon i nettolast oppstår det oftere ubalanser mellom klarering i døgnmarkedet og hva som blir faktisk produksjon, forbruk og flyt i driftstimen. Variasjonen fører til mer volatile priser og et effektivitetstap sammenlignet med å ha et hovedmarked som klareres nærmere driftstimen [19].

For å håndtere prognoseusikkerheten fra UFE kan klareringen i Elspot utsettes til et tidspunkt nærmere driftsfase. Slik kan aktører gi mer presise bud basert på prognoser nærmere driftstid. Samtidig har analyser vist at selv 3 – 4 timer før driftstid kan prognoser være usikre [53]. Det betyr at klarering må settes veldig nærme driftstid skal de ha noen effekt.

En slik utsettelse vil ha en negativ effekt på andre aktører som trenger tid til å optimalisere sin produksjon. Ved kortere tid mellom klarering og drift blir det vanskeligere å implementere resultatene i produksjon for aktører, og planlegge drift for systemansvarlig. Det vil også gå ut over størrelsen til intradagmarkedet med lavere

likviditet siden døgnmarkedet tar over mye av intradagmarkedets funksjon. Samtidig kan det gå utover balansemarkedet som ofte er avhengig av hva som skjer i døgnmarkedet for å vite hva som er nødvendige kapasiteter.

Tabell 8: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved klarering nærmere driftstid i Elspot.

Klarering nærmere driftstid i Elspot	
Styrke	Utfordringer
+ Fasilitere integrering av UFE	- Kortere tid til produksjonsplanlegging - Usikkert om det har stabiliserende effekt

5.2.2 Finere tidsoppløsning kraftmarkedene

Strukturelle ubalanser kan i stor grad løses med finere tidsoppløsning i elektrisitetsmarkedene. Finere tidsoppløsning vil senke behovet balansering, noe som frigjør reserver til å møte feilsituasjoner og føre til bedre frekvenskvalitet i synkronområdet [56].

Kortere produkter i intradagmarkedet kan føre til at BRP har bedre muligheter til å komme i balanse. Det ville muliggjort at flere aktører kunne konkurrere om å tilby balansering og muligens muliggjøre raskere ramping på HVDC-kabler. Det er forventet at ENTSO-E introduserer 15. Minutters tidsoppløsning i retningslinjene sine fra år 2021 [56]. De nordiske systemansvarlige mener den fulle verdien av 15 minutters oppløsning på ubalanse håndtering bare kan innfris hvis alle markeder har den samme oppløsningen. Statnett anslår [58] at verdiskapning på over 100 MNOK per år på utenlandskablene til Storbritannia og Tyskland ved å innføre finere tidsoppløsning.

Tabell 9: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved finere tidsoppløsning i kraftmarkedene

Finere tidsoppløsning	
Styrke	Utfordringer
+ Reduserer strukturelle ubalanser + Gir mer informasjon til systemansvarlig	- Krever nordisk harmonisering

5.2.3 Kontinuerlig ramping

Kontinuerlig ramping betyr at rampingen av mellomlandsforbindelsene kan skje gjennom hele timen, ikke bare rundt timeskiftet. Dagens restriksjonene er satt av hensyn til driftssikkerhet og svekket frekvenskvalitet ved store flytendringer. Ved å senke gradienten for rampingen (MW/min) og heller øke rampingperioden kan ubalansene reduseres. Kontinuerlig ramping bidrar også til at flytendringene i kablene til enhver tid er knyttet til markedet, og man kan utnytte den fysiske overføringskapasiteten bedre. Statnett har også vurdert å øke tillatt volum fra 600 MW til 1000 MW per time, noe som vil gi økte ubalanser, så det vurderes å gjøre ekstra tiltak

for å unngå større ubalanser [37]. Regelendringer er avhengig av EU-regelverk som ikke åpner for det enda, og må ses i sammenheng med hele markedetsdesignet.

Tabell 10: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved kontinuerlig ramping.

Kontinuerlig ramping	
Styrke	Utfordringer
+ Reduserte strukturelle ubalanser	- Krever regelverksendringer

5.2.4 Sluttauksjon i Elbas

Handel i Elbas er preget av lite likviditet og lite handel rett før driftstimen [13]. For å øke likviditeten er det mulig å innføre en sluttauksjon før hver driftstime. I stedet for kontinuerlig handel med pay-as-bid samler man opp bud og klarerer med en uniform markedspris tilsvarende som markedsklareringen i Elspot. Målet er å konsentrere likviditeten nærmere driftstime og dermed insentivere UFE til å delta mer i markedet med oppdaterte værprognoser. For BRP vil dette gi en mulighet til å handle i et likvid marked for å sikre at de er i balanse før driftstime. Dette kan redusere de stokastiske ubalansene i systemet.

Det er ressurskrevende å konstant være i balanse for UFE. Det følger relevante transaksjonskostnader og når Elbas i tillegg er lite likvid er det vanskelig for små aktører å forsvare deltagelse i markedet. Store prisvariasjoner og kostnadskrevende markedsovervåkning gjør det lite tiltalende [65] når kostnadene med å være i ubalanse ikke er alt for store hvis oppdaterte produksjonsplaner sendes inn til Systemansvarlig 45 minutter før drift. Prisen i Elbas må være såpass gunstig at den dekker transaksjonskostnadene og regulerkraftprisen. Samtidig er ikke regulerkraftprisene alt for høye i Norden.

Samtidig kan en sluttauksjon gå ut over resten av markedet i Elbas ved lavere likviditet i den kontinuerlige handelen når man konsentrerer handelen rundt hver time. Dette gjør det også vanskeligere for termiske kraftverk å være med i markedet siden de ofte trenger lenger tid på å regulere produksjon på en kostnadseffektiv måte. Ved kontinuerlig handel kunne kanskje dette blitt tilbudt, mens markedsaktører fokuserer på sluttauksjonen. Men samtidig er det ikke alt for mye termisk kraftverk i den nordiske kraftsystemet. I dag, så problemet ville nok ikke vært for stort.

Tabell 11: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved sluttauksjon i Elbas

Sluttauksjon i Elbas	
Styrke	Utfordringer
+ Lavere transaksjonskostnader for aktører + Mer konsentrert likviditet	- Økt kompleksitet med to klareringsmekanismer

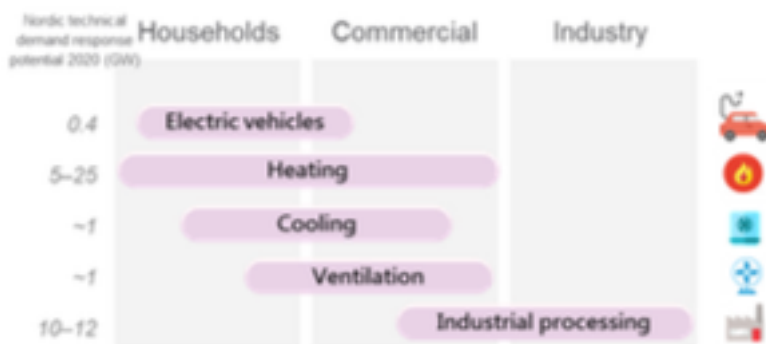
5.2.5 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet defineres som frivillig og midlertidig justering av elektrisitetsforbruk som respons til prissignal eller ut fra systembehov [66]. Aktive forbrukere kan være instrumentelle i å sikre fleksibilitet i kraftsystemet, men det trengs gode verktøy for å frigjøre dette potensialet. I de fleste elektrisitetsmarkedene spiller konsumenter en mye mindre rolle enn produsentene, men litteraturen peker på at å forandre på dette kan ha betydelige fordeler. For forbrukere kan det føre til mindre energikostnader ved lastforskyvning¹⁷ eller toppplastklipping¹⁸ som fører til at den aggregerte lastprofilen flates ut, og reduserer de totale kostnadene knyttet til å produsere energi. Dette kommer gjerne konsumenter til gode med lavere energipriser samtidig som kraftselskapers mulighet til å utøve markedsrett bli redusert [67].

I store deler av EU er 5-8% av installert kapasitet i bruk i ca. 1% av tiden [20]. Hvis man kan eliminere behovet for å opprettholde eller installere toppkraftverk som er i bruk mindre enn 100 timer i året er det en viktig økonomisk- og klimagevinst å hente. Cappers [68] har vist at forbrukerfleksibilitet kan redusere etterspørsel med ca. 10% enkelte steder i USA.

En viktig fasilitator for nye markedsløsninger er smart grid. Smart grid er samlebetegnelse på den nye generasjonen elektrisitetssystem som inkluderer Avanserte måle- og styreenheter (AMS), høyere andel fornybar produksjon, smarte apparater og energieffektivisering. Sentralt står informasjons- og kommunikasjonsteknologi (IKT) som henter inn data fra systemet og sørger for automatisert kommunikasjon mellom aktører.

Det er et stort teknisk potensiale [56, 69] for forbrukerfleksibilitet, men det er viktig å skille mellom ulike typer forbrukere som har ulikt potensiale og trenger ulike insentiver for å aktiveres. Se Se figur 17 for oversikt over antatt nordisk potensiale fordelt over ulike aktører.



Figur 17: Antatt nordisk teknisk potensiale for forbrukerfleksibilitet [56].

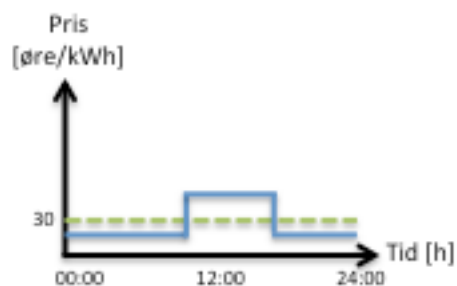
¹⁷ Lastforskyvning (load shifting): Et skift i forbruk fra topplastområder til tider når systemet er under mindre press.

¹⁸ Topplastklipping (peak clipping): Eliminering av forbruk i topplastområder. FIGURER

Forbrukerfleksibilitet deles gjerne inn i insentivbaserte og prisbaserte program [70]. Denne oppgaven introduseres de prisbaserte programmene som de mest relevante i dag. Et stort hinder for forbrukerfleksibilitet i dag er at sluttbrukere i veldig stor grad er isolert fra spotprisene i markedet. De nordiske systemansvarlige [56] argumenterer for at det viktigste som kan gjøres for å bøte på dette er å styrke linken mellom engrosmarkedet og detaljhandel, så forbrukere har et insentiv for å være fleksible.

Dynamiske priser er en form for prisbasert program som innfører tidsavhengige priser på elektrisitet. Siden marginalkostnaden til elektrisitet varierer over tid er tanken å videreføre de reelle kostnadene av elektrisitetsproduksjon videre til forbrukerne gjennom prissignaler. Dermed kan forbrukere selv bestemme om de vil fortsette å forbruke i dyre perioder, eller potensielt spare penger ved å redusere forbruket. Dynamisk prising kan føre til en mer markedsdrevet utbygging av nettkapasitet og toppkraftverk siden faktiske forbrukerbehov blir mer tydelig i markedet. Dynamiske priser har tradisjonelt vært forbeholdt store aktører der målekostnader blir relativt små, men med allmenn utrulling av AMS er potensialet nå også nådd mindre forbrukere. Det finnes tre hovedforslag i litteraturen til hvordan de dynamiske prisene bør se ut; Time-of-use (TOU), Real-time prising (RTP) og Critical-peak pricing (CPP). Det finnes i tillegg variasjoner av disse, som ikke diskuteres her.

Med *TOU* velges topplastperioder i døgnet administrativt ut og en høyere pris for forbruk i denne perioden settes. I resten av døgnet er prisene relativt lavere for å insentivere lastforskyvning. Dette er den "minst dynamiske" av de dynamiske prisene, siden den ikke er direkte knyttet til spotpriser, men den er enkel å forstå [71].

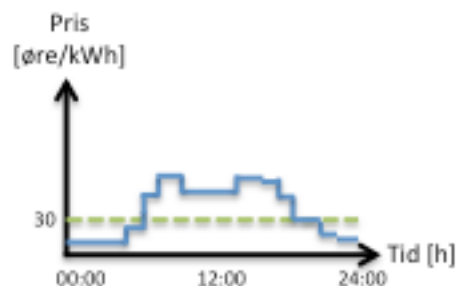


Figur 18: Illustrasjon av hvordan TOU-prising kan se ut i praksis.

Tabell 12 Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved Time-of-use pricing

Time-of-use pricing	
Styrke	Utfordringer
+ Enkel å forstå for forbrukere + Gir en tilnærming til nettets behov	- For grov til å ha veldig stor innvirkning

Med *RTP* betaler forbrukere priser som er direkte linket til spotmarkedet. Gjennomføringen kan se litt annerledes ut fra sted til sted. Prisene for hver time (eller med finere tidsoppløsning hvis tilgjengelig) blir eksempelvis publisert dagen før eller en time i forveien, så kundene kan tilpasse sitt forbruk til prisvariasjoner. Dette er den reneste formen for dynamiske priser med direkte



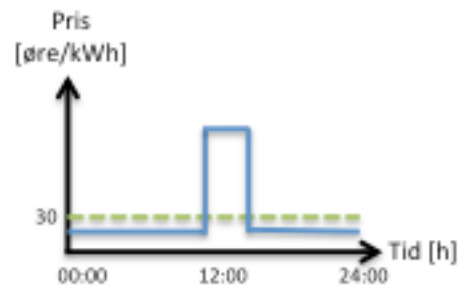
Figur 19: Illustrasjon av hvordan RTP kan se ut i praksis.

prisinsentiver til forbrukere, men det kan være vanskelig å se for seg at dette er en god løsning for småskala forbrukere som private boliger eller små firmaer. Det er den mest nøyaktige og virkningsfulle dynamiske prisen, men også kompleks og volatil [20].

Tabell 13: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved real-time pricing.

Real-time pricing	
Styrke	Utfordringer
+ Gir et klart prissignal på verdien til elektrisiteten	- Utfordrende for små forbrukere - Kompleks og volatil

Med CPP betaler forbrukere en ekstra pris for elektrisitet i spesifiserte perioder. CPP er brukes gjerne i spesielt kritiske timer i året. Resten av året er den generelle elektrisitetsprisen litt lavere så forbrukere totalt kan spare penger. Kritiske timer kan f.eks. være 12 dager i løpet av året som nettselskap publiserer en dag på forhånd med 500% av vanlig pris.



Figur 20: Illustrasjon av hvordan CPP kan se ut i praksis. Eksempelvis på julaften.

Tabell 14: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved critical-peak pricing.

Critical-peak pricing	
Styrke	Utfordringer
+ Sterke prisinsentiver i kritiske perioder	- Manglende prisinsentiver i store deler av året

Et hovedmål for forbrukerfleksibilitet er å redusere etterspørselen i topplastperioder. Ved godt gjennomførte program for forbrukerfleksibilitet finnes det mange potensielle fordeler å hente gjennom dette [72]:

- *Finansielle fordeler for deltagere* gjennom lavere elektrisitetsregninger hvis de tilpasser forbruket.
- *Finansielle fordeler for markedet* på kort sikt med lavere engrospriser på grunn av mindre behov for kostnadsdrivere som topplastverk. På lang sikt kan det føre til lavere behov for investering i dyr infrastruktur som til slutt kommer kundene til gode gjennom lavere nett-tariffer.
- *Pålitelighetsfordeler* i driften gjennom mer fleksibilitet tilgjengelig for systemansvarlig.
- *Markedsfordeler* gjennom redusert markedsrett for produsenter.

Menneskene i systemet er de fundamentale driverne for å frigjøre potensialet som ligger der, og må inkluderes fra begynnelsen for å fungere [73, 74]. Forbrukerfleksibilitet krever ofte at konsumentene gir fra seg litt kontroll for å være effektivt. For eksempel kan forbruker stille inn vaskemaskinen til å være ferdig før kl. 06:00 dagen etter, så starter vasken automatisk på det billigste tidspunktet innen den tid. Det finnes store

reservasjoner mot å gi fra seg styringen til en ekstern kontroll, og ønsket om å kunne overkjøre den ved behov er sterkt [75].

For å høste disse fordelene er man avhengig av at forbrukerne faktisk tilbyr denne fleksibiliteten. Litteraturen gir mange eksempler på gode erfaringer med dette [20, 76-78]. Men det følger også med kostnader med å innføre slike program knyttet til etablering og drift. Teknologi, målinger, læringskurver, administrasjon og ulemper for aktører har en kostnad [70]. Samtidig er en motforestilling som går igjen i litteraturen [41, 79] at en av de største utfordringene er å få forbrukerne til å forstå og bruke informasjonen riktig. Det er viktig med muliggjørende teknologi som software, webportaler og smarte termostater for å muliggjøre skiftet. Denne teknologien og læringskurven knyttet til dette medfører en kostnad for aktørene.

Tabell 15: Oppsummering av generelle hovedstyrker og utfordringer ved forbrukerfleksibilitet.

Forbrukerfleksibilitet (generelt)	
Styrke	Utfordringer
+ Stort teknisk potensiale + Mulighet for å skreddersy til markedet + Mulighet for besparelse for forbrukere og nettselskap	- Krever opplæring av forbrukere

5.2.7 Oppsummering og diskusjon

Langsiktig produksjonstilstrekkelighet og kortsiktig balanse er nært knyttet sammen gjennom sammensetningen av produksjonsmiksen. Produksjonsmikse bestemmes over lang tid, så ved å insentivere fleksibilitet kan også produksjonstilstrekkelighet sikres i markedet. Derfor er det viktig med markeder som belønner nødvendig karakteristikker som fleksibilitet.

Statnett har allerede innført kvartersplaner, produksjonsglatting, produksjonstilpasning og produksjonsflytting for å dempe de strukturelle ubalansene som oppstår ved timeskiftet. I denne oppgaven fremgår spesielt finere tidsoppløsning i markedet som en markedsløsning som har åpenbare styrker. Selv om det vil kreve nordisk enighet gir en overgang til 15 minutters tidsoppløsning frekvensforbedringer og mer informasjon til systemansvarlig som kan brukes til å forbedre frekvenskvaliteten ytterligere. Det går mot 15 minutters oppløsning i Norden, noe som blant annet passer godt med Tysklands marked som har samme oppløsning. På lang sikt anbefales det å gjøre mer forskning på effekten av en slik nedjustering, og effektene av enda en potensiell nedjustering til minutt oppløsning. Samtidig anbefales det å jobbe videre mot EU for felles regler for kontinuerlig ramping på mellomlandsforbindelsene.

Forbrukerfleksibilitet har et stort teknisk potensiale og det anbefales å arbeide videre mot nordisk utnyttelse av denne ressursen. Med utrulling av AMS og Elhub er de største utfordringene som fantes mot forbrukerfleksibilitet eliminert. Muligheten for å fasilitere overgangen fra effektiv uelastisk forbrukerfleksibilitet for husholdninger til en viktig markedsaktør er nå åpen. Ut ifra forfatterens forståelse av det nordiske markedet er et prisbasert program et naturlig startpunkt for videre forskning og vurdering i Norden. TOU kan være et godt utgangspunkt som ikke utgjør en for stor forandring, men muligheter for RTP på sikt. Ved gradvis innføring vil forbrukere med stor sannsynlighet godta forandringene og tilby noe av fleksibiliteten som trengs. Det er klare finansielle fordeler for både forbrukere og markedet som kan høstes ved god integrering av forbrukerfleksibilitet i markedet.

Av markedsløsninger som har fremtidig potensiale, men i denne forfatterens syn ikke bør ha høyest prioritering for videreutvikling er klarering nærmere driftstimer i Elspot og sluttauksjon i Elbas. Klarering nærmere driftstimer høres i utgangspunktet intuitivt ut for å fasilitere bedre integrering av UFE. Forskningen viser at klareringen må være såpass nærme driftstimer at det vil være umulig å skille fra Elbas skal det ha noen betydning for integreringen av UFE samtidig som det gir dårligere tid for andre markedsaktører til å håndtere sin produksjonsmiks. Sluttauksjon i Elbas har også noen bakdeler, og den økte kompleksiteten anses å være en større kostnad enn de potensielle fordelene. Spesielt for mindre produsenter av UFE er et enkelt og oversiktlig system viktig for å fasilitere markedsdeltagelse.

5.3 Markedsløsninger for å sikre tilstrekkelig reservekapasitet

En sentral måte å håndtere økte ubalanser er reservekapasitet. Balansemarkedet vil få større utfordringer basert på harmonisering og UFE som fører til større flytendringer og flere aktører i markedet. Det vil derfor være nødvendig å sikre tilstrekkelig reservekapasitet på en effektiv måte som er rettferdig for alle markedsaktører.

UFE har tradisjonelt blitt behandlet som negativ last, som betyr at teknologien leverer på maks effekt ressursgrunnlaget (vind/sol) gir i øyeblikket og ikke forholder seg til behov i kraftsystemet. Det er gjerne de tradisjonelle ressursene som må justere produksjon etter nettolasten, noe som kan virke intuitivt siden UFE har lave variable kostnader og er mest kostnadseffektivt å utnytte. Men på grunn av spesielt overføringsrestriksjoner og grenser for minimumsproduksjon for termiske kraftverk så er det enkelte tilfeller der reduksjon av effekt fra UFE er nødvendig for å balansere systemet.

Å legge til rette for at UFE-aktører kan delta i balansemarkedet kan være viktig for å gi nødvendig fleksibilitet i markedet. Den største hindringen for å tilby regulering med UFE er energitapet. For å tilby oppregulering må aktørene konstant kjøre under maksimalpunktet for å være klare til å oppregulere. For nedregulering er det også

energitap i og med at den energien som ikke blir produsert under nedreguleringen går til spille i motsetning til vanlig brensel som kan spares, kan ikke vinden eller solstrålene lagres.

Dette kan gjøres via kontrollenheter som styrer etter frekvens og dermed etterligner en synkrongenerator. I et eksempel med vindkraft kan den ellers maskerte energien i de roterende bladene i en vindturbin da bli brukt som syntetisk rotasjonsenergi ved at den kinetiske energien tas ut ved å deakselrere rotorbladene. Dette er teknisk gjennomførbart, men energiutvekslingen er begrenset av parametere som minimum rotor fart og maksimum deselerasjon. Aktiv effektkontroll med en kombinasjon av pitch og momentkontroll eller kraftelektronikk kan gi raskere respons enn termiske kraftverk [80] og i visse tilfeller kan dette redusere totale kostnader for konsumenter [4]. Den nødvendige kontrollenhet er også kostbar [59]. Simulering [81] har vist at effekt kan økes med 5-10% av opprinnelig effekt i flere sekunder.

5.3.1 Redusert budvolum i balansemarkedet og asymmetrisk budgivning

Å redusere budvolum i regulerkraftmarkedet fra dagens 10 MW til 5 eller 1 MW er en løsning for å fasilitere flere deltagere. I løpet av de siste årene har minstevolum blitt redusert, og trenden fortsetter. Dette gjør det lettere for små aktører å være med i markedet som kan føre til bedre likviditet med flere tilbydere og mer konkurranse. Samtidig kan styringssystem for småkraft være kostbare, så effekten kan være begrenset. I dag er kravet for FCR-N symmetrisk regulering. Ved å legge over til asymmetrisk regulering der man kan by i netto opp eller nedregulering kan man insentivere flere aktører til å være med i markedet.

Tabell 16: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved redusert budvolum og asymmetrisk bud.

Redusert budvolum og asymmetriske bud	
Styrke	Utfordringer
+ Flere tilbydere av fleksibilitet	- Kostbar teknologi - Tapt energi ved opp- eller nedregulering

5.3.2 Balansehandel over likestrømsforbindelsene

Forskjellig kraftmiks i Norden og Europa gjør at prisen på reserver varierer ulikt. Ved å legge til rette for reservehandel over HVDC-kablene kan handel sørge for at ressursene allokeres mest mulig effektivt. Men handelen forutsetter nettkapasitet mellom områdene, og avsatt kapasitet vil variere med faktisk lønnsomhet. Handelen må være minst like lønnsomt som handel i Elspotmarkedet. Ved å avsette reservekapasitet i kablene mellom Norge og Danmark, Tyskland og Storbritannia har Statnett beregnet merverdi til å være 50 millioner per år [37].

Statnett vil få betydelige inntekter av denne handelen, men samtidig vil konkurransen om Nordens fleksibilitet øke systemkostnader for Statnett. Det vil antageligvis føre til

nettoeksport og høyere priser i Norge. Samtidig vil økt konkurranse gi bedre priser for aktører som tilbyr fleksibilitet og samlet sett øke tilgangen til det. Forskjellig kraftmiks mellom Norge og Europa gjør at prisen på reserver varierer. Prisforskjellen gjør handel lønnsomt ved at ressursene allokeres mer effektivt [37].

Viktig for bruken av kapasiteten i likestrømforbindelsene er alternativkostnaden knyttet til bruk. Ved å allokere kapasitet til balansemarkedet bør det være minst like lønnsomt som handel i spotmarkedet. For å gjøre denne vurderingen enklere kan man legge til rette for hyppigere innkjøp av reserver. Det vil da finnes bedre prognoser for priser og alternativkostnadene som gir et bedre grunnlag for god allokering og samfunnsøkonomisk overskudd.

Tabell 17: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved balansekraft over likestrømsforbindelsene.

Balansekraft over likestrømsforbindelsene	
Styrke	Utfordringer
+ Økt tilgang til reserver som kan forbedre frekvenskvaliteten + Samfunnsøkonomisk gevinst + Lettere å integrer UFE	- Sannsynligvis øke prisen på norske reserver - Konkurrerer med kapasitet i spotmarkedene, usikker alternativkostnad

5.3.3 RKOM nedregulering sommer

RKOM sesong kjøres i dag oftest for vinterhalvåret for å sikre nødvendig kapasitet [11]. Det kan også være aktuelt å innføre RKOM nedregulering for sommerhalvåret for å sikre nedreguleringskapasitet i lavlastperioder med lite balansekapasitet. En utfordring kan være hvis magasinkraftverk får tilslag må det kjøre produksjon gjennom hele sesongen for å være klar til å levere i RKM. Det introduserer en veldig lite prissensitiv aktør i markedet som vil by veldig lav pris i spotmarkedet for å sikre deltagelse. Dette kan føre til at spotprisen reduseres, som igjen minker inntjening for andre aktører. Hvor stor effekt det vil ha på energimarkedsprisene er avhengig av volum bestemt i RKOM sommer. Samtidig vil det gå utover vannmengden som spares til vinteren. Med lav spotpris og høy vannverdi vil det være mer attraktivt å anskaffe nedreguleringsressurser fra UFE [13].

Tabell 18: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved produkt RKOM nedregulering sommer.

RKOM nedregulering sommer	
Styrke	Utfordringer
+ Vil øke tilgang på nedreguleringsressurser + Kan øke tilgang til rotasjonsenergi	- Negativ påvirkning i energimarkedet ved pressede priser, påvirker UFE

5.3.4 Oppsummering og diskusjon

Behovet for reservekapasitet synes å øke i fremtiden. For å møte behovet har denne oppgaven presentert noen løsninger fra litteraturen. Ved å legge til rette for UFE i balansemarkedet kan flere tilbydere av balansekraft komme inn i markedet. Ved å nedregulere budstørrelse og ikke kreve symmetriske bud kan det være en reell mulighet for at i hvert fall større UFE-aktører benytter seg av denne muligheten, så det anbefales å se nærmere på muligheten for dette. Det anses som mindre sannsynlig for mindre aktører siden balansering av UFE har solide investeringskostnader og taper potensiell energi på å jobbe i et suboptimalt område.

Å allokere overføringskapasitet til balansehandel i likestrømsforbindelsene kan ha en positiv effekt med økt tilgang på reserver og dermed en enklere integrering av UFE, men om den samfunnsøkonomiske gevinsten er høy nok til å allokere vekk kapasitet fra spotmarkedet er avhengig av alternativkostnaden. Denne alternativkostnaden er usikker, så her kreves det overvåkning av markedet for å kunne optimalisere allokeringen på lang sikt. Samtidig vil en slik allokering øke konkurransen om norske reserver og øke prisen på den. Dette kan igjen ha en dobbel effekt ved at nye aktører kommer inn i markedet og tilbyr balansekraft. Oppgaven ser stor potensiell verdi i dagens satsning på allokering, og anbefaler å analysere problemstillingen videre.

RKOM nedregulering sommer er en spennende ide for å sikre nedreguleringsressurser i sommerhalvåret som kan være utsatt for lite regulerbar kraft og rotasjonsenergi, men det er usikkert om kostnaden er større enn fortjenesten ved dette. Det anbefales å se nærmere på løsningen ved vedvarende og forverring av tilgjengelig reservekapasitet om sommeren.

5.4 Markedsløsninger for å sikre tilstrekkelig rotasjonsenergi

Nyere teknologi tilbyr i stor grad ikke rotasjonsenergi, så riktige markedsløsninger for å insentivere dette er viktig. I foreløpig utgave av Guideline for System Operation [82] får systemansvarlig rett til å definere et minimumsnivå av rotasjonsenergi og det åpnes for å sikre rotasjonsenergi fra markedet. Relevante markedsløsninger for å insentivere rotasjonsenergi introduseres i dette kapitlet.

5.4.1 Budspesifisering

Litt av problemet i dag er at budgivning er for lite spesifikk til å gi nødvendig informasjon til systemansvarlig om aktørens tilbud. For primærreserver budgis det i dag per kraftstasjon eller stasjonsgruppe, så man har en viss kjennskap til tilgjengelige kraftverk, men det tas ikke hensyn til hvor mange kraftverks om settes i drift av aktøren. Her kan et krav om å fordele reserven over et visst antall kraftverk være en løsning for å øke tilgjengelig rotasjonsenergi i systemet. Man kan også øke volum i primærreserven

for å redusere behovet for rotasjonsenergi siden det fører til mer spinnende reserver i systemet. Med økt innkjøp og krav om fordeling vil både behovet for rotasjonsenergi synke ved naturlig mer rotasjonsenergi i markedet, og tilstedeværelsen i systemet øke ved flere kraftverk i drift.

I regulerkraftmarkedet har i dag systemansvarlig ikke informasjon om hvorvidt aktiveringen av et bud fører til at kraftverk starter eller stopper drift, og endring i rotasjonsenergi dette medfører [13]. Det er mulig å kreve spesifisering av hvilken effekt budet har på rotasjonsenergien i systemet i budet som gir systemansvarlig bedre grunnlag for å aktivere bud. Dette synliggjør verdien av rotasjonsenergi, men fører til høyere transaksjonskostnader. Det er også problematisk i de tilfeller hvor det er behov for nedregulering og mer rotasjonsenergi ved å måtte nedregulere noen aktører mens andre aktører oppreguleres for å starte flere kraftverk. Slik spesifisering kan fungere godt til håndtering av mindre avvik, men blir fort problematisk i et systemperspektiv med motstridende mål og uoversiktlige kostnader.

For å sikre tilstrekkelig antall tilbydere av rotasjonsenergi i et system som skifter mot kraftverk med lavere eller ingen H-verdi kan det vurderes støtteordninger. Det kan være relevant å støtte syntetisk rotasjonsenergi økonomisk eller innføre krav.

Tabell 19: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved budspesifisering og krav for rotasjonsenergi.

Budspesifisering og krav for rotasjonsenergi	
Styrke	Utfordringer
+ Mer rotasjonsenergi i systemet + Mer informasjon tilgjengelig for systemansvarlig	- Vanskelig å kostnadsoptimalisere - Økte transaksjonskostnader

5.4.2 Rotasjonsenergimarked

Hvis rotasjonsenergien i systemet går mot kritiske verdier kan det være behov for å etablere et rotasjonsenergimarked hvor på lik linje med energimarkedene. En markedsbasert løsning vil i mye større grad sørge for effektiv ervervelse av rotasjonsenergi ved å gi presise prissignaler til aktører om verdien av rotasjonsenergi. Ved knapphet vil markedet stimulere investeringer og gi aktører som tilbyr denne tjenesten en inntjeningsmulighet. Markedsbasert insentivering vil endre konkurransevilkårene mellom teknologier, så et åpent og rettferdig design er avgjørende.

På samme måte som privatforbrukere har en effektiv uelastisk etterspørsel etter energi, vil systemansvarlig i et slikt marked ha det samme. For å unngå markedsrett er det derfor viktig å tilrettelegge for mange aktører. Prissignalene må gi de rette insentivene for samfunnsøkonomisk overskudd gjennom å bare erverve rotasjonsenergi når det er nødvendig. Det kan derfor være aktuelt å se på sesongbasert design eller i kritiske perioder. Rotasjonsenergi er ikke en ekstrakostnad for kraftstasjoner som i dag tilbyr

det, men en bieffekt av vanlig drift de får betalt for i energimarkedet, så dette bør ikke betales for dobbelt når det ikke er nødvendig.

ENTSO-E [2] viser til at det foreløpig er i få perioder det antageligvis vil være behov for ekstra rotasjonsenergi selv om trenden mot dårligere tilgang er klar. Det vil derfor foreløpig være mest aktuelt med et rotasjonsenergimarked som åpner i kritiske perioder. Dette vil senke inntjeningsgrunnlaget for aktører som tilbyr denne tjenesten og gjøre den dyrere i aktuelle perioder på grunn av begrensede investeringsinsentiver, men anses i denne oppgaven som den mest effektive løsningen.

I perioder med et rotasjonsenergimarked kan det gå ut over Elspotprisen. Tradisjonelle aktører som vil levere rotasjonsenergi må også levere i energimarkedet og vil derfor prise seg lavere enn vanlig før for å sikre deltagelse. De er nå ikke avhengig av full inntjening i energimarkedet, men har en ekstraintjening på bakgrunn av betalingen for rotasjonsenergien. Konsekvensen er lavere spotpriser og mindre inntjeningsgrunnlag for samtlige aktører i markedet. Dette knytter seg igjen inn i missing money problem behandlet i kapittel 4.

Tabell 20: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved rotasjonsenergimarked.

Rotasjonsenergimarked	
Styrke	Utfordringer
+ Løser utfordringen med lav tilgjengelig rotasjonsenergi i kritiske perioder.	- Kan bidra til unødvendige kostnader hvis tilstrekkelig rotasjonsenergi anskaffes uansett. - Kan påvirke prissetting i Elspot - Kan påvirke den helhetlige effektiviteten

5.4.3 Oppsummering og diskusjon

Sikring av rotasjonsenergi i det kortsiktige perspektivet er først og fremst en problemstilling for perioder med mye import og stor UFE-produksjon. RKOM nedregulering sommer som ble diskutert i forrige delkapittel anses som en mulig løsning på slike problemer hvis det fasiliterer deltagelse av magasinkraftverk

Budspesifisering, krav og rotasjonsenergimarkedet ses i denne oppgaven på som mulige løsninger i et langsiktig perspektiv, men det er i forfatterens syn ikke et prekært behov for innføring av slike markedsløsninger. Det anbefales heller å fortsette å overvåke situasjonen og analysere mengden rotasjonsenergi nettet og påvirkningen dette har på nettstabiliteten for å ta en mer informert avgjørelse om utfordringen.

6. Sikre effektiv utnyttelse av nettet

Nettet er selve ryggraden i kraftsystemet som knytter tilbud og etterspørsel fysisk sammen. Det er store investeringskostnader knyttet til dette, så det er viktig at det blir utnyttet på mest mulig effektiv måte. Med stadig større flytendringer uregelmessigheter på bakgrunn av større andel UFE og økt kapasitet til Europa vil det ha en større påkjenning for nettet. Infrastruktur er dyr, så god nettutnyttelse er viktig.

NVE [83] har i en sammenstilling av alle investeringsplaner vist at det er planlagt investeringer på 140 milliarder kroner i kraftnettet i perioden år 2016 og 2025. Investeringer i sentralnettet står for 50 – 70 milliarder kroner av denne summen. Det er bred enighet om at dette er nødvendig, men samtidig er det viktig å se på om markedsdesign kan være med å fasilitere bedre utnyttelse av den allerede eksisterende nettkapasiteten. I dette kapittelet introduseres først bakgrunnen at dagens nettmmodell i stor grad anses som utdatert, før markedsløsninger introduseres og diskuteres.

6.1 Bakgrunn

Det er bred enighet i litteraturen om at nettkapasiteten i dagens modell ikke blir utnyttet så godt som den kunne ha blitt [18, 84-86]. Aktører som belaster nettet ulikt får identiske prissignaler i same prisområde, noe som ikke gir noen pekepinn på hvor mye elektrisiteten faktisk er verdt den er lokalisert [36, 47]. Det er i dag to hovedgrunner til ineffektiv nettbruk:

1. Dagens områdeinndeling er for grov til å speile verdien av ressurser på forskjellige lokasjon på en tilfredsstillende måte.
2. Tilgjengelig overføringskapasitet er basert på estimering gjort av systemansvarlig før handel i Elspot, noe som gir grunnlag for overestimering av systemansvarlig og markedsrettutøvelse av aktører.

I dagens modell hvor Norge er delt inn i fem områder vil det fortsatt eksistere flaskehalser internt i disse områdene som systemansvarlig må ta hånd om gjennom spesialregulering. Den sanne verdien til elektrisitet avhenger av hva konsumentene er villige til å betale, produksjonskostnader og begrensninger i nettet [18]. Med dagens system når ikke de sanne prissignalene markedsaktørene. Prisen avslører ikke hvor det er mangler i markedet, noe som fører til ineffektivitet og unøyaktige prissignaler med tanke på produksjonsplanlegging og forbruk, samt lokalisering for investeringer i infrastruktur og kraftproduksjon.

Det andre poenget er at overføringskapasiteten er basert på estimeringer gjort av systemansvarlig før budene i energimarkedet er kjent, noe som gjør det vanskelig å gi optimal utnyttelse av overføringskapasiteten. Når overføringskapasiteten gjøres allment tilgjengelig åpnes det også for markedsrettutøvelse. Den annonserte overføringskapasiteten kan føre til at aktører justerer portefolien deres og gir bud avvikende fra marginalpris for å spekulere i flaskehalser og spesialregulering. Samtidig

har systemansvarlig insentiver for å være konservativ i estimeringen av denne kapasiteten. For systemansvarlig er det store kostnader knyttet til overestimering av overføringskapasiteten gjennom spesialregulering som må gjøres i ettertid for å balansere systemet samtidig som det ikke er noen direkte kostnader knyttet til underestimering. Totalt kan dette føre til ineffektivitet i flaskehalshåndteringen og dårlig utnyttelse av nettressursene [18].

6.2 Markedsløsninger for å sikre effektivt utnyttelse av nett

6.2.1 Flytbasert markedskobling

For å utnytte nettet bedre jobber de nordiske systemansvarlige med å vurdere flytbasert (FB) markedskobling istedenfor dagens CNTC-modell. Med CNTC må systemansvarlig løse kraftflyten innenfor et budområde siden algoritmen bare tar hensyn til flytbegrensninger mellom budområder. Det blir opp til systemansvarlig å løse sløyfer¹⁹ og transitflyt²⁰, som er vanskelig å forutse og kostbart å løse med spesialregulering.

FB skiller seg fra CNTC med at den introduserer en enkel nettverksmodell i markedsklareringsalgoritmen som i større grad tar hensyn til fysikken i nettverket [87]. Nettverksmodellen beskriver hvordan en nettinjeksjon i en node påvirker linjene i resten av nettet. Kapasiteter kombineres med forventet flyt på alle kritiske nettverkselementer mens transitflyt og flaskehals er behandlet direkte i markedsalgoritmen. Dette gjør at algoritmen kan prioritere kraftflyt som er mest effektiv for å håndtere flaskehals og siden systemansvarlig ikke må prioritere visse grensekapasiteter på forhånd så er flere løsninger tilgjengelige for markedsalgoritmen. Istedenfor at overføringsbegrensningene er bestemt før markedet klareres. Denne økte nøyaktigheten kan føre til et mer effektivt markedresultat [88].

Objektfunksjonen er den samme CNTC og FB, men begrensningene er ulike. FB er det anbefalt designet i nettverkskodene utviklet av ENTSO-E²¹. NVE behandler også løsningen og kaller det en mellomløsning før nodeprising eventuelt kan innføres [19].

Tabell 21: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved flytbasert markedskobling.

Flytbasert markedskobling	
Styrke	Utfordringer
+ Bedre beskrivelse av fysisk flyt	- Krever harmonisering av regelverk
+ Bedre flaskehalshåndtering	
+ Tar hensyn til fysisk flyt i budområdet	

¹⁹ "Loop flow": fysisk flyt der produksjon og last er i samme sone, mens overføringen går gjennom en annen sone.

²⁰ "Transit flow": fysisk flyt der produksjon og last er i forskjellige soner.

²¹ Guideline on capacity allocation and congestion management [ENTSO/EU].

6.2.2 Nodeprising

En annen måte å sikre bedre utnyttelse av nettressursen i den nåværende markedsmodellen er nodeprising. Det finnes forskjellige modeller for nodeprising, men grunntanken er lik i alle: elektrisitetsprisen i en node²² er lik marginalkostnaden for å levere elektrisitet til den noden. Prisen må ta hensyn til at elektrisitet både må bli produsert og transportert til en node, med medfølgende flaskehalshåndtering og ledningstap [84]. Med nodeprising vil hver node ha sin egen pris basert på disse forutsetningene.

Viktig med nodeprising er at det løses for kraftflyt og priser samtidig i den samme algoritmen. Priskalkuleringen er da begrenset av de fysiske egenskapene til nettet, og tar hensyn til detaljert informasjon om lokalisering av aktører. Man fjerner dermed behovet for problematisk ex ante estimering av overføringskapasitet. Den estimerte kraftflyten bli basert på bindende bud og ikke en estimering av disse budene. Samtidig kan ikke en slik modell eliminere usikkerhet i faktisk kraftflyt siden markedet klareres dagen før. Derfor trenger man en detaljert og oppdatert kraftmodell med nodespesifikke bud for å komme så nærme som mulig [18]. Med optimalisert pricing og kraftflyt kommer det sterke prissignaler til aktører for operasjon på kort sikt, samt på lang sikt for lokalisering av infrastruktur og investeringer i kraftproduksjon.

Detaljnivået er avgjørende for hvordan nodeprising slår ut i markedet. Det nordiske kraftsystemet består av et veldig stort antall noder, så simplifisering av den teoretiske nodemodelleringen må regnes med. En måte å løse det på er aggregering av noder over områder i modellen. Samtidig er det vanskelig for markedsaktører å operere i en strikt teoretisk nodemodell. Det handler om å sikre seg mot prisrisiko, unødvendige transaksjonskostnader og et uoversiktlig system. Løsningen er aggregering av noder og priser. I praksis gjør dette at nodeprising blir ganske likt som dagens sonesystem, men med et høyere antall soner. Et viktig poeng er at antall elspotområder er avgjørende for hva modellen leverer, og bør reflektere flaskehalser i nettet. Samtidig kan det være politisk vanskelig å forsvare et nodesystem med veldig varierende priser mellom tid og sted.

Et annet argument mot nodeprising og færre soner er at det blir færre aktører i hver sone, som åpner for mulighet for markedsaktørers makt. Samfunnsøkonomisk overskudd bygger på antagelsen om at markedsaktører byr til marginalpriser, mens det ikke alltid er sannheten i områder der aktører har markedsaktørers makt. Samtidig blir prisene avgjort uten at tilgjengelig nettkapasitet er gjort kjent i markedet, noe som vanskeliggjør spekulering. Selv om nodepriser på en måte deler opp markedet, blir prisene i et område fortsatt påvirket av andre områder, det finnes ingen upåvirkede "øyer" i systemet [18].

²² *Node*: Et punkt i kraftnettet der to eller flere ledninger/komponenter møtes.

Et marked med mange budområder kan også få mer volatile priser enn et system med store området hvor prissignaler er jevnet ut med spesialreguleringer [18]. Behovet for hedging er derfor viktig når man designer et marked. Markedsaktører som møter flere priser vil hedge prisrisikoen. FTR brukes i mange markeder i USA for å hedge priser mellom områder. I det nordiske markedet finnes det mange produkter tilgjengelige, med CfD som brukes for risikoen mellom prisområder. Men noen aktører mener CfD markedet ikke er likvid nok.

Med tanke på leveringssikkerhet er nodeprising en oppgradering fra dagens modell. Leveringssikkerheten er en begrensning i modellen som defineres av systemansvarlig og kraftflyt blir bestemt av bindende bud som gjør det lettere å sikre leveringssikkerhet i driftstid [18]. På lang sikt vil modellen vil de mer tydelige prissignalene gi bedre investeringssignaler til markedsaktører for lokalisering av ressurser.

Tabell 22: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved nodeprising.

Nodeprising	
Styrke	Utfordringer
+ Løses for kraftflyt basert på bindende bud	- Kan føre til prisvolatilitet
+ Bedre flaskehalshåndtering	- Kan føre til utøvelse av markedsrett
+ Bedre prissignaler til markedet	

6.2.3 Effekttariffer

En annen forbrukerflexibilitet behandlet tidligere i oppgaven er innføring av effekttariffer for husholdninger istedenfor dagens energitariffer. Ifølge THEMA Consulting Group [89] er det stor enighet i bransjen om at effekttariffer er en bedre løsning enn dagens energitariffer for å gi nødvendige prissignaler til forbrukere.

Det er mange måter å innføre effekttariffer, men felles for de er at det er et effekttillegg i på strømgregningen basert på effektforbruket. Det er mange løsninger [89, 90] med for eksempel månedlig/årlig effekttopp eller effekttopp i en spesiell periode som betalingsgrunnlag. Ved overgang fra energitariff til effekttariff vil forbrukere som bruker mindre energi nesten uansett ta en høyere andel av nettkostnadene, siden effekttopp ofte er ganske lik uansett generelt forbruk. Det kan også gi store og tilfeldige utfall for kunden avhengig av om effekttariffen settes for kundens effekttopp eller nettets effekttopp [89].

Det kan være vanskelig for forbrukere å sette seg inn i effekttariffer og utnytte mulighetene som er ganske annerledes enn energitariffer. Derfor mener Energi Norge at effekttariffer for spesielt små kunder bør harmoniseres [91] for å sikre forståelige regler. Håper er at en slik innføring vil fasilitere at forbrukere med for eksempel elbiler vil lade om natten istedenfor ettermiddagen siden ettermiddagen generelt er en tid med

høyt forbruk og stor nettbelastning. NVE påpeker at en forutsetning for effekttariffer er ferdig utrulling av AMS-målere [92].

Tabell 23: Oppsummering av hovedstyrker og utfordringer ved effekttariffer.

Effekttariffer	
Styrke	Utfordringer
+ Kan flytte effektforbruk til perioder med mindre nettbelastning + Gir prissignal for bedre nettbruk	- Krever gode og klare regler for forbrukere til å forstå og godta

6.2.4 Oppsummering og diskusjon

For å møte morgensdagens utfordringer med UFE og økt kraftflyt på en god måte er effektiv utnyttelse av kraftnettet helt avgjørende. Infrastrukturen er dyr og vanskelig å planlegge, så det er mye å hente i bedre utnyttelse. For å løse utfordringene med for grove områdeinndelinger og estimert overføringskapasiteter er nodeprising og flytbasert markedskobling presentert.

Det arbeides i dag med FB markedskobling på nordisk nivå, noe som forfatteren anser som en god løsning på vei til bedre nettbruk. Ved å gjøre det sikrer man bedre utnyttelse av nettet ved å la markedet avgjøre overføringskapasitetene. Dette kan ses på som en mellomløsning til man får på plass nodeprising som kan være aktuelt på lenger sikt. Nodeprising er neste skritt i bedre beskrivelse av nettet og topologien i markedsløsningen og det anbefales med å utrede mulighetene for å innføre dette i Norden. Ved å få en finere inndeling i områder kan markedet gi et tydeligere prissignal basert på den sanne strømverdien, der den er lokalisert.

Oppsummert ser vi at nodepriser kan gi en bedre utnyttelse av nettkapasitet, mer presise prissignaler og mindre behov for spesialregulering. Samtidig er det klart at det kan være vanskelig å implementere den rent teoretiske modellen i dagens system. En mer optimal konfigurering av budområder burde kanskje vurderes for å nærme seg noen av de positive effektene modellen gir.

Effekttariffer anses også som en mulighet for å fasilitere mindre effektforbruk i spesielle perioder. Med utrulling av AMS og videre harmonisering av regler anser forfatteren det som en relevant løsning som bør utforskes videre for implementering i Norge.

7. Avsluttende betraktninger og konklusjon

Det er en bred enighet i litteraturen om at dagens markedsløsninger er utdaterte samtidig som det ikke er enighet om hvilke problemer som er mest trykkende, og hvilke løsninger som er mest passende. Å identifisere utfordringer og markedsløsninger for kraftmarkedet som en helhet er en ambisiøs oppgave. Markedsdesign er en kompleks og sammensatt problemstilling som det er vanskelig for utenforstående å danne seg et oversiktlig bilde av. Ulike institusjoner arbeider gjerne med sin egen lille del, og mangler et oversiktsbilde. Denne oppgaven er et forsøk på å danne et oppdatert bilde av noen av hovedutfordringene og potensielle løsninger for disse.

Markedsløsningene som er identifisert og vurdert som relevante for de nevnte utfordringene i Norden er oppsummert i tabell 24. De viktigste styrkene og utfordringene samt dagens status og anbefalinger til videre arbeid er oppsummert. I kapittel 7.1 konkluderes det på bakgrunn av denne tabellen.

Tabell 24: Oppsummering av relevante markedsløsninger for Norden.

Markedsløsning	Påvirkning		Styrke	Utfordring	Status	Anbefalt videre arbeid
	Langs. ressurs.	Stabilitet				
Stabilitet	Strategiske reserver	+		Forbedret kapasitetsmargin	Implementert i flere EU-land	Løpende vurdering av viabilitet og behov
	Budgi kostnadsfunksjon	+		Sikrer dekning av kostn. for ønskede aktører	Enkle løsninger er kjent, mer forskning trengs	Forskningsprosjekt på en Nordisk løsning
	Klarering nærmere driftstimer i energimarkedet		+	Mindre prognoseusikkerhet for UFE	Under vurdering	Nordisk forskningsprosjekt
	Finere tidsoptimalisering i energimarkedene		+++	Reduserer strukturelle ubalanser	Implementeres i Norden (15 min.)	Følge opp implementering, vurdere minutttoppløsning
	Kontinuerlig ramping		++	Reduserer strukturelle ubalanser	Avventer EU-avgjørelse	Avvente avgjørelse, pilotprosjekt
	Time of Use-tariffer	+	+	Prisinsentiver for forbrukere	NVE vurderer nye nettariffer	Videre forskning på Nordisk forbrukerfleksibilitet
	Mindre budvolum/asymmetriske bud i reservemarkedet		+	Forbedrer likviditeten i reservemarkedet	Ukjent	Vurdere effekten av mindre budvolum i Norden
	Balanseskraft over likestrømsforbindelsene		+	Bedre likviditet, bedre integrering av UFE	Brukes og vurderes av Statnett	Dyptgående kost/nytte-analyse
	Budspesifisering og krav for rotasjonsenergi		+	Økt tilgang på informasjon og rotasjonsenergi	Ukjent	Vurdere behov på Nordisk nivå
	Flytbasert markedskobling			Bedre allokering av overføringskapasitet	Ute til høring	Følge opp høring og forskning på området
Effektivt nettbruk	Nodeprising	+		Gir tydelig lokasjonsbasert prisinformasjon	Under vurdering av NVE og Statnett	Videre Nordisk forskning om mulig implementering
	Effekttariff for husholdninger	+	+	Prisinsentiv for husholdninger	Under vurdering av NVE	Nordisk forskningsprosjekt

7.1 Konklusjon og anbefalinger til videre arbeid

Kraftsystemet endres kontinuerlig, og med stadig større andel UFE og pan-europeisk integrering kommer det nye utfordringer som må møtes. Denne oppgaven har identifisert noen av de sentrale driverne for denne utviklingen og potensielle markedsløsninger. Kraftsystemet er komplekst, og det gjenstår fortsatt mye forskning for å finne frem til de beste løsningene.

Etablering av et hybridmarked med to-stegskonkurransen og manglende prisinsentiver for aktører som tilbyr fleksibilitet er identifisert som mulige utfordringer for langsiktig ressurstillstrekkelighet. Utfordringen synes å være størst på kontinentet, men med stadig større harmonisering av hele det Europeiske kraftsystemet og det faktum at mange land regner med å dekke kraftunderskudd med import, antas problemstillingen etter hvert å bli mer pressende også i Norden. Denne oppgaven har identifisert markedsløsninger som kapasitetsmarked, strategiske reserver og å budgi kostnadsfunksjon for å møte denne utfordringen. Selv om dette kan være med å møte utfordringene er det usikkert om det foreløpig er nødvendig. Det anbefales heller å følge tett med på implementeringen av strategiske reserver i Europa og hvordan det påvirker fremtidig ressurstillstrekkelighet og kraftsystemet som en helhet. Oppgaven har identifisert potensiell markedsvidning og suboptimaliserte nasjonale kraftsystem som en utfordring med kapasitetsmarkeder og strategiske reserver, og anbefaler å se på kraftsystemet som en Europeisk helhet når disse utfordringene håndteres.

Frekvensutfordringer og manglende fleksibilitet er behandlet som sentrale utfordringer for kortsiktig stabilitet. Både strukturelle og stokastiske ubalanser, minskende tilgang på rotasjonsenergi og prisskjærmede husholdninger er identifisert som drivere for denne utfordringen. For å løse strukturelle og stokastiske ubalanser står finere tidsoppløsning i energimarkedet frem som et sterkt alternativ. 15 minutter oppløsning er på vei til å bli implementert og det anbefales å følge opp dette, samt utforske mulighetene til å ta skrittet videre til minutttoppløsning for å potensielt redusere ubalansene ytterligere. Kontinuerlig ramping utredes av ENTSO-E, og det anbefales også å følge opp dette. Forbrukerfleksibilitet står også frem som et område med stort teknisk potensiale og med utrulling av muliggjørende teknologi som AMS og Elhub anbefaler denne oppgaven å videre utrede mulighetene for Time-of use priser og effekttariffer.

Effektiv bruk av nettet utfordres av en grov områdeinndeling og en vanskelig oppgave for Statnett å allokere riktig overføringskapasitet dagen før på en effektiv måte. Forfatteren mener både flytbasert markedskobling og nodeprising ser ut til å være gode alternativer for å gi mer presise prissignaler om den sanne verdien elektrisitet har i en node. Utfordringer er kompleks modellering og nødvendig harmonisering med systemansvarlige i Norden, men med videre forskning på området kan løsningene være veldig relevante på sikt, og det anbefales å fortsette å utrede mulighetene for implementering.

Referanser

1. Nord Pool Spot, *Bidding Areas*. Tilgjengelig: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/> (Lest 12.02.17).
2. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *Future System Inertia*. 2016, Tilgjengelig: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf (Lest 13.03.17).
3. Statnett, F., Energinet.dk, Svenska kraftnät, *Challenges and opportunities for the Nordic power system*. 2016, Tilgjengelig: http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Challenges_and_opportunities_Executive_Summary_pdf.pdf (Lest 02.02.17).
4. Ela, E., et al., *Evolution of wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation*. 2014: National Renewable Energy Laboratory.
5. Bye, T. and E. Hope, *Deregulation of electricity markets: the Norwegian experience*. Economic and Political Weekly, 2005: p. 5269-5278.
6. Hawker, G., K. Bell, and S. Gill, *Electricity security in the European Union—The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market*. Energy Research & Social Science, 2017.
7. Nord Pool Spot, *Explicit and implicit capacity auction*. Tilgjengelig: https://nordpoolspot.com/globalassets/download-center/pcr/how-does-it-work_explicit-and-implicit-capacity-auction.pdf (Lest 02.02.17).
8. Statnett, *Om reservemarkeder*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/> (Lest 23.02.17).
9. Statnett, *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i markedet for FCR*. 2016 Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/PageFiles/4044/FCR-vilkår%20gjeldene%20fra%202.mai%202016.pdf> (Lest 25.02.17).
10. Statnett, F., Energinet.dk, Svenska kraftnät, *Agreement on a Nordic Market for Frequency Restoration Reserves with automatic activation (aFRR) Appendix 2. The Nordic aFRR Capacity Market*. 2016, Tilgjengelig: http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Utvikling_av_kraftsystemet/aFRR_Nordic_Appendix_2_aFRR_Capacity_Market_2016-11-07.pdf (Lest 15.03.17).
11. Statnett, *Vilkår for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)*. 2016, Tilgjengelig:

- <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/RKOM-vilkår%20gjeldende%20fra%2026.09.2016.pdf> (Lest 25.03.17).
12. Statnett, *Utvikling av systemtjenester 2016-2021*. 2016, Tilgjengelig: [http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Utvikling av kraftsystemet/Utvikling av systemtjenester 2016-2021.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Utvikling%20av%20kraftsystemet/Utvikling%20av%20systemtjenester%202016-2021.pdf) (Lest 15.02.17).
 13. Statnett, *KUBE 2015 Markedsløsninger for neste generasjon kraftsystem*. 2015, Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Karriere/Markedsløsninger%20for%20neste%20generasjon%20kraftsystem%20KUBE%202015.pdf> (Lest 20.02.17).
 14. Statnett, *Om regulerkraftmarkedet (RK)*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/RKOM1/Om-regulerkraftmarkedet-RKM> (Lest 15.02.17).
 15. Statnett, *Om regulerkraftopsjoner (RKOM)*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/RKOM1/Om-RKOM/> (Lest 15.02.17).
 16. Bye, T., et al., *Flere og riktigere priser - et mer effektivt kraftsystem*. Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet, 2010.
 17. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), *Markedssegmentene*. Tilgjengelig: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/engrosmarkedet/markedssegmentene/> (Lest 01.05.17).
 18. Mathiesen, V., *Capacity allocation and congestion management*. 2010, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE): Report no. 3 - 2010.
 19. Pettersen, F.E.L.s., *Tid for ny markedsdesign?* 2012, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE): Rapport nr 36 - 2012.
 20. Faruqui, A., D. Harris, and R. Hledik, *Unlocking the € 53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment*. Energy Policy, 2010. **38**(10): p. 6222-6231.
 21. Statnett, *Statnetts praktisering av systemansvaret*. 2013, Tilgjengelig: [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/FoS praktiseringen 2013_oppdatert.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/FoS%20praktiseringen%202013_oppdatert.pdf) (Lest 01.05.17).
 22. Statnett, *Rapport fra systemansvarlig 2014*. 2014, Tilgjengelig: [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/Rapport fra Systemansvarlig om Kraftsyst \(GENERELL DOK - 2076217 - 1 - 1\).pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/Rapport%20fra%20Systemansvarlig%20om%20Kraftsyst%20(GENERELL%20DOK%20-2076217%20-1-1).pdf) (lest 25.04.17).

23. European Federation of Energy Traders, *Introduction of Financial Transmission Rights*. 2015, Tilgjengelig: https://www.entsoe.eu/Documents/Network_codes_documents/Implementation/stakeholder_committees/15_12_03/EFET_Market_ES_C_FTRs_final.pdf (Lest 20.03.17).
24. Statnett, *Nordisk balanseavregning lansert*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2017/Nordisk-balanseavregning-lansert/> (Lest 20.03.17).
25. Statnett, *Nordisk harmonisert balanseavregning*. 2009, Tilgjengelig: http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Balanseavregning/Implementasjonsbeskrivelse_oppdateret_26aug_2009.pdf (Lest 13.03.17).
26. European Commission, *Proposal for a directive of the European parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)*. 2016.
27. WindEurope, *Wind in power 2016: European statistics*. 2017, Tilgjengelig: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2016.pdf> (Lest 08.03.17).
28. Eurostat, *Renewable Energy Statistics*. Tilgjengelig: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics (Lest 20.02.17).
29. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), *Elsertifikater: Kvartalsrapport nr 4 2016*. 2016, Tilgjengelig: https://www.nve.no/media/2202/endelig_elsert_4kv14_15022015-no.pdf (Lest 13.03.17).
30. Nuclear Energy Agency, *Nuclear Energy Data 2016*. 2016, Tilgjengelig: <http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2016/7300-ned-2016.pdf> (Lest 23.03.17).
31. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), *Rapport nr 2 2017: Kraftmarkedsanalyse 2016 - 2030*, ed. G. Bartnes. 2017.
32. NordREG, *Nordic Market Report 2014*. 2014, Tilgjengelig: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf> (Lest 04.04.17).
33. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *Impact of increased amounts of renewable energy on nordic power system operation*. 2010, Tilgjengelig: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/operations/20100909_Wind_report.pdf (Lest 20.03.17).

34. Weir, D.E., *Kostnader i energisektoren*. 2015, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE): Rapport nr 2/2015 del 2.
35. Jacottet, A., *Cross-border electricity interconnections for a well-functioning EU Internal Electricity Market*. Oxford Institute for Energy Studies. Oxford Energy Comment, 2012: p. 1-17.
36. Keay, M., *The EU "Target Model" for electricity markets: fit for purpose*. Oxford Institute for Energy Studies, 2013.
37. Statnett, *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2014-20*. 2014, Tilgjengelig: http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/SMUP_2014-2020.pdf (Lest 15.01.17).
38. Statnett, *NordLink*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/NORDLINK> (Lest 06.04.17).
39. Statnett, *A European energy-only market in 2030*. 2015.
40. Det Kongelige Olje- og Energidepartement, *Meld. St. 25: Kraft til endring*. 2016.
41. Joskow, P.L. and C.D. Wolfram, *Dynamic pricing of electricity*. The American Economic Review, 2012. **102**(3): p. 381-385.
42. Roques, F. and D. Finon, *Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?* Energy Policy, 2017. **105**: p. 584-596.
43. Hogan, W.W., *On an "Energy only" electricity market design for resource adequacy*. California ISO, 2005.
44. Vassilopoulos, P., *Models for the identification of market power in wholesale electricity markets*. UFR Sciences of Organizations, DEA, 2003. **129**.
45. Newbery, D., *Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors*. Energy Policy, 2016. **94**: p. 401-410.
46. Hogan, W., et al. *ELECTRICITY MARKET DESIGN: Energy Trading and Market Manipulation*. in *7th Annual Enforcement and Compliance Conference, Washington*. 2012.
47. Keay, M., *Electricity markets are broken—can they be fixed*. Oxford Institute for Energy Studies, 2016.
48. Cramton, P., A. Ockenfels, and S. Stoft, *Capacity market fundamentals*. Economics of Energy & Environmental Policy, 2013. **2**(2): p. 27-46.

49. Gottstein, M. and L. Schwartz, *The role of forward capacity markets in increasing demand-side and other low-carbon resources: experience and prospects*. Montpelier, Vt.: Regulatory Assistance Project, 2010.
50. Bhagwat, P.C., L.J. de Vries, and B.F. Hobbs, *Expert survey on capacity markets in the US: Lessons for the EU*. Utilities Policy, 2016. **38**: p. 11-17.
51. Cramton, P. and A. Ockenfels, *Economics and design of capacity markets for the power sector*. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2012. **36**(2): p. 113-134.
52. Financial Times, *EU investigates German national electricity reserve*. 2017, Tilgjengelig: <https://www.ft.com/content/305f687a-aba6-3cbd-8a59-d3bc7648bd0e> (Lest 01.05.17).
53. Jørgen Bjørndalen and K. Jörnsten, *Elforsk report 14:23 Further development of Elspot*. 2014.
54. Teknisk Ukeblad, *Ikke pristak på strøm*. Tilgjengelig: <https://www.tu.no/artikler/ikke-pristak-pa-strom/254424> (Lest 25.04.17).
55. Kundur, P., N.J. Balu, and M.G. Lauby, *Power system stability and control*. Vol. 7. 1994: McGraw-hill New York.
56. Statnett, F., Energinet.dk, Svenska kraftnät, *Solution Report ver10 (ikke utgitt)*. 2017.
57. Ånestad, A., *Driften av kraftsystemet 2015*. 2016, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE): Rapport nr 56/2016.
58. Statnett, *Verdiskapningsrapport 2016*. 2016, Tilgjengelig: [http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Utvikling av kraftsystemet/Verdiskapningsrapport 2016.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Utvikling%20av%20kraftsystemet/Verdiskapningsrapport%202016.pdf) (Lest 20.04.17).
59. Tielens, P. and D. Van Hertem, *The relevance of inertia in power systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016. **55**: p. 999-1009.
60. Statnett, *Tiltaksplan Systemdrifts- og markedsutvikling 2016-2021*. 2015, Tilgjengelig: [http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Utvikling av kraftsystemet/Tiltaksplan, Systemdrifts- og markedsutvikling 2016-2021.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Utvikling%20av%20kraftsystemet/Tiltaksplan,%20Systemdrifts-%20og%20markedsutvikling%202016-2021.pdf) (Lest 12.02.17).
61. Statnett, *Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia*. 2013, Tilgjengelig: [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Media/Nyheter 2013/150513 Konsesjonssøknad_Mellomlandsforbindelser.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Media/Nyheter%202013/150513%20Konsesjonss%C3%B8knad_Mellomlandsforbindelser.pdf) (Lest 27.04.17).

62. European Commision, *Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity* 2014, Tilgjengelig: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0356&from=EN> (Lest 03.03.17).
63. Statnett, *Krav til kvartersplaner ved store produksjonsendringer*. 2015, Tilgjengelig: [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/Krav til kvartersplaner ved store produksjonsendringer - rev 210815.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/Krav%20til%20kvartersplaner%20ved%20store%20produksjonsendringer%20-%20rev%20210815.pdf) (Lest 03.02.17).
64. Statnett, *Produksjonsglatting vilkår for deltagelse, håndtering og kompensasjon*. 2015, Tilgjengelig: [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/Produksjonsglatting - vilkår%20050215.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/Produksjonsglatting%20-%20vilk%C3%A5r%2020050215.pdf) (Lest 03.02.17).
65. Scharff, R. and M. Amelin, *Trading behaviour on the continuous intraday market Elbas*. Energy Policy, 2016. **88**: p. 544-557.
66. Nordel, *Enhancement of Demand Response*. 2006, Tilgjengelig: <http://fourfact.se/images/uploads/Nordel-DR.pdf> (Lest 04.03.17).
67. Su, C.-L. and D. Kirschen, *Quantifying the effect of demand response on electricity markets*. IEEE Transactions on Power Systems, 2009. **24**(3): p. 1199-1207.
68. Cappers, P., C. Goldman, and D. Kathan, *Demand response in US electricity markets: Empirical evidence*. Energy, 2010. **35**(4): p. 1526-1535.
69. Bröckl, M., et al., *Examining and proposing measures to activate demand flexibility on the Nordic wholesale electricity market*. Gaia Consulting Oy, Jussi Keppo, University of Michigan, 2011.
70. Albadi, M.H. and E. El-Saadany, *A summary of demand response in electricity markets*. Electric power systems research, 2008. **78**(11): p. 1989-1996.
71. Linn Renée Naper, A.S.H., Morten Stene, *Innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet – et forklaringsproblem?* 2016, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).
72. Qdr, Q., *Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them*. US department of energy, 2006.
73. Honebein, P.C., R.F. Cammarano, and C. Boice, *Building a social roadmap for the smart grid*. The Electricity Journal, 2011. **24**(4): p. 78-85.
74. Verbong, G.P., S. Beemsterboer, and F. Sengers, *Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy*. Energy Policy, 2013. **52**: p. 117-125.

75. Ablondi, B., *Consumer attitudes and the benefits of smart grid technologies*. Parks Associates, Dallas, TX, 2010.
76. Henley, A. and J. Peirson, *Time-of-use electricity pricing: evidence from a British experiment*. *Economics Letters*, 1994. **45**(3): p. 421-426.
77. Faruqui, A. and S. Sergici, *Household response to dynamic pricing of electricity-a survey of the empirical evidence*. 2010.
78. Herter, K., *Residential implementation of critical-peak pricing of electricity*. *Energy Policy*, 2007. **35**(4): p. 2121-2130.
79. Ito, K., *Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing*. *The American Economic Review*, 2014. **104**(2): p. 537-563.
80. Liang, J., S. Grijalva, and R.G. Harley, *Increased wind revenue and system security by trading wind power in energy and regulation reserve markets*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2011. **2**(3): p. 340-347.
81. Seyedi, M. and M. Bollen, *The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance*. Stockholm: Elforsk AB, 2013.
82. European Commission, *Establishing a guideline on electricity transmission system operation*. 2016, Tilgjengelig: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuideline final%28provisional%2904052016.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuideline%20final%28provisional%2904052016.pdf) (Lest 18.03.17).
83. Paulen, S.L., *Status og prognoser for kraftsystemet 2016*. 2016, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE): Rapport nr 94-2016.
84. Green, R., *Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong?* *Journal of Regulatory Economics*, 2007. **31**(2): p. 125-149.
85. Sotkiewicz, P.M. and J.M. Vignolo, *Nodal pricing for distribution networks: efficient pricing for efficiency enhancing DG*. *IEEE transactions on power systems*, 2006. **21**(2): p. 1013-1014.
86. Singh, R.K. and S. Goswami, *Optimum allocation of distributed generations based on nodal pricing for profit, loss reduction, and voltage improvement including voltage rise issue*. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2010. **32**(6): p. 637-644.
87. Statnett, F., Energinet.dk, Svenska kraftnät, *Methodology and concepts for the Nordic Flow-Based Market Coupling Approach*. 2014, Tilgjengelig:

[http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kundeportalen/Methodology and concepts for the Nordic Flow-Based Market Coupling Approach.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kundeportalen/Methodology%20and%20concepts%20for%20the%20Nordic%20Flow-Based%20Market%20Coupling%20Approach.pdf) (Lest 15.03.17).

88. Statnett, F., Energinet.dk, Svenska kraftnät, *Principle Approach for Assessing Nordic Welfare under Flow-based methodology*. 2014, Tilgjengelig: [http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Sähkömarkkinat%20ja%20edunvalvonta/Principle%20Approach%20for%20Assessing%20Nordic%20Welfare%20under%20Flow-based%20methodology.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/S%C3%A4hk%C3%B6markkinat%20ja%20edunvalvonta/Principle%20Approach%20for%20Assessing%20Nordic%20Welfare%20under%20Flow-based%20methodology.pdf) (Lest 15.03.17).
89. Kristine Fiksen, G.L., Roger Grøndahl, Berit Tennbakk, *Konsekvenser av effekttariffer*. 2015, THEMA consulting Group.
90. Fiksen, K., *Harmonisering av nettariffer*. 2016, THEMA Consulting Group.
91. Energi Norge, *Effekttariffer for små kunder bør harmoniseres*. 2016, Tilgjengelig: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/nyheter/2016/effekttariffer-for-sma-kunder-bor-harmoniseres/> (Lest 01.04.17).
92. Hillestad, K., *NVE Årsrapport 2016*. 2017, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway