



NORGES MILJØ-OG BIOVITENSKAPELIGE UNIVERSITET

FAKULTET FOR MILJØVITENSKAP OG TEKNOLOGI

MASTEROPPGAVE I INDUSTRIELL ØKONOMI VED INSTITUTT FOR MATEMATISKE
REALFAG OG TEKNOLOGI, 30 STUDIEPOENG

Fremtidens frekvensstabilitet i kraftsystemet

Roterende reserver, primærreserver og ny uregulerbar kraft i
synkronområdet Norden i 2020

Av Frida Holand

Hovedveileder: Olvar Bergland, Førsteamanuensis ved Handelshøyskolen NMBU

Biveileder: Anders Bostad, Statnett SF

15. Desember, 2014

Forord

Fra et privilegert utgangspunkt som deltager på Statnetts sommerprosjekt KUBE 2013, og senere sommervikar, har min generelle interesse for strømtransmisjon økt videre til et faglig engasjement. Utdanningen har lagt grunnlag for en tverrfaglig tilnærming som markeres i denne oppgaven. Arbeidet med denne oppgaven har vært engasjerende, utfordrende og svært lærerikt på mange plan.

Jeg ønsker å rette en stor takk til min hovedveileder Olvar Bergland, som med sin stoiske ro har guidet meg gjennom fasene i masterarbeidet. Olvar har støttet meg gjennom dette semesteret på en svært pedagogisk måte, og hvert møte har vært fruktbart. Uten hans kompetanse på fagfeltet hadde denne oppgaven ikke vært mulig å gjennomføre. Han er en flink veileder, en flink foreleser og et godt medmenneske.

Ideen bak oppgaven kommer fra biveileder Anders Bostad. Hans faglige engasjementet for problemstillingen smittet over på meg, og hans kontakter i Statnett gjorde at jeg fikk mulighet til å benytte Statnetts kontorer i arbeidet. Kontakten med Driftsplanlegging (DDP) på Statnett har vært veldig nyttig, og jeg ønsker å takke for fin tid sammen i kontorlandskapet. Spesielt takk til Helge Fadnes, Johan Indreberg Vestrum og Erik Alexander Jansson.

Takk til familien min. Jeg er så takknemlig for all hjelp og støtte jeg har fått i denne perioden. Min onkel Rune Bakke, professor på HiT, har gitt uvurderlige akademiske innspill. Mine søstre har hjulpet med korrekturlesing, og min far har vært omtrent like engasjert i prosessen som meg selv.

Takk til gjengen på lesesal TF211, spesielt til Maria og Rebekka for koselige stunder på sene kvelder i november og desember.

Alle eventuelle feil og mangler i oppgaven er mitt fulle og hele ansvar.

15. desember 2014, Ås

Frida Holand

Sammendrag

Denne masteroppgaven omhandler simulerte effekter av økt uregulerbar kraftproduksjon i synkronområdet Norden i 2020. Formålet er å undersøke de effekter uregulerbar produksjon, og systemets evne til automatisk regulering, har på kortsiktig frekvensstabilitet. Mengden tilgjengelige roterende reserver og primærreserver bestemmer systemets kortsiktige respons.

Norge og Sverige inngikk i 2012 en avtale om økt energiproduksjon på 24,6 TWh fra ny fornybar energi, kalt grønne sertifikater. Det antas at ny installert effekt fra vindkraft og uregulerbar vannkraft vil være ca. 12 500 MW i 2020.

Disse prognosene er studert i simuleringsprogrammet Aristo. Simuleringene i Aristo viser frekvensforløp til identiske utfall av forbruk og produksjon, der systemets frekvens logges i 45 sekunder etter utfallet finner sted. Utfallene av forbruk og produksjon er basert på dimensjonerende utfall for Norge og synkronsystemet Norden, og er av størrelsesorden 850 MW, 1200 MW og 1360 MW. Utfallene er simulert i produksjonssituasjoner som representerer 2014 og 2020. Vi kan se fra simuleringen at systemet har en høyere H-verdi i 2014, enn i 2020. Resultatene viser at systemets reguleringsevne svekkes med økt andel uregulerbar kraft i samtlige produksjons- og lastsituasjoner. Bare ett av tre scenarier simulert for 2020 overholdt dagens krav til systemets reguleringskapasitet.

Resultatene fra simuleringene i Aristo lot seg ikke separeres i effekter som skyldes ny uregulerbar produksjon eller av endret kraftflyt. Simulatorprogrammet Aristo er derfor ikke godt egnet til å studere mekanismene bak de simulerte frekvensforløp i Norden og er bedre egnet for spenningsanalyser og frekvensanalyser i øydrift for mindre avgrensede områder.

Det er krav om at frekvensstabiliteten ikke skal svekkes for å unngå problemer og kostnader for forbrukerne. Det betyr økte systemkostnader for systemansvarlig. Økte balanseringskostnader dekkes av økt innmatingstariff for samtlige kraftprodusenter. Dette bryter med et prinsipp for samfunnsøkonomi som tilsier at en enhet som påfører systemet en kostnad, bør belastes kostnaden. Felles innmatingstariff for samtlige kraftprodusenter begrunnes med politisk vedtatt satsningen på økt utbygging av fornybar kraft.

Abstract

This thesis analyses simulated effects of increased installed unregulated power in the interconnected grid in the Nordic countries in 2020. The purpose is to examine the effects of new renewable production, and the system's ability to maintain a short-term frequency stability. The total rotational inertia and primary frequency control are the short-term frequency responses of the power system.

The agreement on green certificates from 2012, will initiate new renewable energy production of total 24.6 TWh in Norway and Sweden. It is believed that the installed capacity of wind turbines and small-scale hydropower will be 12 500 MW by 2020.

This prognosis is further studied in the simulation program Aristo. The simulations in Aristo show the development of the system frequency at losses of consumption or production. The system frequency is logged for 45 seconds after the fault occurs. The frequency deviations that occur when consumption or production is lost, is dimensional to the size of the incident. The size of the faults studied, are the biggest faults the power system of Nordic synchronous area are designed to handle. Fault sizes are 850 MW, 1200 MW and 1360 MW.

The faults are simulated in different production modes which represent year 2014 and 2020. We can see from the simulation that the system reaches a higher frequency, and the frequency deviation is bigger at identical incidents in 2020 from 2014. The results show that the system frequency control deteriorates with increased amount of wind and small-scale hydropower production units. Only one of the three scenarios simulated for 2020, complied within the limits of the required control capacity of the power system.

The effects arising from renewable power production, or from the change of system power flow, could not be isolated or determined in the simulations. Aristo is therefore not well suited for analysis of total power system stability of the interconnected synchronous grid. Aristo is better suited for analysis which involves voltage deviations and stability, or frequency analysis studied in grid islands.

A decrease in frequency stability, leads to increased demand for frequency control. The TSO's demand for primary control increase, meaning increased system stability costs. The increased system operating costs, are today covered by tariffs for all power producers. This violates a principle of economics, that indicates that a unit that inflicts the system a cost, should be charged by this cost. Equal increase of tariffs for all power producers, is justified by the political focus on increased development of renewable energy.

Innhold

Innhold	i
Tabeller	iii
Figurer	iii
1 Innledning	1
1.1 Historikk	2
1.2 Problemstilling	3
1.3 Avgrensninger	4
2 Kraftproduksjon	5
2.1 Kort om elektrisitet	5
2.2 Kort beskrivelse av kraftsystemet	6
2.3 Regulerbar elektrisitetsproduksjon i Norden	9
2.3.1 Viktigheten av regulerbar produksjon	10
2.3.2 Magasinkraft	10
2.3.3 Kjernekraft	11
2.3.4 Frekvensreguleringens komponenter	12
2.4 Uregulerbar elektrisitetsproduksjon	14
2.4.1 Uregulerbar vannkraft	14
2.4.2 Vindkraft	15
3 Stabilitet i kraftsystemet	16
3.1 Klassifisering	16
3.2 Frekvensforstyrrelser	17
3.3 Den fysiske frekvensreguleringen	19
3.3.1 Roterende reserver	20
3.3.2 Primærreservers respons	22
3.4 Farene med lav frekvens	26
3.5 Systemdrift i 2020	26
4 Kraftmarkeder	28
4.1 Elspot og Elbas	28
4.2 Reservemarkeder	29

5	Metode og analytisk tilnærming	32
5.1	Simuleringer med Aristo	32
5.2	Utvikling av modell for 2020	33
5.3	Datagrunnlag	34
5.3.1	Vindkraft i Norge og Sverige	35
5.3.2	Uregulerbar vannkraft i Norge	36
6	Modell og simulering	38
6.1	Scenario 1	39
6.1.1	System2014	39
6.1.2	System2020	39
6.2	Scenario 2	41
6.2.1	System2014	41
6.2.2	System2020	41
6.3	Scenario 3	41
6.3.1	System2014	42
6.3.2	System2020	43
6.4	Simuleringenes gjennomføring og hendelsesforløp	44
7	Resultater	45
7.1	Scenario 1, utfall av forbruk	45
7.2	Scenario 2, utfall av forbruk	47
7.3	Scenario 2, utfall av produksjonsenhet	49
7.4	Scenario 3, utfall av produksjon	51
8	Diskusjon	53
8.1	Felles for alle scenarioer	53
8.2	Simuleringer av synkronsystemets frekvensforløp i Aristo	54
8.3	Utvikling i systemsdriftskostnader	55
8.4	Tariffering av produksjon	56
9	Konklusjon	59
	Bibliografi	60

Tabeller

1	Nordens kraftproduksjon i 2013[15]	7
2	Krav til turbinregulators innstillinger ved produksjonsvarighet innenfor ulike frekvensområder[33]	23
3	Krav til produksjon fra vindkraftverk ved frekvensavvik[33]	26
4	Utbygging av ny vindkraft og småkraft i Norge og Sverige i 2020	34
5	Geografisk plassering av antatt utbygd vindkraft i Norge frem til 2020.	35
6	Geografisk plassering av antatt utbygd vindkraft i Sverige frem til 2020.	36
7	Geografisk plassering av antatt utbygd uregulerbar vannkraft i Norge frem til 2020	36
8	Fortsettelse av Tabell 7. Geografisk plassering av antatt utbygd uregulerbar vannkraft i Norge frem til 2020	37
9	Slutfrekvens og reguleringsevne i System2014 og System2020 i Scenario 1.	46
10	Scenario 2, Slutfrekvens og reguleringsevne i System2014 og System2020	48
11	Scenario 2, Slutfrekvens og reguleringsevne i System2014 og System2020 for utfall av produksjonsenhet	50
12	Scenario 2: Slutfrekvens og reguleringsevne i System2014 og System2020	52
13	Dataprognose fra Kraftsystemanalyse, Statnett.	64

Figurer

1	Sentralnett i Norden.	8
2	Prinsippskisse av Magasinkraftverk.	12
3	Prinsippskisse av en turbinregulator for en vannkraftverk.	13
4	Klassifisering av begrepet kraftsystemstabilitet.	16
5	Avvik mellom produksjon fra kraftverkets produksjonsplan og systemets lastutvikling per time.	19
6	Antall minutter frekvensen avviker fra normalt.	20
7	Beskrivelse av aggregatrespons på et reelt utfall av produksjon.	24
8	Primærreservers reelle respons på et reelt utfall av 900 MW.	25
9	Utvikling av systemdriftskostnader 2003-13. Prognose for 2013.	27
10	Prisformasjonen i NordPool Spot, Day Ahead-markedet.	28
11	Prisområder Norge og Sverige, figur fra NordPool Spot.	29
12	Systemdata i Aristo for Scenario 1.	40
13	Systemdata i Aristo for Scenario 2.	42

14	Systemdata i Aristo for Scenario 3.	43
15	Scenario 1, frekvensforløp for utfall av forbruk over HVDC Norned og Skagerrak.	46
16	Scenario 2, frekvensforløp ved utfall av forbruk over HVDC Norned og Skagerrak.	48
17	Scenario 2, frekvensforløp ved utfall av produksjonsenhet på 1220 MW.	50
18	Scenario 3, frekvensforløp ved utfall av produksjon over HVDC Norned og Skagerrak.	52
19	Magasinkraftverkets vurdering av driftsinntekter ved lav spotpris.	56

1 Innledning

Den globale klimatrusselen møtes med mange ulike tiltak for å minske CO_2 -utslipp fra fossile energikilder. Den 8. juli 2005 besluttet EØS-komiteen å innlemme EU's direktiv 2001/77/EC, kalt EUs fornybardirektiv, inn i EØS-avtalen. Direktivet fastslo at andelen fornybar energi i EU skulle øke med 11,5 prosentpoeng fra 2005 til 2020. Dette ble oppjustert i mars 2007 til et bindende mål om 20% fornybarandel i Europas totale energiforbruk. Norge og Sverige har et tett samarbeid om kraftsystemets utvikling, og er forpliktet av avtalen. I 2012 ble elsertifikatmarkedet dannet. Grønne sertifikater har til hensikt å stimulere utbygging av ny fornybar energiproduksjon tilsvarende 24,6 TWh årlig innen 2020 [27].

Norge, Sverige, Finland og Skjelland er et synkronområde med felles frekvens. Per i dag forsynes synkronområdet, kalt synkronområde Norden, hovedsakelig av større vann- og varmekraftverk og noe vindkraft. Norge er i en privilegert teknisk situasjon. 99% av all elektrisitet som produseres i Norge, er fra vannkraft [14]. Vannkraft med vannmagasiner, leverer i tillegg til CO_2 -fri elektrisitet, en rekke reguleringstjenester. De automatiske reguleringstjenestene som følger magasinkraften, bidrar til at systemet evner å håndtere plutselige endringer. Norden, grunnet høy andel magasinkraft og kjernekraft, har et stabilt system med høy leveringssikkerhet.

Grunnet ordningen med grønne sertifikater, er det forventet at mange aktører vil gjøre investeringer i fornybar energiproduksjon i løpet av kommende år. Støtteordningen har ført til økt investeringsvilje. Offshore og onshore vindkraft, elvekraft, solkraft og biokraft er teknologier som også opplever økt aktivitet innen forskning og utvikling. Teknologiene skal bli enda mer lønnsomme, som sikrer investeringer etter at støtteordningen fases ut i 2020.

Utbyggingen av fornybar energi i Europa og mer internasjonale handelsforbindelser skal gjøre elektrisiteten til en større del av vårt totale energiforbruk. Økt utbygging av elektrisk energi krever utbygging i infrastruktur. Statnett SF planlegger kapasitetsutvidelser og nettførsterkninger for 50-70 milliarder de neste 50 år [34].

Omleggingen til CO_2 -redusert elektrisitetsproduksjon i Norden, krever at oppgaver som utføres av fossil kraft, blir utført av kraft fra fornybare energikilder. Med utbygging av mer vind-, sol- og biokraft, er det større usikkerhet knyttet til mengde produksjon til hvilken tid. I følge prognoser fra Statnett, vil Norden oppleve større prisvariasjoner, og det vil i perioder bli mindre lønnsomt å ha magasinkraft i drift. Magasinkraft kan planlegge drift etter prisutviklingen i elektrisitetsmarkedet [18], mens mengden vindkraftproduksjon avhenger hovedsaklig av vindforhold. Elvekraftverket produserer etter elvas hydrologiske forhold. Tilbudet av reguleringstjenester vil minke i perioder med mye vind og høy vannføring i elver og vassdrag. Balanseringen

av produksjon og forbruk vil i disse periodene bli en større utfordring enn tidligere.

En utbygging av uregulerbar kraft i Norge og Sverige vil føre med seg et endret driftsbilde. Vindkraft, småkraft, solkraft og bioenergianlegg vil bli utgjøre en større del av produksjonen. Mange fornybar-teknologier kan ikke bidra med automatiske regulerings-tjenester. Om evnen til rask stabilisering svekkes, vil systemet kunne bli utsatt for en usikker driftssituasjon, som igjen kan medføre blant annet effektpendlinger [38]. Slike effektpendlinger kan potensielt ha svært store konsekvenser, og kan i verste fall føre til at systemet kollapser og Norden mørklegges.

Denne oppgaven ser på mengden automatiske regulerings-tjenester; roterende reserver og primærreserver i kraftsystemet i 2020. Kraftflyten i nettet vil endres med endret produksjons-bilde. Systemets respons på uforutsette hendelser blir endret. Med driftssimuleringsprogrammet Aristo, kan man lage representasjoner av antatt kraftflyt. Man kan studere mulige utfall av HVDC-kabler og produksjonsenheter.

Videre analyser på dette området, kan være fruktbart for driftsmiljøer som Statnetts Lands-sentral og driftsseksjoner, så vel som markedsavdelingene.

1.1 Historikk

Elektrisitet er en av hjørnesteinene i den moderne økonomien. Elektrisitetens natur tilsier at tilbud og etterspørsel må være i fysisk kontinuerlig likevekt. Ubalanser i dette forholdet kan føre til sammenbrudd i kraftsystemet. Sammenbrudd i kraftsystemet medfører store samfunnsøkonomiske konsekvenser. Kraftsystemets stabilitet defineres som systemets evne til å ikke bryte sammen ved ubalanser [20].

Stabilitetsproblematikk i kraftsystemet har blitt studert siden 1920-tallet[36]. Datidens små og sammenkoblede systemer, kombinert med elektrisitetsoverføring over lengre og lengre avstan-der, førte ofte til feil og systemsammenbrudd. Feilene kom gjerne av usynkroniserte generatorer, og systemene ble sterkt forenklet for å isolere feilen og analysere hendelsene.

Med økt utbygging og større sammenkoblede systemer, kunne man umiddelbart se økt for-syningssikkerhet. Flere geografisk spredte generatorer gjorde at disse gjensidig samarbeidet om forsyning, og assisterte hverandre. Teknologisk utvikling av komponenter som måleutstyr, rele-vern og andre sikkerhetssystemer førte til at drift og leveringssikkerhet ble kraftig forbedret. Men det førte også til økt kompleksitet og større konsekvenser ved feil. Økende kompleksitet i strømmettet gjorde transient stabilitet til et hovedområde for forskning og utvikling siden 1960-årene. Dataprogrammer kunne simulere store systemer med mange detaljer, takket være utviklingen av numerisk metode, informatikk og digital teknologi. Den transiente frekvens-og

spenningsstabiliteten ble forbedret ved bruk av komponenter som fasekompensatorer og kondensatorbatterier. Store deler av fundamentet for stabilitetsteori ble lagt i denne tidsperioden, og dette analyseverktøyet åpnet for ny forståelse av kraftsystemers respons [20].

I senere tid har interessen for problematikken bare økt. Kraftsystemene blir større og mer komplekse, ny teknologi implementeres på både produksjon- og forbrukssiden. Det oppstår i perioder anstrengte driftssituasjoner grunnet nettets begrensede kapasitet. I senere tid har forskere arbeidet med å definere og klassifisere systemstabilitet mer presist.

En IEEE/CIGRE-rapport fra 2004[21] viser viktigheten av å klassifisere og utdype kraftsystemets stabilitet og respons. Rapporten stadfester at kompleksiteten i systemets respons øker i takt med innfasingen av nye produksjonsteknologier [21]. En videre utvikling som kan bidra til systemets kompleksitet er den forventete utviklingen på forbrukersiden. Smartere forbruksartikler og strømmålere, som kan tilpasse forbruket etter pris, er fundamentet for utviklingen av Smart Grids [4]. Det er ennå uvisst om dette faktisk fører til økt kompleksitet i kraftsystemet, siden utviklingen av Smart-Grids er ment å gjøre forbruksmønsteret mer forutsigbart.

Entso-E, den europeiske organisasjonen for systemansvarlige i Europa har nedsatt en gruppe som skal undersøke økende innfasing av fornybare energikilder i Europa og systemets inertia [24]. Dette vil bli et økende fagfelt fremover, og behovet for kompetanse er stort. Om innfasingen av ny fornybar kraft utfordrer systemstabiliteten, må tiltak gjøres. Konsekvensene av ustabilitet, flere strømbrudd og lavere leveringskvalitet er uakseptable for et samfunn som blir mer og mer avhengig av elektrisitet.

1.2 Problemstilling

Denne oppgaven studerer kraftsystemets stabiliseringsevne ved ulike utfall av produksjon og forbruk. Ved store utfall eller feil, vil frekvensavviket Δf i tidsintervallet 0-45 sekunder påvirkes av systemets totale roterende masse, og tilgjengelige primærreserver. Jo mindre Δf mellom normalfrekvens $f_0 = 50Hz$ og stabilisert frekvens f_s etter 45 sekunder, jo bedre er systemets evne til å gjenopprette normaldrift.

Norge og Sverige skal ha bygget ut 12 546 MW vannkraft og vindkraft innen 2020. Vil systemets automatiske reguleringssevne svekkes ved høyere andel uregulerbar produksjon i 2020?

Om systemets automatiske reserver svekkes, må systemansvarlig sørge for at dette ikke påvirker frekvenskvaliteten. Systemansvarlig må sikre seg tilstrekkelige automatiske reserver i markedet. Er dagens løsning, som gir inntekter til kjøp av balansetjenester for systemansvarlig, samfunnsøkonomisk optimal på lang sikt?

1.3 Avgrensninger

Analysen omhandler transiente forstyrrelser i balansen mellom forbruk og produksjon, og avgrenses til studier av systemets frekvensforløp i tidsrommet 0-45 sekund etter hendelsen. Systemets roterende energi og primærreserver er gjenstand for videre analyse, og andre reguleringsmekanismer som sekundærreserver og tertiærreserver utelates.

Spenningsproblematikken rundt slike transiente forstyrrelser er et stort fagfelt, som i likhet med frekvensanalyser inngår i stabilitetsanalyse. Videre studier av spenningsvariasjoner i nettet ved store utfall utelates fra analysen. Spenningsvariasjoner ved feil er gjerne lokale, men effekten av ustabile spenninger kan likevel ha store konsekvenser på systemet.

Å forenkle utfall til en enkelthendelse, samt å holde nettet i Norden intakt, tydeliggjør systemets mest ideelle momentane respons på et større utfall. Man kan studere om systemet evner å stabilisere seg på et akseptabelt driftsnivå. Å se synkronsystemet Norden som en øy i en øydrift, er en forenkling som gjør det mulig å analysere systemets frekvensforløp.

Det vil skje endringer på produksjonssiden i kraftsystemet, og det vil komme store endringer på forbrukssiden. Det forventes økt bruk av elbil, mer energieffektive bygg, smarte forbruksartikler og økt befolkningsvekst. Denne utviklingen er her utelatt fra videre analyse. Det anbefales at det gjøres videre analyser på systemstabilitet der endret forbruksmønster medberegnes, og om endret forbruksmønster, i tillegg til endret produksjonsmønster påvirker systemets momentane respons.

2 Kraftproduksjon

I et kraftsystem må all elektrisitet som produseres, forbrukes umiddelbart. Per i dag har vi ingen mulighet til å lagre elektrisk energi i store kvanta. Energien kan kun lagres som potensiell energi i f. eks et vannmagasin, og via elektrokjemisk konvertering i batterier i mindre skala.

Norden er et synkronområde med felles frekvens 50 Hz. Frekvensen er en global parameter, og hendelser som forandrer frekvensen er relatert til hendelser som forårsaker ubalanse mellom forbruk og produksjon. Synkronområdet Norden er fysisk koblet sammen gjennom AC-førende kraftlinjer. De ulike landenes TSO'er samarbeider om systemets driftssikkerhet og leveringskvalitet. TSO står for Transmission Grid Operator, og er landets systemansvarlig.

2.1 Kort om elektrisitet

Elektrisitet er et naturfenomen, og består av positivt og negativt ladde partikler. Menneskeheten lærte å utnytte dette ved kunnskapen om sammenhengen mellom elektrisitet og magnetisme. Dette er en svært sentral sammenheng i fysikken, og opphavet til Maxwells fire likninger. Disse beskriver sammenhengen mellom elektriske og magnetiske felt, bevegelser til elektriske ladninger, og elektromagnetisk stråling [37].

Strøm er elektriske ladninger i bevegelse. I faste stoffer er det kun elektroner som har mulighet til å bevege seg. Et stoff som sørger for at elektronene kan forflytte seg med letthet, kalles en leder. For at strøm skal flyte i en leder, må lederen være koblet til en strømkilde, og må være i en krets. Mengden strøm i ledningen avhenger av forskjell i potensiale, spenning U , og motstand i ledningen, resistans R .

$$I = \frac{U}{R} \quad (1)$$

Strøm måles i Ampere (A), og angir mengden ladninger som går gjennom en lednings tverrsnitt per tidsenhet. Spenning måles i volt (V), resistans i ohm (Ω).

Elektrisk strøm har energi (Joule) som kan utføre et arbeid. Strøm kan avgi varme, lys, lyd eller bevegelse. Hvor raskt energien flyter i ledningen, er effekt (P), og måles i watt ($W = \frac{J}{s}$). Effekten til den elektriske strømmen er produktet av strømmen og spenninga.

$$P = U \times I \quad (2)$$

Strøm skapes av en leder som påvirkes av et magnetfelt i bevegelse. Vice versa skapes det magnetfelt rundt enhver strømførende ledning. Dette prinsippet kalles induksjon. En generator er en induksjonsmaskin.

Generatorer omgjør mekanisk energi til elektrisk energi. Magnetten og lederen, viklet som en spole, forskyves kontinuerlig i forhold til hverandre, og strømmen som eksiteres fra generatoren, er sinusformet $I = I_{maks} \sin(\omega t)$ [37], der I_{maks} er strømmens maksimale verdi, ω er spolens vinkelhastighet, t er tid. Dette er vekselstrøm, forkortet AC (Alternating Current). Strøm levert fra f. eks en dynamo eller et batteri er likestrøm, forkortet DC (Direct Current). DC egner seg til transportering av strøm over lengre strekk, og High Voltage Direct Current (HVDC) benyttes i overføringskabler til utlandet.

En generator leverer to typer effekt, aktiv og reaktiv effekt. Den totale effekten kalles tilsynelatende effekt eller nominell effekt, merket med S_n målt i volt ampere (VA). Aktiv effekt er den effekten som kan utføre et arbeid, merkes med P , og måles i watt (W). Reaktiv effekt er effekt som ikke utfører arbeid, merkes med Q og måles i volt ampere reaktiv (var).

2.2 Kort beskrivelse av kraftsystemet

Det moderne elektriske kraftsystem består av følgende [20]:

1. *Et trefase AC-system* som opererer på stabile spenningsnivåer. Generatorer, transmisjonskomponenter og industrielle laster er alle konstruert for trefase-systemet. Trefase er grunnleggende tre enfasesystemer som opererer 120° forskjøvet i forhold til hverandre, der en rotasjon er 360° . Fasene har samme frekvens, og lik amplitude. De leverer ulik mengde kraft til ulik tid. Den totale kraftflyten jevnes ut, og effekten ut av en trefase generator er konstant[44].

$$P_T = 1,5P_m \quad (3)$$

der P_T er total effekt fra trefase, P_m er peak effekt over en fase.

Trefaseteknologien er grunnlaget for at vekselstrøm kan overføres over lengre avstander, og mer effektiv utnyttelse av komponenter. Trefasemotorer, generatorer og transformatorer er enklere, billigere og mer effektive. Trefase transmisjonslinjer leverer mer energi for gitt vekt og kostnad, og spenningsreguleringen i disse linjene er lettere og mer effektivt.

2. *Ulike energikilder* med bevegelses- eller forbrenningsenergi omgjøres til mekanisk rotasjonsenergi gjennom en turbin. Turbinen driver en generator, som igjen eksiterer elektrisk energi. Denne elektriske energien blir sendt ut på strømmettet, og flyter dit den forbrukes. Flyten i systemet bestemmes etter Kirchoffs lover [37], som definerer bevaringen av ladning gjennom elektriske kretser. Kirchoffs strømlov stadfester at summen av strøm inn og ut av et

punkt i en krets er null.

$$\sum_{i=1}^n I_k = 0 \quad (4)$$

for antall n forgreninger.

Nordens kraftbehov dekkes av ulike teknologier, der vannkraft og kjernekraft er dominerende. Vannkraftens store andel i produksjonsmiksen i Norden skyldes Norges vannkraftsituasjon. 99% av all kraft produsert i Norge er vannkraft, og Norge har 50% av vannmagasinkapasiteten i Europa [14]. Nordens mest benyttete produksjonsteknologier er vist i Tabell 1 .

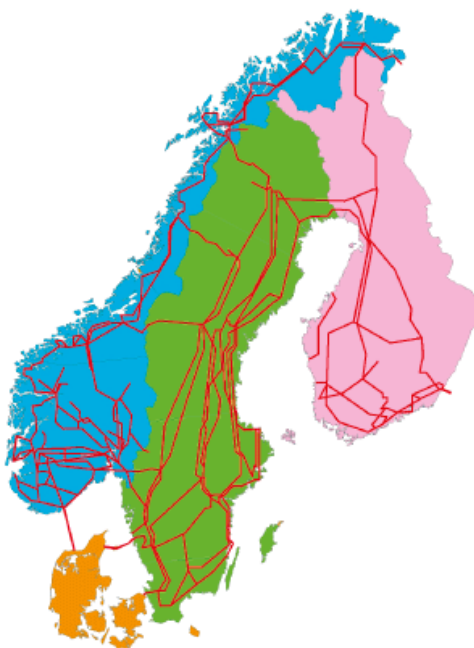
Tabell 1: Nordens kraftproduksjon i 2013[15]

Teknologi	Produksjon (TWh)	Andel (%)
Vannkraft	203	53
Kjernekraft	86	23
Fossil	47	12
Vindkraft	24	6
Biomasse	23	6

Norden har tradisjonelt sett vært et system der store produksjonsenheter har forsynt forbruket. Store enheter med høy produksjon og høy svingmasse, har bidratt til at kraftsystemet i Norden har høy indre stabilitet; det kreves mye energi for å endre systemets tilstand.

3. *Et transmisjonssystem* som strekker seg over et større geografisk område, og gjør at strømmen som produseres, kobles til en krets. Transmisjonssystemets oppgave er å frakte strømmen fra produsent til forbruker. Dette innebærer subsystemer med lavere spenningsnivåer som distribuerer strømmen til sluttkonsumenter.

Vannmagasinene er lokalisert der det er tilstrekkelig fallhøyde og muligheter for oppdemning. Norge har de største magasinverkene lokalisert på Sørlandet og Vestlandet. De store varmekraftverkene i Sverige og Finland ligger hovedsaklig i Sørøst, der lasten er størst. Last er forbruk, og ligger rundt befolkede områder og ved kraftkrevende industri. I Sverige skjer store deler av vannkraftproduksjonen i Nord-Sverige, der det er gode forhold for magasinverke, og strømmen forbrukes sør i landet. Sveriges 400 kV-ledningsnett er strukket fra sør til nord, og Norges 300 kV og 420 kV nett er hovedsaklig strukket fra



Figur 1: Sentralnett i Norden.

Gjengitt fra Systemdrifts-og markedsutviklingsplan 2014-2020, (SMUP) [34] med tillatelse fra Anders Bostad, Statnett.

Østlandet til Vestlandet, illustrert i Figur 1. Transmisjonssystemet i Norge deles inn i tre nivåer, og liknende inndelinger er i Sverige, Finland og på Skjelland. Disse opererer dog med noe ulike spenningsintervaller enn i Norge.

Sentralnett er ledningsnett med spenning på 300 kV og 420 kV. 132 kV forekommer også som høyeste spenningsnivå i noen områder. Sentralnett utgjør hovedoverføringslinjene, der strømmen fraktes over lengre distanser med mindre tap ved høye spenninger. Sentralnett strekkes mellom store produserende enheter til transformatorstasjoner som transformerer spenningen ned til regionalnettets spenningsnivå. Store industrielle laster kobles gjerne direkte på sentralnett. Både AC-linjer og DC-linjer som strekkes til utlandet er også i denne kategorien, og bidrar til å øke stabiliteten i nettet økt grunnet fysisk utstrekning [20]. Sentralnett gir produsenter og forbrukere fysisk adgang til et felles marked. 90% av sentralnett eies og driftes av Statnett [33].

Regionalnett strekkes over regioner eller fylker. Spenningsnivåer er typisk 66 kV og 132 kV, det finnes og regionalnett med 33 kV, 45 kV og 50 kV. Større laster som næringskunder og sykehus, kan kobles direkte til regionalnett. Middels store kraftproduserende enheter leverer kraft direkte inn på regionalnett, og småkraft kobles ofte på dette spen-

ningsnivået.

Distribusjonsnett kalles også lavspent fordelingsnett. Distribusjonsnett distribuerer elektrisitet til sluttbrukere som husholdninger og mindre næringsbygg. Distribusjonsnett er konstruert som radielle nett, med spenninger fra 22 kV til 230 V. Mindre kraftverk kan kobles til distribusjonsnett, men nettet er konstruert for mindre laster som husholdninger.

2.3 Regulerbar elektrisitetsproduksjon i Norden

Vannkraft og kjernekraft står for 76% av Nordens produksjon per 2013 [15], og disse regnes som regulerbare produksjonsteknologier. Regulerbarhet defineres som produksjonsprosessens evne til å tilpasse seg varierende last. Teknologien og naturressursene som utnyttes, legger til rette for om en produksjonsprosess er regulerbar eller ikke. Muligheten for effektregulering i produksjonen er svært viktig, da produksjon og last til en hver tid må balanseres momentant [13].

Vannkraft deles inn i to kategorier, elvekraft og magasinkraft. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) opererer med ulike klassifiseringer av vannkraftverk. Alle enheter med installert effekt over 10 MVA, skal ha nødvendig utrustning for å kunne levere fullverdige regulerings tjenester der det er mulig [33].

Fullverdig regulering innebærer at kraftverket og tilhørende komponenter og utstyr har disse egenskapene [33]:

- Turbinen skal kunne reguleres opp eller ned med hensyn på frekvens. Det er standardkrav til innstillinger og parametre, effektrespons under normaldrift og ved driftsforstyrrelser. Turbinen skal takle overgang til øydrift og muligheten for tomgangskjøring.
- Maskinen skal ha spenningsregulator eller likende funksjonalitet i magnetiseringsutrustningen. Det settes krav til dempetilsats om aggregatet har produksjon over 25 MVA. Funksjonalitet, standardiserte parameterinnstillinger og levering av reaktiv effekt ved spenningsforstyrrelser er standardisert.
- Dimensjoneringen av anlegget må samsvare med de påkjenninger som kan forventes at anlegget skal tåle. Generatorens størrelse og respons må stå i samsvar med nettets egenskaper og frekvens- og spenningsområdet. Anlegg skal dimensjoneres for mulige feilhendelser i nettet.
- Systemvern, som hindrer en feil i å forplante seg videre i nettet.

- Hjelpeanlegg som gjør oppstart av aggregatet fra driftsstans til drift, lettere og mindre tidskrevende.

I Norge betyr dette at magasin-, elve-, pumpekraftverk over 10 MVA er utstyrt med funksjoner som fullverdig turbinregulering, der det er mulighet for det. Dette betyr at elvekraft ofte regnes som ikke-regulerbar. Den viktigste årsaken til dette er fravær av magasiner. Likevel finnes det kraftverk som er spesielt konstruert med denne funksjonaliteten.

Norsk produksjon domineres av magasinkraft med frekvensregulering. Disse enhetene kobles til sentralnett og regionalnett. Svensk produksjon domineres av magasinkraft, elvekraft og kjernekraft. Kjernekraft er varmekraft som drives av damp, der teknologien har mange likhetstrekk med vannkraft, og bidrar med frekvensregulering og roterende kraftmoment.

2.3.1 Viktigheten av regulerbar produksjon

Systemansvarlige i Norden skal drifte et system som kan levere tilfredsstillende kraftforsyning, som innebærer god reguleringsevne. Produksjonsanlegg må være utrustet til å kunne bidra med regulering i størst mulig grad, både av spenning og frekvens. Dette er spesielt viktig i øydrift-situasjoner. En øydrift oppstår når et avgrenset område kobles fra synkronområdet, og drifter systemet innenfor avgrensningen uten kontakt med systemet utenfor. Området som blir utsatt for en øydrift må kunne håndtere situasjonen uten at komponenter og utstyr blir skadet. Å sikre at områder kan taes ut i øydrift, er svært viktig for et synkronområde. Feil skjer kontinuerlig, og i situasjoner kan feilene ha store konsekvenser for resten av systemet, om den ikke isoleres. Å rette opp feil isolert fra systemet, gjør at man kan minimere konsekvensene til øydriften. Man unngår risiko for mørklegging av hele systemet. Den regulerbare kraften i Norden er plassert der resursene tillater det, men også plassert med tanke på et geografisk ansvar for å sikre overlevelsen av en potensiell øydrift i området.

Statnett setter ulike funksjonskrav til alle produksjonsanlegg, der kravene også gjelder mindre aggregater. Produksjonsaggregater ≥ 1 MVA, og enheter over 0,5 MVA kreves å være synkronmaskiner med automatisk spenningsregulering[33]. Kravene til frekvensregulering gjelder større enheter der vannveien og/eller annleggskonstruksjonen er tilpasset dette. Disse kravene tilpasses ulike produksjonsteknologier og størrelser. Mer om kravene som settes for småkraft og vindkraft i kapittel 2.4 Uregulerbar elektrisitetsproduksjon.

2.3.2 Magasinkraft

Vannets potensielle energi utnyttes ved at alt vannet som skal produsere energi føres kontrollert ned til en turbin gjennom et inntaksrør. Inntaksrøret går fra vannmagasinet og ned til en

reaksjonsturbin eller impulsturbin.

Den potensielle energien som vannet mister ved fallet, skal omgjøres til akslingseffekt. Effekten som skal omgjøres til akslingseffekt er [39]:

$$P = \rho \times Q \times g \times H \quad (5)$$

der P er effekt (W), ρ er vannets massetetthet ($\frac{kg}{m^3}$), Q er massestrømmen ($\frac{m^3}{s}$), g er gravitasjonskonstanten $\frac{N}{kg}$, og H er den vertikale høyden (m).

Ulikt andre energikilder, er det ingen termodynamisk eller mekanisk grunn til at akslingseffekten, P_{ut} skal være mindre enn P_{inn} [44]. Frikksjonstapene er relativt små, og derfor har magasinkraft høy virkningsgrad, på jevnt over 90%, avhengig av turbinetype, utforming og fallhøyde. Figur 2 viser en forenklet prinsippskisse av et magasinkraftverk.

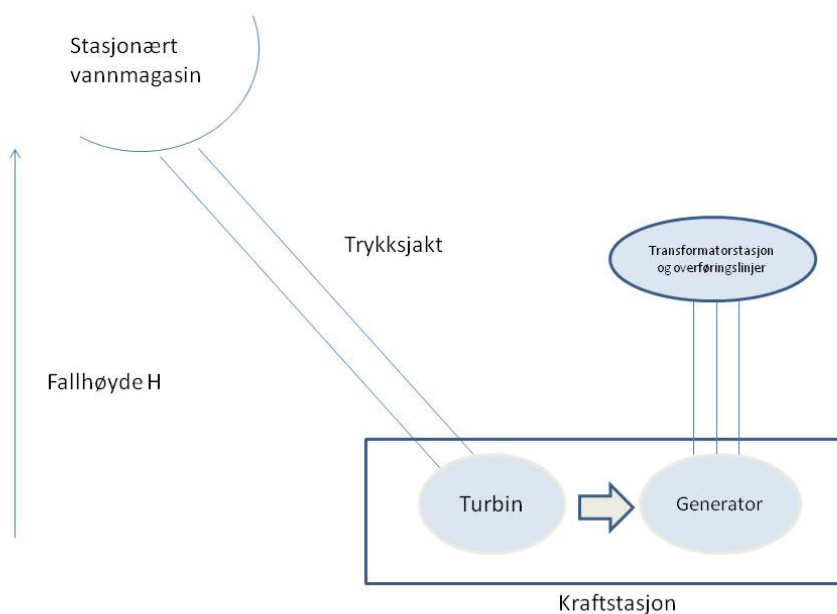
Effektiviteten til turbinen i en spesifikk driftssituasjon avhenger av turbinens utforming og turbinens formfaktor (Shape number \mathfrak{S}) [39]. Formfaktor er en dimensjonsløs størrelse som gir en karakteristikk av driftsforholdet. Impulsturbiner, som Peltonturbinen, benyttes ofte ved store høyder og liten massestrøm, og en Peltonturbin med fire dyser har effektivitet opp mot 90%. Peltonturbinens formfaktor er lav, fra 0-0,5, og opererer i høydefall fra 50 meter til 1300 meter.

Francis og Kaplan, som er reaksjonsturbiner, benyttes ved større Q og kan gi samme effekt som Pelton fra lavere fallhøyder. Francisturbinen har en effektivitet opp mot 95%, med formfaktor fra 0,5-1, og operer med høyder fra 40 meter til 600 meter. Kaplan har noe lavere effektivitet enn Francis, mellom 92-94% med en formfaktor fra 2-4.

Tekniske fordeler med et magasinkraftverk er blant annet god virkningsgrad, muligheten for lagring av vann og planlegging av produksjon. Dette har en økonomisk fordel for kraftverket, som kan planlegge produksjonen etter når drift er mest gunstig, når behovet er størst, og man får mest betalt for energien som leveres. Kraftverket kan vurdere drift opp mot ikke-drift, basert på prisen i spotmarkedet. Magasinet kan lagre vann fra dag til dag, sesong til sesong. Når kraftverket er i drift leverer magasinkraften svært gode momentane automatiske balansetjenester, både ved opp-og nedregulering av produksjon.

2.3.3 Kjernekraft

Kjernekraftverk går under betegnelsen varmekraftverk, siden en fisjonsreaktor er en varmekilde som driver en dampturbin. Et kjernekraftverk består av en reaktor, turbin og en generator. De fleste kjernekraftverk drives av dampturbiner, men noen kan også drives av gassturbiner der anlegget ligger til rette for det.



Figur 2: Prinsippskisse av Magasinkraftverk.

Denne teknologien regnes som regulerbar i synkronsystemet Norden, siden det settes krav til turbinregulator, og siden mengden varmeutvikling ved fusjon kan reguleres med mengde brensel. Mengden kjernekraft i Sverige var i følge World Nuclear Association 42,7% av installert effekt per 1.12.2014[10]. Teknologi og virkemåte for kjernekraft gåes videre ikke inn på. Prinsippet for regulering og komponenter er likt som for magasinkraft, bortsett fra at kjernekraft ikke har like store lagre å hente økt eller redusert pådrag fra.

2.3.4 Frekvensreguleringens komponenter

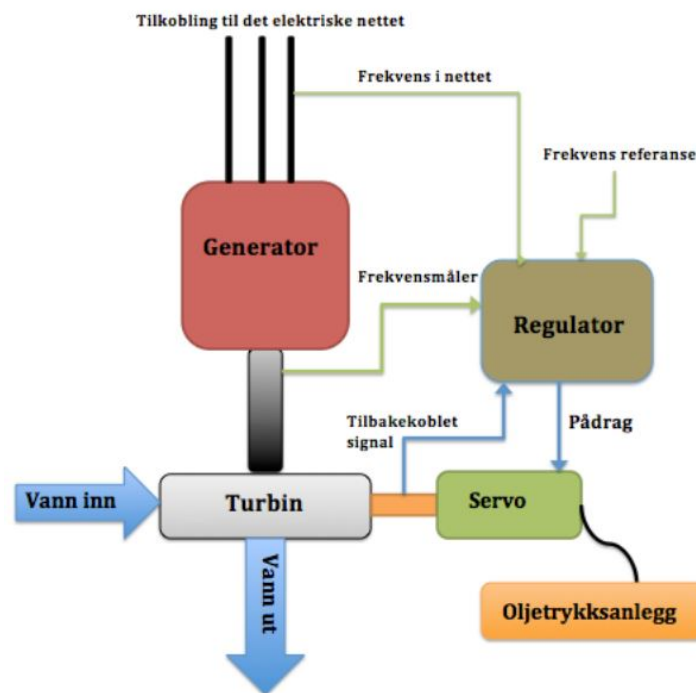
Trefase synkrongenerator er felles for regulerbare produksjonsteknologier over 10 MVA. Synkrongeneratoren består av en stasjonær stator med en roterende rotor plassert innenfor stator, adskilt med et luftgap. Stator har et magnetfelt som roterer en gang ved en omdreining, der rotor har faste poler. Tiden magnetfeltet bruker på å rotere, er tiden rotor bruker på en omdreining, som igjen avhenger av rotasjonen til den eksterne kilden. Når frekvensen er 50 Hz, snur feltet på $\frac{1}{50}s$, som er 3000 rotasjoner i minuttet. Rotasjonshastigheten til rotor n_s , som drives av en ekstern kilde, som en turbin, avhenger av antall poler p i rotor og magnetfeltets rotasjonsfrekvens f .

$$n_s = \frac{120f}{p} \quad (6)$$

Generatoren er synkron fordi magnetfeltets rotasjonshastighet er synkronisert med frekvensen til den roterende eksterne kilden. I et sammenkoblet synkronsystem, vil systemets synkrongeneratorers magnetfelt ha samme frekvens.

Turbinregulator er den komponenten som sender signal om økt eller redusert vannføring til turbinen. Turbinen kan få endret omløpstall om kraften til den eksterne kilden øker eller minsker, som her er vannstrømmen.

Synkrongeneratoren får kontinuerlig signal om nettets frekvens, og tilpasser dette via en regulator som har en referanseverdi på 50 Hz. Om nettets frekvens er under 50 Hz, ser regulatoren et avvik fra referansefrekvensen, og sender videre signal til servo om økt pådrag. Servoen sender dette signalet videre, som øker gjennomstrømmingen av vann gjennom turbinen. Regulator sender dette signalet så lenge nettets frekvens avviker fra referansen, og servoen tilpasser mengden økt pådrag fra hvor stort avviket er.



Figur 3: Prinsippskisse av en turbinregulator for en vannkraftverk.

Gjengitt med tillatelse fra Jon Harald Skaare.

Turbinregulatoren har i oppgave å holde omdreiningshastigheten konstant, uavhengig av belastningen. Det overordnede kravet til turbinregulatoren er at det maksimalt skal ta 30 sekunder før frekvensen når et *stasjonært og stabilt statistisk avvik etter en momentan effektubalanse, f. eks ved utfall av aggregat. Dette gjelder hele nettet, og aggregat enkeltvis i lokal drift*[33]

Mer om turbinregulatorens funksjonalitet og systemets primærreserver i kapittel 3.3.

2.4 Uregulerbar elektrisitetsproduksjon

Uregulerbar kraft kalles uregulerbar grunnet manglende evne til å variere produksjonen til lasten. Produksjonen er helt avhengig av vær-eller hydrologisk forhold. Utbyggingen av uregulerbar kraft har økt med innfasingen av støtteordningen grønne sertifikater, som gjorde investeringsbeslutningen lettere for investorer.

En oversikt fra NVE over utbygget vannkraft i Norge, og utbygget vindkraft [23], var det totalt 554 kraftverk på under 1 MW med en samlet maks ytelse på 175 MW. I kategorien kraftverk 1 MW - 10 MW, var 587 kraftverk installert, med maks ytelse på 1989 MW. Det er per idag installert 959 MW vindkraft i Norge per 31.3.2014 [23]. I Sverige var det 4469 MW installert effekt per utgangen av 2013 [11].

2.4.1 Uregulerbar vannkraft

Uregulerbar vannkraft er vannkraftverk uten turbinregulator. Som regel er dette grunnet manglende muligheter til å lagre vann som kan benyttes til økt pådrag på kraftverkets turbin. Et småkraftsverks effekt settes ved samme måte som tilsvarende magasinkraftverk. Den vertikale høyden er mye lavere enn magasinkraften, siden den eneste vertikale høyden ved kraftverkets turbin er vannets naturlige fallhøyde i elven eller vassdraget.

Uregulerbare produksjonsenheter med tilsynelatende effekt < 10 MVA disse deles videre inn i underkategorier [33]:

- Småkraftverk: 1 MW - 10 MW. Kobles til regionalnett eller distribusjonsnett.
- Minikraftverk: 100 kW - 1 MW. Kobles til distribusjonsnett
- Mikrokraftverk: < 100 kW. Kobles til distribusjonsnett.

Det er stort utbyggingspotensiale i Norge for småkraft. Norge har snøsmelting fra mars/april, og ofte jevn tilstrømning av vann fra nedbør om sommeren. Norge har mange elver og vassdrag som egner seg godt til å drive en småkraftturbin. Magasinfyllingen skjer hovedsaklig fra uke 20 til uke 30 [40]. I tider med mye nedbør og god vannføring i elver og vassdrag, kan småkraft i perioder stå for en betydelig del av produksjonen i et avgrenset område.

Mindre krav settes til utbygging av småkraft enn til kraftverk med reguleringskapasitet. For uregulerbare enheter er konsesjonsprosessen mindre omfattende, stilles mindre krav til utrustning i generator og driftssituasjonen krever mindre overvåkning og involvering av eier av kraftverket. Eier av et småkraftverk trenger ikke å ta hensyn til krav vedrørende vannføring i elver og vassdrag. Småkraftverket produserer så lenge det renner vann i elva, og produksjonen justeres automatisk etter vannføringen.

2.4.2 Vindkraft

Å utnytte vindens energi til ulike arbeidsformål, har lange tradisjoner. Vindturbinen benyttes for elektrisitetsproduksjon, og vindkraft er en veletablert teknologi i stor utvikling. Størrelsen på vindturbiner kan variere fra noen watt, med diameter på 1 m, til turbiner 100 m i diameter og leverer effekt i størrelsen megawatt. Det er mulig å installere vindturbiner på land, og offshore med moderat havdybde.

Effekten fra en vindturbin avhenger av følgende faktorer [39]:

$$P_T = \frac{1}{2} C_P A \rho v^3 \quad (7)$$

Der C_P er en effektivitetskoeffesient, A er tverrsnittsarealet av vindsøylen som blåser gjennom turbinens rotorblader, ρ er lufttetthet og v er vindhastigheten. Effektivitetskoeffesienten variere med vindhastigheten for ulike turbintyper.

De vanligste turbintypene benyttet i vindkraftverk er maskiner med horisontalakse, og tre rotorblader. En synkron vindturbin koblet til et sterk AC-nett, vil rotere med nettets frekvens. Dette er ikke tilfelle for de aller fleste moderne vindturbiner i produksjon. Turbinene har varierende rotasjonsfrekvens, grunnet tilpasningen til varierende vindhastighet. Raske vindvariasjoner har mindre påvirkningskraft på turbiner med stor diameter over rotorbladene, enn mindre turbiner grunnet større rotasjonsenergi [39].

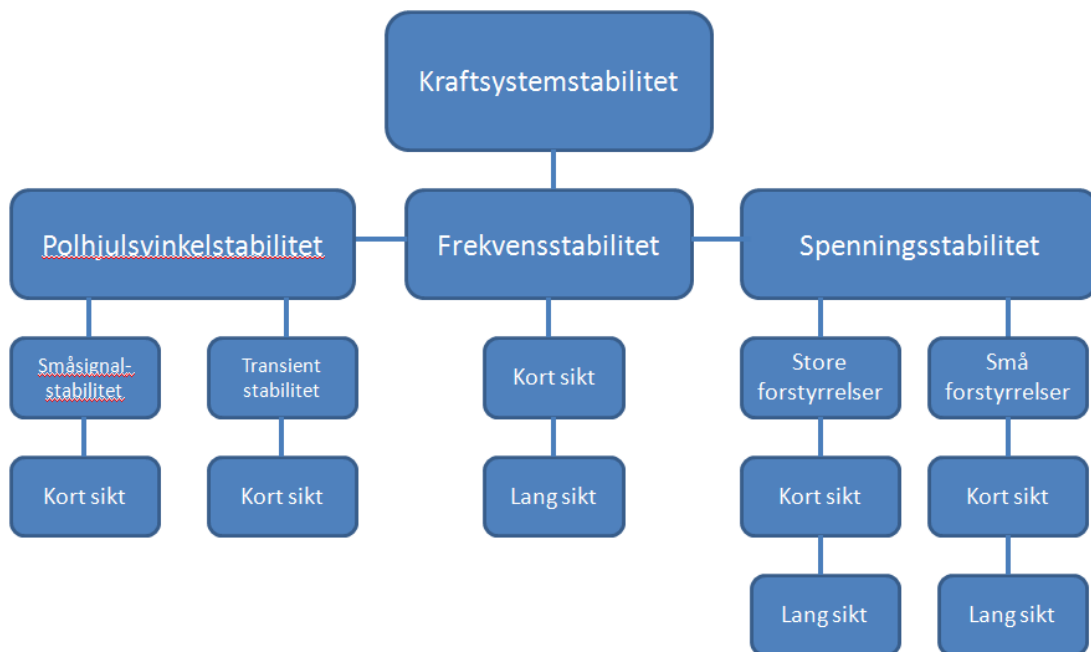
Vindkraftresursene i Norge betegnes som gode. Finnmark, Troms og Nordland har størst utbyggingspotensiale på dette området. Disse områdene har stort potensiale ved vindhastigheter over 6 m/s. Dette gjelder for hele Nord-Norge og spesielt i Finnmark [26].

I følge en oppdragsrapport fra NVE, ble vindresursene offshore og onshore kartlagt. Resursgrunnlaget offshore i Norge er svært godt. Det er jevnt over en årsmiddelvind langs Norges kyst på 7,5-8 m/s, med sterkere vinder nær land på Sør-Vestlandet og Vestlandet [45].

3 Stabilitet i kraftsystemet

3.1 Klassifisering

Kraftsystemstabilitet kan defineres som systemets evne til å opprettholde en akseptabel tilstand av likevekt under normaldrift, og til å gjenopprette akseptabel likevekt etter å ha bli utsatt for en forstyrrelse [20]. Systemet må tilpasse seg nye driftsbetingelser, og levere tilfredsstillende produksjon til systemets last. Systemets respons involverer mange enkeltkomponenters respons, med ulik funksjonalitet og konfigurasjoner. I analyser er det essensielt å forenkle, idealisere og klassifisere systemets respons. Etter bestilling fra IEEE ble et ekspertpanel nedsatt for å klassifisere begrepet power system stability. Gruppens anbefaler en strukturering av begrepet, og foreslår følgende inndeling [21]:



Figur 4: Klassifisering av begrepet kraftsystemstabilitet.

Inspirert av Figur fra P. Kundur, J. Paserba et al 2004 [21].

Kraftsystemet er som tidligere nevnt et ikke-lineært system, og systemets stabilitet må sees i sammenheng med størrelsen på forstyrrelsen. Inndelingen er basert på tre hovedinndelinger, og videre klassifisert etter størrelsen på hendelsen og tiden det tar for å gjenopprette ustabiliteten. I polhjulvinkelstabiliteten er småsignalfeil ofte feil av mindre skala, transiente forstyrrelser er av større skala. Spenningsstabiliteten er og inndelt etter likende prinsippl.

Statnett måler kraftsystemets tilstand i to parametre; driftssikkerhet og leveringskvalitet. Systemansvarlig sikrer at parameterne er tilfredsstillende, ved å sette funksjonskrav for anlegg

tilkoblet kraftnett. Disse kravene kan videre deles inn i tre kategorier:

- Funksjonskrav knyttet til frekvensregulering/balansering.
- Spenningsregulering og reaktive reserver.
- Produksjonsapparaters evne til å forbli innkoblet ved feil, og overgang til øydrift.

Vi kan skille reguleringsfunksjonalitet i produserende aggregater i tre: Frekvensregulering, reaktiv effekt/spenningsregulering og evnen komponenter har til å isolere et problem og danne et separatområde. Et stabilt system er en forutsetning for sikkert drift og levering.

Spenningskvaliteten i nettet reguleres av et sett standarder og krav satt av landets myndigheter og systemansvarlig. Flere av kravene til systemdrift og sikkerhet er i ferd med å bli internasjonale krav gjennom EU-organisasjonen Entso-Es arbeid med standardiserte Network Codes. Norsk forskrift om leveringskvalitet (FoL) definerer spenningskvalitet og standardiserer parametre. Dårlig spenningskvalitet kan føre til ødeleggelse på forbruksutstyr og lysflimringer [35].

Siden oppgaven klart avgrenses til nærmere studier av kortsiktig frekvensstabilitet, går jeg ikke videre inn på tekniske beskrivelser av polhjulvinkel og synkrongeneratorens virkemåte, eller elementer innen spenningsstabilitet.

Frekvensstabiliteten defineres som evnen kraftsystemet har til å gjenopprette en stabil frekvens etter en stor forstyrrelse [21]. God frekvensstabilitet gjør at systemet evner å takle store forstyrrelser slik at utløsning av produksjonsfrakobling eller lastfrakobling minimeres i prosessen med å gjenopprette likevekt. Likevekt oppnåes når frekvensen er stabil, og ikke svinger mellom produksjonsenheter og lasten eller mellom geografiske områder.

3.2 Frekvensforstyrrelser

Store utfall av produksjon og last, resulterer i en rekke reaksjoner fra kraftsystemet. Studier av frekvensforløp ved utfall av last eller produksjon gjøres ofte ved dannelse av øydrift, der det dannes et separatområde fra det eksisterende strømmettet. Dette kan skyldes feil og/eller utkoblinger. I en øydriftsituasjon må spenningskvaliteten sikres for å kunne opprettholde drift i området. Dimensjonerende utfall for Norden i 2014 er 1360 MW, på størrelse med generatoren med størst installert effekt, Oskarshamn G3 [1]. Dette er det største utfallet systemet skal klare å automatisk gjenopprette drift til en akseptabelt frekvens- og spenningsnivå. Det er usannsynlig at enkeltforstyrrelser kan føre til en mørklegging av Norden, men kombinasjoner av hendelser som inntreffer på likt utfordre systemets evne gjenopprette feil. Dette kan f. eks skje ved uvær.

Kraftflyten i området rundt hendelsen endres, som følge av Kirchoffs lover, siden strømmen inn og ut av punktet endres. Spenningen endres over linjer i nærheten av der feilen oppstår. Kontrollanlegg utløser reaksjoner basert på innstilte grenseverdier for akseptable variasjoner av frekvens og spenning, og responsen til disse kan variere fra anlegg til anlegg. Disse vernene utløses avhengig av hvor feilen skjer.

Der systemvern danner separatområder, er den vanligste situasjonen der man direkte kan analysere frekvensens stabilitet i et avgrenset område [21]. Et separatområde blir avgrenset fra resten av systemets nærliggende synkrongeneratorer. Generatorer innenfor separatområdet har ingen kontakt med resten av synkrongeneratorenes statorfrekvens, og uten deres mulighet for assistanse ved f. eks økt pådrag ved frekvensavvik. Generatorene inne i separatområdet, må selv levere tilstrekkelig produksjon til områdets last. Den geografiske plasseringen av reserver er derfor svært viktig for at et separatområdet skal unngå frakobling av last.

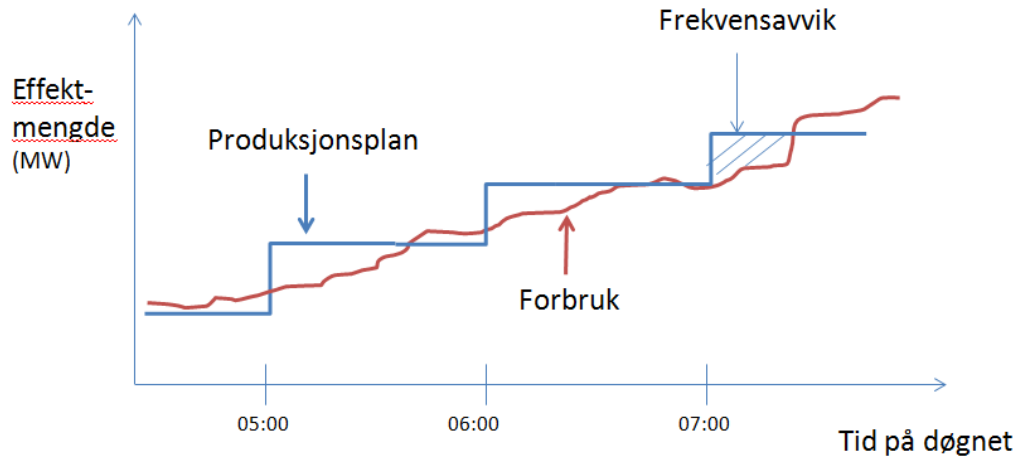
I øydriftsituasjoner skal lastfrakobling ideelt sett minimeres. Derfor er det viktig at alle kontroll og annleggskomponentene involvert i en øydrift, responderer slik de er ment for å respondere. Problemer med frekvensstabilitet skyldes ikke bare ubalanser i mengde produksjon til områdets last, men også ikke-standardiserte responser i utstyr, dårlig koordinasjon av kontrollsystemer og systemvern, samt utilstrekkelige reservekraft [21].

Det som hender under øydriften er helt avhengig av hvordan komponentene innenfor øydriftsområde takler overgangen. Noen områder er mer sårbare for øydrift enn andre grunnet nettets begrensninger og mengde tilgjengelige kraftlevering og reserver. Midt-Norge er et sårbart geografisk område, der området ikke har tilstrekkelig produksjon til å dekke lasten. I et normalår er området avhengig av forsyning fra andre landsdeler, og import fra Sverige. For å unngå å måtte koble fra store mengder last i lengre tid, har Statnett installert to mobile kraftverk som har mulighet til å levere energi om anstrengte situasjoner skulle oppstå [7]. Investeringskostnaden er høy, og kraftverkene har store oppstartkostnader. Slike installerte nødeffekter er lokalisert der nettet er ekstra sårbart og der nytten er størst. Disse aktiveres ved svært lav frekvens, som er frekvenser under 49,5 Hz.

Konsekvensene av en øydrift blir, uten tilstrekkelig produksjon og regulering tilgjengelig, at områdets automatiske frakobling av last (BFK) eller produksjon (PFK) aktiveres. BFK er forkortelse for belastningsfrakobling, og skjer oftest ved utfall av viktige overføringslinjer. Dette vernet er for frekvenser så lave at systemet, eller separatområdets generatorer står i fare for sammenbrudd [6]. Med mindre last kan deler av øydriften overleve, og dette minimerer belastningen på systemet som helhet.

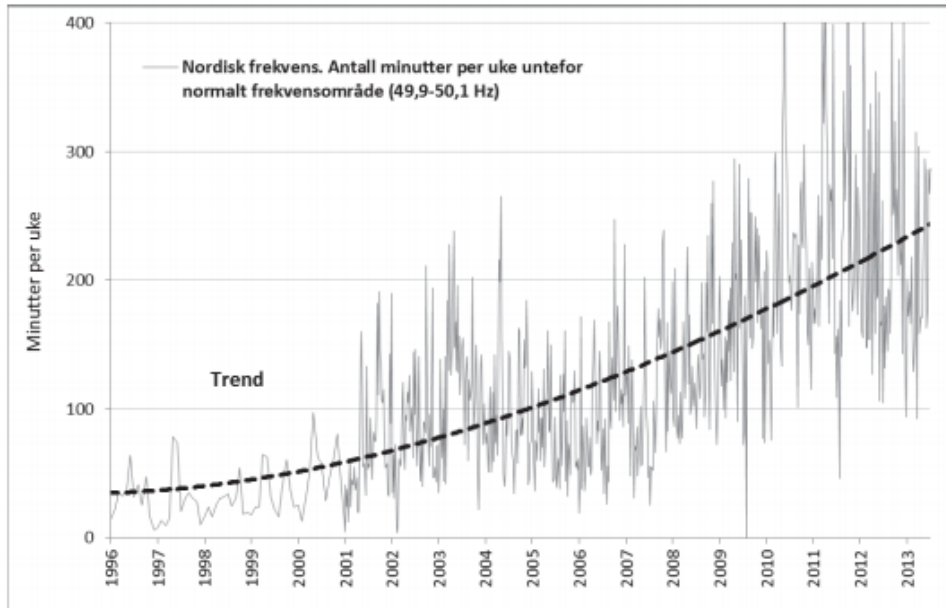
3.3 Den fysiske frekvensreguleringen

Forbruket varierer fra time til time i døgnet og fra sesong til sesong. Produksjonen følger produksjonsplaner. Forbruket er mer uforutsigbart.



Figur 5: Avvik mellom produksjon fra kraftverkets produksjonsplan og systemets lastutvikling per time.

Utviklingen i antall minutter med frekvensavvik de siste årene har vært, illustreres i Figur 5. Det har vært et økende antall minutter frekvensen har vært utenfor normalområdet de siste 14 årene. Dette skyldes ikke økt utbygging av uregulerbar kraftproduksjon alene. Med innføringen av spotmarkedet ble det økte endringer i kraftutvekslingen rundt tidskifter [42]. Økt handelskapasitet til utlandet med HVDC-kabler som skifter mellom eksport på dagen og import på natten er en utfordring. Utbyggingen av HVDC har de siste 20 årene vært stor. Det forventes utvidelser av handelskapasiteten, og Statnett fikk konsesjon for ytterligere to nye HVDC-kabler til Tyskland og England. Dette kan medføre større utfordringer m.h.t frekvenskvalitet.



Figur 6: Antall minutter frekvensen avviker fra normalt.
Gjengitt med tillatelse fra Eivind Lindberg, Statnett SF.

Krav om frekvensregulering gjelder alle vannkraftstasjoner og termiske stasjoner med aggregater ≥ 10 MVA. Kravene om frekvensreguleringsfunksjonalitet stilles av systemansvarlig i Norge. Kravene er samkjørt med de andre TSO'ene i Norden, og disse kravene er forpliktende for produsenter.

3.3.1 Roterende reserver

Kraftsystemets kortsiktige frekvensrespons avhenger av to funksjonaliteter. Den mest umiddelbare responsen leveres av systemets roterende reserver. Når de roterende reservene ikke lenger gir et energibidrag til systemet, har de automatiske primærreservene overtatt systemets frekvensregulering. Systemets roterende reserver leverer et bidrag basert på grunnleggende fysikk om roterende masser og spinn. De roterende reservene i systemet, er systemets roterende generatorer.

Et dreiemoment τ er produktet av kraften F som initierer en rotasjon og avstanden r mellom kraftens angrepspunkt til rotasjonsaksen.

$$\tau = Fr[Nm] \quad (8)$$

Et arbeid er produktet av kraften F på en gjenstand og strekningen den forflyttes i kraftens retning.

$$W = Fd[J] \quad (9)$$

Effekt P er arbeid (W) per tid (s)

$$P = \frac{W}{t} [W] \quad (10)$$

I elektronikken skilles det mellom ulike typer effekt. Tilsynelatende effekt måles i voltampere (VA), og er sammensatt av aktiv effekt P og reaktiv effekt Q . Den aktive effekten utgjør et arbeid, den reaktive effekten utfører ikke arbeid. Den reaktive effekten oscillerer mellom frem og tilbake mellom to komponenter eller over transmisjonslinjer [44]. Den tilsynelatende effekten til en komponent, her en generator skrives $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ [44].

En generators form er tilnærmet lik en disk roterende om sin egen akse. Denne mekanisk effekten for en roterende motor eller generator er

$$P_{mek} = \omega\tau \quad (11)$$

der τ er dreiemomentet [Nm], ω er rotasjonens vinkelhastighet [$\frac{rad}{s}$], der 1 rev= 2π rad [44]. Mekanisk effekt omgjøres til elektrisk effekt i en generator. Den elektriske effekten skrives:

$$P_{el} = P_{mek} - tap[W] \quad (12)$$

der tap er summen av elektriske og mekaniske tap. Den roterende legemets kraftmoment, betegnes videre som legemets inertia [37].

$$J = \frac{mr^2}{2} \quad (13)$$

der J er diskens inertia, m er legemets masse, r er radius. Den roterende massen innebærer en kinetisk energi E_k . Den samlede roterende massen i kraftsystemet er et koblet nett av synkrongeneratorer som drives rundt av turbiner. Systemet har kinetisk energi i egenskap av å være synkront roterende.

$$E_k = \frac{1}{2}J(2\pi f_m)^2 \quad (14)$$

der f_m er rotasjonens frekvens [$\frac{rev}{min}$].

I videre analyse benyttes H , inertiakonstanten. Denne er definert fra

$$H = \frac{E_k}{S_g} \quad (15)$$

der S_g er generatorens installerte tilsynelatende effekt, kjent som nominell effekt [44].

H -verdien for en generator ligger typisk i intervallet 2-10 s [31]. Dette beskriver hvor lenge generatoren kan levere nominell effekt ene og alene med den lagrede kinetiske energien E_k i generatorens rotasjon.

Svingelikningen, som er en kjent representasjon for synkrongeneratorer i et dynamisk system, kan videre beskrive ubalansen som oppstår ved endringer i rotasjonens frekvens f_m (eller rotasjonshastigheten $\omega = 2\pi f_m$) som fører til ubalanse i aktiv effekt [31].

$$dE_k = J(2\pi)^2 f_m df_m = \frac{2HS_n}{f_m} df_m = (P_m - P_e) \quad (16)$$

Fra svingelikningen har vi en k-verdi, en dempesats som sier noe om hvordan systemets svingningsprofil og stivhet. Denne dempesatsen er her systemets frekvensavhengige last $k = \frac{1}{D_{last}}$, som er selvstabiliserende. Frekvensendringer og frekvensavvik skjer fra en referanseverdi, f_0 som 50 Hz for Norden.

$$df_m = -\frac{f_0}{2HS_n D_{last}} f_m + \frac{f_0}{2HS_n} (P_{m,0} - P_e) \quad (17)$$

Med stor andel av konvensjonelle generatorer med høy inertia-konstant i drift, blir systemets respons i tidsrommet 0 sekunder - 10 sekunder mindre dramatisk etter utfall. Det vil si at ved identiske endringer, vil systemet med høy aggregert H-verdi ha en lavere frekvensavvik f_m og dens deriverte $\frac{f_0 - f_s}{\delta t}$ vil bli mindre, enn et system med lav aggregert H-verdi [31].

Økt utbygging av blant annet vindkraft har ført til større oppmerksomhet mot dette fagområdet, siden disse teknologiene har H-verdi lik null [31]. Vindturbinen har en rotasjonsenergi, men er koblet til nettet via en samlestasjon, og spenningen transformeres til ønsket spenningsnivå. Vindturbinens rotasjonsenergi er ikke en rotasjonsenergi som bidrar til systemets aggregerte H-verdi [16]. I mindre systemer med vindproduksjon, kan dette potensielt føre til at variasjoner i frekvens kan få store konsekvenser, og i verste fall føre til at systemet ikke evner å gjenopprette dets likevekt. Det er per idag stor utvikling på inertia levert av vindkraft, blant annet komponenter som lager en syntetisk inertia, gjør at vindens rotasjonsenergi bidrar til økt aggregert H-verdi i systemet [29].

Systemets inertia kan ikke alene stabilisere mindre endringer. Frekvensen varierer normalt mellom 49,90 - 50,10 Hz. Om frekvensen overskrider det normale intervallet, igangsettes systemets frekvensstyrte primærreserver ved driftsforstyrrelser.

3.3.2 Primærreservers respons

TSO setter bestemte krav til alle enheter over 10 MVA når det gjelder primær frekvensregulering. Disse kravene gleder både for termiske enheter og regulerbar vannkraft.

Den momentane effektreserve, som primærreserver er, bestemmes av statikkinnstillingene i turbinregulatoren. Statikken innstilles i prosent av den nominelle effekten til generatoren [22]. Statikken innstilles gjerne et sted mellom 1% og 12% [33].

Tabell 2: Krav til turbinregulators innstillinger ved produksjonsvarighet innenfor ulike frekvensområder[33]

Frekvens (Hz)	Varighet
45,00 - 47,50	> 20 sekunder
47,50 - 49,00	>30 minutter
49,00 - 52,00	Kontinuerlig
52,00 - 53,00	> 30 minutter
53,00 - 55,00	> 20 sekunder
55,00 - 57,00	> 10 sekunder

Den enkelte generators reguleringsstyrke tilsvare:

$$Regulerringsstyrke = \frac{Produksjon(MW)}{statikkinstilling(\%) * normalfrekvens(Hz)} \quad (18)$$

Reguleringsevnen til vannkraftgeneratoren og varmekraftgeneratoren bestemmes av turbinregulatorens evne til å øke eller redusere pådraget av hhv. vann eller gass over turbinen. Systemets aggregerte reguleringsstyrke, kalt reguleringskonstanten til systemet, påvirkes av systemets roterende reserver og primærreserver. For å finne systemets reguleringskonstant, må effektendring i systemet divideres med frekvensendring.

$$Reguleringskonstanten = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (19)$$

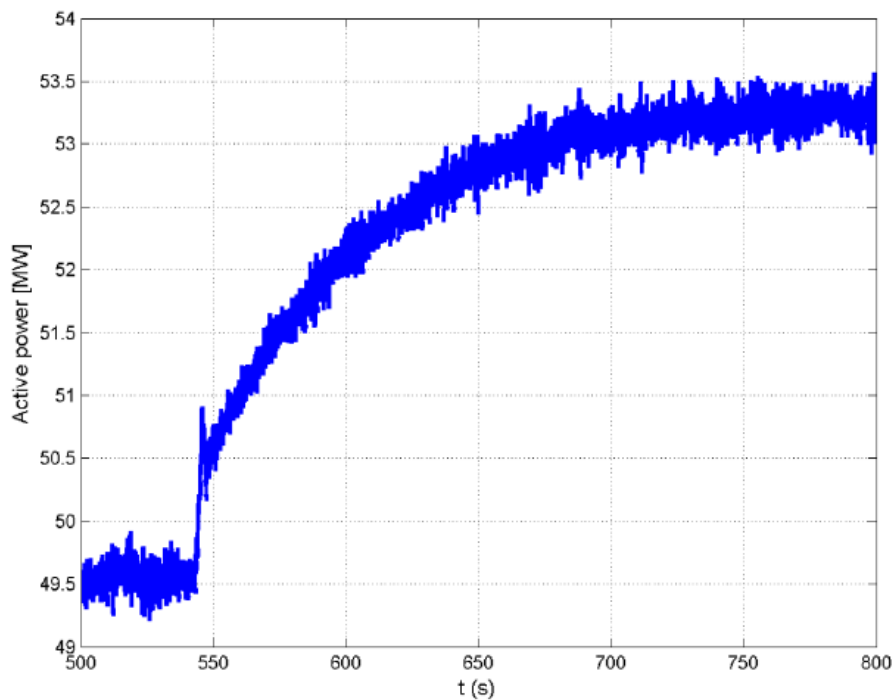
Effektendringen ΔP kan være et utfall av frekvens eller produksjon. Δf er differansen mellom f_s , stabil frekvens etter utfallet, og f_0 , stabil frekvens før utfallet.

Produserende synkrongeneratorer i synkronområdet skal holde frekvensen stabil på 50,00 Hz, men kan normalt avvike med 0,10 Hz begge retninger. Tidsavviket skal til enhver tid ikke overstige 8 sekunder på et synkronur i forhold til normaltid [33].

Overgangen mellom roterende reserver og primærreserver er glidende, som beskrevet av frekvensforløp av reelle utfall. Begge figurene under, Figur 7 og Figur 8 er utsnitt fra analyser, brukt med tillatelse fra Erik Alexander Jansson, Statnett SF. Figur 7 viser en enkeltgenerators respons ved utfall av produksjon et annet sted i systemet, ved $t=550$ s. Generatoren må øke sin effekt, for å erstatte tapt produksjon. Generatorens roterende energi og effekt i utfallstidspunktet, er ikke tilstrekkelig. Etter 10 sekunder skal turbinregulator ha gitt signal om økt ytelse og økt vannmengde gjennom turbinen. Når generatoren har økt ytelsen, leverer den ny effekt til nettets

frekvens gir turbinregulator et annet signal, eller til sekundærreserver aktiveres.

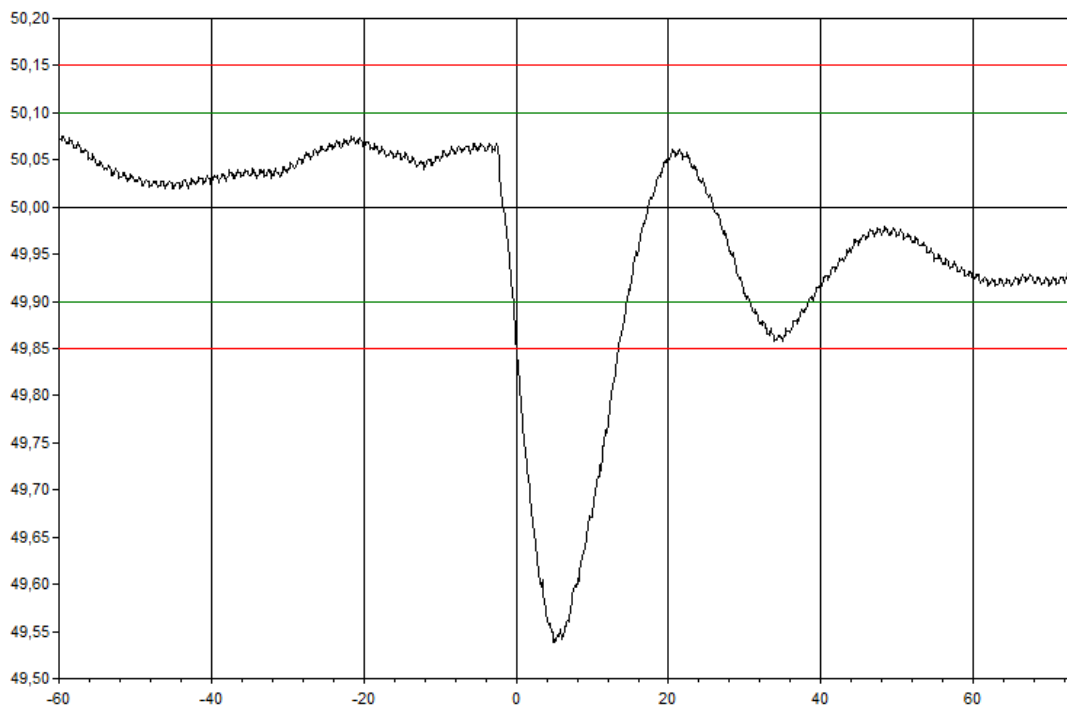
Denne mekanismen forklares i Figur 8. Denne figuren beskriver primærreservers respons på bortfall av 900 MW, som er en reell hendelse. I grafens første bunnpunkt er alle primærreserver fullstendig aktivert, og trekker frekvensen brått opp til 50,08 Hz. Dette er nå over lasten som må møtes etter utfallet, og turbinregulator nedjusterer pådraget. Slike pendlinger, er vanlig i balansering til ny last. Generatoren, som kun ser nettets frekvens, vet ikke utfallets omfang eller størrelse. Systemets synkrongeneratorer samarbeider om å få frekvensen stabil, slik at justering med å få frekvensen tilbake til 50 Hz kan begynne. Denne tjenesten kan nå taes over av sekundærreserver, slik at primærreservene kan frigjøres og være klar for neste utfall.



Figur 7: Beskrivelse av aggregatrespons på et reelt utfall av produksjon.

Verdiene på X-aksen måles i tid (sekunder), Y-aksen representerer er frekvens i (Hz), og den blå kurven viser generatorens produserte aktive effekt (MW). Gjengitt med tillatelse av Erik

Alexander Jansson, Statnett SF.



Figur 8: Primærreservers reelle respons på et reelt utfallet av 900 MW.

X-aksen måles tid etter og før utfallet, der tid er null der frekvensen når 49,85 Hz. På Y-aksen måles frekvens (Hz). Gjengitt med tillatelse av Erik Alexander Jansson, Statnett SF.

3.4 Farene med lav frekvens

Høy frekvens er uheldig, men har færre potensielle farer knyttet til seg enn lav frekvens. Høy frekvens i systemet kan gi skader på forbruksutstyr, men alle produksjonskomponenter i systemet holder inne, og justeres kontrollert ned ved andre reservetjenester. Lav frekvens har potensielt svært alvorlige konsekvenser. Når man mister mye produksjon, vil produksjonsenheters automatiske reserver aktiveres. Om dette ikke er tilstrekkelig til å bringe frekvensen til et stabilt nivå, vil frekvensen fortsette å synke. Småkraftenheter under 10 MVA kommer ikke underlagt de samme kravene som settes av systemansvarlig. Vindkraft har andre krav til å holde inne et visst tidsrom ved frekvensavvik.

Tabell 3: Krav til produksjon fra vindkraftverk ved frekvensavvik[33]

Frekvens (Hz)	Varighet
47,5 - 49,0	>30 minutter
49,0 - 52,0	Kontinuerlig

Vindkraft har krav for produksjon ved frekvensavvik, i motsetning til småkraftenheter. Lav frekvens kan da føre til at småkraftverk stopper kraftlevering, som medfører ytterligere mangel på produksjon. Frekvensen kan komme til å bli så lav at større produksjonsenheter stanser, og dette kalles kaskaderende utfall. Statnett's sommerprosjekt, KUBE i 2013 omhandlet nettopp denne problematikken [3]

3.5 Systemdrift i 2020

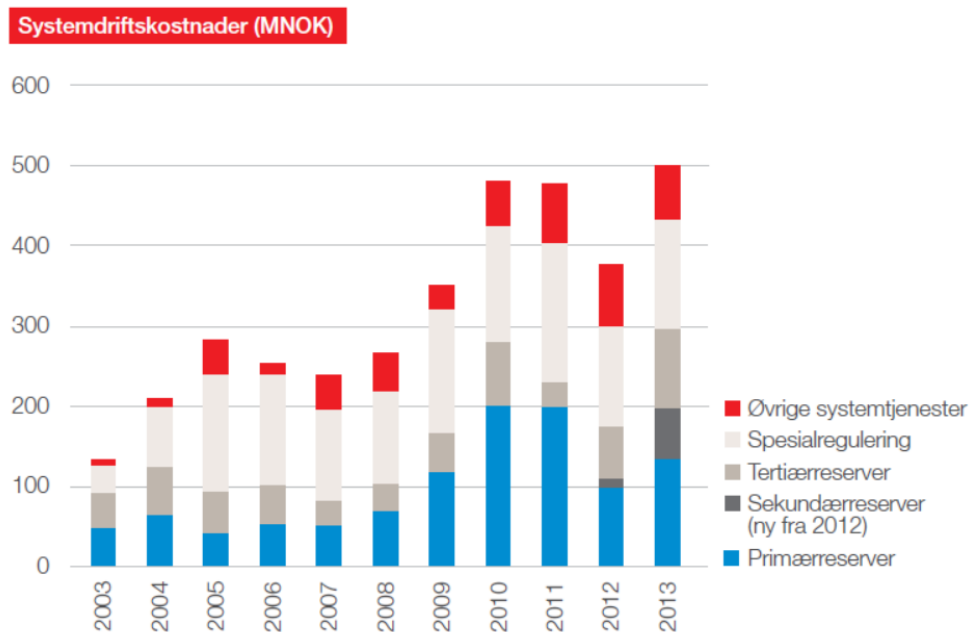
Det er i følge strategisk utvikling i Statnett [34] tre faktorer som angir hovedretningen i utviklingen av fremtidens systemdrift. Disse tre er forsyningssikkerhet, klimapolitikk og markedsintegrasjon med Europa. Forsyningssikkerheten utvikles frem mot 2020 med økt nettkapasitet innenlands og økt utvekslingkapasitet til utlandet med HVDC-kabler. Markedsintegrasjonen kommer som naturlig følge av økt handelskapasitet. Det vil bli økt handel med utlandet, mer integrasjon med andre synkronsystemer.

Det vil komme store endringer på forbrukssiden. Smart-Grids er en vedtatt og forventet utvikling, som vil gi større fleksibilitet for strømforbruker. Det blir strengere krav til energiefektivisering i blant annet byggebransjen. Dette er forventet å påvirke systemdriften i stor grad. Økt fornybar kraftproduksjon, især småskala vannkraft og vindkraft, er også en utvikling som vil bety mye for utviklingen av strømmettet, og ha innvirkning på systemdriften.

Frekvenskvaliteten vil bli ytterligere utfordret i fremtiden, for det er antatt redusert tilgang

til fleksibilitet [34]. Med endringer i strømflyt, som tidvis kan være store og hyppige, kan dette føre til økte kostnader med å holde frekvensen innenfor normalområdet.

Systemdriftskostnader er kostnader for systemansvarlige å holde kraftsystemet i momentan balanse. Det er forventet økte systemdriftskostnader i fremtiden. Fra Figur 9, er systemkostnader sammensatt av flere delkostnader. En økning av systemkostnader tilsvarer ikke en direkte økning i kostnader for primærreserver.



Figur 9: Utvikling av systemdriftskostnader 2003-13. Prognose for 2013.

Figur Statnetts System og Markedsutviklingsplan 2014-2020 [34]. Gjengitt med tillatelse fra Anders Bostad.

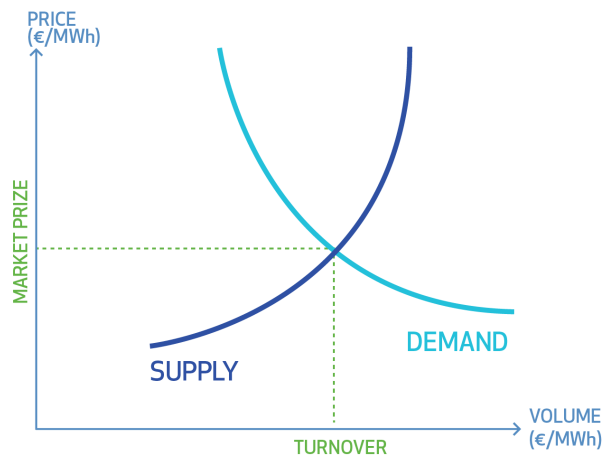
4 Kraftmarkeder

Etter Energiloven ble vedtatt 29. juni 1990, ble markedet for kjøp og salg av kraft deregulert [8]. I 1996 ble det dannet et felles integrert marked for kjøp og salg av strøm for Norge og Sverige [18], kalt NordPool. Arbeidet med å danne NordPool var et pionerarbeid med å deregulere europeiske kraftmarkeder [18].

4.1 Elspot og Elbas

Et dynamisk system bør reguleres av et dynamisk kraftmarked. Kraftmarkedets børs NordPool er lokalisert i Norge, og er eid av Nordens TSO'er [12]. Statnett, som er systemansvarlig sørger for at systemet har tilfredsstillende driftssikkerhet og leveringskvalitet. Statnett er en aktør på børsen likeledes som de andre Nordens TSO'er, og opererer i regulerkraftmarkedet. TSO'er er regulert som monopoler, og er ikke profitt-maksimerende.

Kraftprodusenter og kraftleveringsselskaper er aktører i el-spotmarkedet, der spotprisen også kalt systemprisen, settes for kommende dag på bakgrunn av tilbud og etterspørsel. Elspot operer med 24 timers tidsoppløsning, der handelen avsluttes kl 12.00 for påfølgende dag. Hovedandelen av kraften i Norden kjøpes og selges i elspot, det er og mulig for produsenter og konsumenter å handle i intraday-markedet, elbas [12].



Figur 10: Prisformasjonen i NordPool Spot, Day Ahead-markedet.

Brukt med tillatelse av Maria Spångberg, NordPool Spot [12].

Tilbud og etterspørsel er nøkkelfaktorer for å sette prisen fra dag til dag, men ikke de eneste faktorene. Flaskehals i nettet og fysiske begrensninger oppstår når man skal overføre store mengder elektrisitet fra produksjonssted til konsumsted. Overføringskapasiteten er ulik i ulike landsdelene i Norge, og derfor er det hensiktsmessig med ulike prisområder. Vi har fem ulike prisområder i Norge, bestemt av overføringskapasiteten i nettet. Der kapasiteten begrenses, øker

prisen i området for å redusere etterspørselen.

Intraday-markedet Elbas er et supplement til elspot, for å sikre bedre balansering mellom forbruk og etterspørsel gjennom døgnet. Markedet er på timesbasis, og bidrar til å jevne ut forholdet mellom konsum og produksjon, slik at frekvensen best mulig holder skal bli stadig viktigere med innføringen av uregulerbar produksjon som vind og uregulerbar vannkraft. Prisene i elbas er basert på first-buy, first-serve.



Figur 11: Prisområder Norge og Sverige, figur fra NordPool Spot.

Brukt med tillatelse fra Maria Spångberg

4.2 Reservemarkeder

Elsport og Elbas sørger for et godt og forutsigbart bilde av nettets planlagte drift før driftstimen. Markedene skaper balanse ved planleggingen av driften, men fanger derimot ikke opp uplanlagte hendelser. Frekvensbalansen forstyrres, og regulerkraftmarkedet sikrer at TSO har tilstrekkelig med reservekraft. Forstyrrelser skjer kontinuerlig, det kan være raske endringer i vær, utfall av produksjon eller forbruk og havari av enkeltkomponenter. Reservene aktiveres med ulik styrke til ulik tid.

Det skilles mellom fire typer reserver:

1. Roterende reserver: Det er ikke et marked for roterende reserver per idag i Norden. Likevel regnes denne som en reserve, siden systemets iboende rotasjonsenergi vil dempe ubalanser.

Et system med en høy aggregert H-verdi er et stivere nett og vil dempe svingninger i systemet bedre enn om systemet hadde lavere H-verdi. Roterende reserver er svært viktig for systemets håndtering av øydrift. Innenfor områder som er spesielt utsatt for øydrift, må det være tilstrekkelige reserver i dette området.

2. Primærreserver(FCR)[7]: Frequency Containment Reserves er systemets første umiddelbare respons på frekvensavvik fra $f_0 = 50,00Hz$. Mengden FCR i systemet bestemmes av turbinregulatorens statikkinnstillinger på hver generator i drift. Statnett fastsetter maksimalinnstillinger, slik at systemet sikrer tilstrekkelig distribuert primærreserve på alle generatorer over 10 MVA. Innstillingene er normalt 6% eller 12%.

Det skilles videre mellom to typer av disse frekvensstyrte reservene:

- (a) FCR-N (Normaldriftsreserver) aktiveres begge retninger ved avvik fra $f_0 = 50,00Hz$, i intervallet $49,90 < f_0 < 50,10Hz$. Dette produktet er det eneste produktet i ukemarkedet, og budene angis per elspot-område per avtaleperiode.
- (b) FCR-D (Driftsforstyrrelsesreserver) aktiveres automatisk når frekvensen er under $49,90Hz$ og over $50,10Hz$. Det sammenkoblede Norden skal ikke ha en stasjonær frekvens under $49,50Hz$, og all FCR-D skal være aktivert om frekvensen kommer under dette kravet.

Det er to markeder for primærreservetjenester; et ukemarked og et døgnmarked. Ukemarkedet kjøres før elspot, og er delt i to kategorier; Hverdag og Helg, som igjen deles i Dag, Kveld og Natt. Prissettingen i ukemarkedet skjer med marginalpris pr. området pr. avtaleperiode. Døgnmarkedet kjøres etter elspot, hver dag for påfølgende dag. FCR-N og FCR-D er produktene i markedet, og bud angis pr. time pr. elspotområde.

Mengden automatiske primærreserver som kan leveres fra et magasinkraftverk beregnes etter likning (18).

Dette medfører at systemets totale primære reguleringsstyrke er summen av alle enheter i drift med statikkinnstilling. All leveranse av primærreserver kan meldes inn i markedet. Ved tilslag i markedet forplikter leverandør til å levere, og skal ikke påvirkes av aktivitet i andre markeder som sekundærreserver eller RK-markedet. Aktører som velger å stå utenfor markedet, får definert leveransen som restleveranse, og blir kompensert med en fastsatt sats.

3. Sekundærreserver(FRR-A)[5] Frequency Regulating Reserves - Automatic er i likhet med

FCR automatiske reserver. Sekundærreservenes formål er å få frekvensen tilbake til 50,00 Hz. Denne aktiveres av TSO, der TSO sender et signal til alle strømleverandørers kontrollsystem. Produksjonen/forbruket endres i anlegget, fordi generatorens settpunkt endres. Det tar 120-210 sekunder fra signalet sendes fra TSO til kontrollsystemet til anleggets drift er forandret. Når sekundærreserver er aktivert, skal primærreservene ha ledig kapasitet til å håndtere nye hendelser. Tidligere ble sekundærregulering betegnet som Load Frequency Control (LFC).

Markedet for FRR har ukesoppløsning, og markedet er separat for opp-og nedregulering. Markedet kjøres dagen før FCR-ukemarkedet. Statnett aksepterer bud etter laveste innkjøpskostnad for ønsket volum. Normalt får alle bud innen hvert elspot-område, lik pris for levert MW fastsatt av marginalprisen.

4. Tertiærreserver(FRR-M)[2] Frequency Regulating Reserves - Manual er, som navnet tilsier, manuelle reserver. Denne reserven betegnes for Reservekraft (RK). Bruken av tertiærreserver er todelt. Tertiærreserver brukes for å frigjøre bruk av primærreserver og sekundærreserver, slik at disse kan aktiveres ved nye hendelser. Tertiærreservene brukes og til å håndtere regionale flaskehalser. En mer generell definisjon på tertiærreserver er alle reserver som kan være fullt aktivert innen 15 minutter.

Et bud i regulerkraftmarkedet består av et effektkvantum i et visst tidsrom til en gitt pris.

5 Metode og analytisk tilnærming

I dette kapitlet beskrives utformingen av modellen som tilsvarer en ferdig utbygging av ny fornybar produksjon i 2020. Datagrunnlaget er i helhet i Vedlegg 1. Dette er innsamlede prognoser for småkraftutbygging og vindkraftutbygging frem til 2020.

5.1 Simuleringer med Aristo

Stabiliteten til kraftsystemet likner andre dynamiske systemer, den er basert på underliggende matematisk fundament. Responen til det moderne kraftsystemet som helhet er summen av en rekke enkeltkomponenter med ulik konfigurasjon. Takket være moderne simuleringsprogrammer kan man studere kraftsystemet lettere og mer effektivt [21]. Disse programmene baserer seg hovedsaklig på svingelikningen (17), aggregert med summen av aggregater, linjer og laster i systemet [19]. Programmet baseres på lastflytkalkulasjoner, der last ligger til grunn for hvilken produksjon som behøves i et område. Overføringsnettets kapasitet legges til grunn, og strømmens flyt og spenning må være innenfor akseptable verdier i kalkulasjonen.

Kraftsystems simulatoren Aristo er utviklet av Svenska Kraftnät og blir brukt til å simulere kraftsystemet i Norden. Programmets hensikt er å representere det eksisterende kraftsystemet så godt som mulig. Programmet blir brukt ved driftsseksjonen hos Statnett og SVK og er egnet for simulering av mindre utfall og spenningsanalyser. Avdelingene Landssentralen, Regionsentral Sør og Driftsplanlegging benytter simulatoren aktivt i sitt arbeide med planer for utkoblinger og revisjoner. Simuleringer med Aristo vil derfor gi et korrekt og pålitelig bilde av systemets respons på større utfall av produksjon og forbruk for 2014, og er et godt grunnlag for å utvikle en modell for 2020.

Simulatoren kjøres med en valgt PSM (Power System Model) som er grunnmodellen. I grunnmodellen er produksjonsenheter innstilt med ytelse med et settpunkt, som justeres automatisk når systemet skal balanseres. Et scenario angir lasten i området. Lasten, der import/eksport regnes med, ligger fast. Produksjonsenheterne må produsere tilstrekkelig effekt slik at lasten betjenes. Aristo kalkulerer lastflyten i systemet i scenarioet, og finner den produksjonsmatrisen som balanserer systemet. Når systemet er balansert, kan man utføre simuleringer. Modellen kan ikke kjøre simuleringer uten et valgt scenario.

Kun de produksjonsenheter som har mulighet for nedjustering, justeres i modellen. Det betyr at småkraft og vindkraft ikke er en del av den porteføljen Aristo benytter til justering for å oppnå balanse. Uregulerbare produksjonsenheter regulerer seg ikke etter kraftteterspørselen, men værforhold.

Om systemet ikke finner løsning, betyr det at systemet ikke finner en balansering av last og

produksjon i betingelsene som ligger til grunn. Man kan justere modellen til man finner løsningen, og i dette studiet har jeg justert import/eksportsituasjonen. Med økt andel produksjon som ikke lar seg justere ned, fikk modellen større utfordringer med balanseringen.

Modellen simulerer sentralnettets Norden, med mulighet til å gå inn i fysisk nettstruktur i Norge og Sverige. Alle sentralnettets linjer er representert, samt noe regionalnett. Større produksjonsenheter og lastområder er representert, programmet justeres både på komponentnivå og i definerte produksjon-og lastområder. Grunnmodellen, som heretter kalles System2014, er en representasjon all installert effekt og last fra januar 2014 i hele synkronsystemet Norden.

Grunnlag for simuleringer:

- Simuleringenes tidsoppløsning bestemmes av spesifiseringen Real-Time Database, som definerer tidsoppløsningen og detaljer i loggføringen. Det skrives 25 verdier pr. sekund simuleringen kjøres. Et sekund i simuleringen tilsvarer et reelt sekund.
- Nettet er intakt. Dette skjer i prinsippet aldri i virkeligheten. Det er stort sett linjer som til en hver tid kobles fra for revideringer.
- HVDC-kablene har blitt brukt til aktivt å nå en balansering i systemet, når ubalansene har vært for store til at systemet selv har løst dette. Mer om dette arbeidet i Kapittel 6, i underkapittel 6.2, 6.3 og 6.4.

5.2 Utvikling av modell for 2020

Modellen System 2014 er lagt til grunn for videre utvikling av modell System 2020. Aristo opererer med balansering av enheter i installert effekt (P) i MW i systemet, ikke energiproduksjon i TWh, slik avtalt utbygging med grønne sertifikater stadfester. Prognosene er derfor hentet fra Svenska Kraftnät, NVE, og Kraftsystemanalyse, Statnett. Disse prognosene er kun en av mange prognoser utarbeidet av avdelingene, og ligger i Vedlegg 1.

Småkraft er antatt å fordeles utover Norge der det er resursgrunnlag og nettilknytning. Prognosene fra NVE er styrende i planleggingsarbeidet for nettselskaper og systemansvarlig. Avdelingen Markedsanalyse benytter NVEs oppdaterte oversikter og prognoser kontinuerlig. Denne prognosen er basert på NVEs prognose, men benytter ikke energimengde som parameter. Prognosen benyttet til utviklingen av 2020-modellen er laget av Kraftsystemanalyse, Statnett SF. Kraftsystemanalyse har utarbeidet en prognose av installert effekt per geografiske lastområde.

$$\text{Energi produsert \u00e5rlig (MWh)} = \text{Installert effekt (MW)} \times \text{brukstid per \u00e5r i timer (h)} \quad (20)$$

Gjennomsnittlig brukstid p\u00e5 sm\u00e5kraftverk per samlastomr\u00e5de baseres p\u00e5 konsesjonss\u00f8knader [23]. Total installert ytelse (MW) per omr\u00e5de er basert p\u00e5 energimengde fra markedsanalysen og utregnet brukstid. Utregnet fordeling av ytelse p\u00e5 sentralnettspunkt internt i samlastomr\u00e5dene, er basert p\u00e5 en eldre oversikt over konsesjonss\u00f8kt sm\u00e5kraft fra ca. 2011-2012. Antall brukstimer er sv\u00e6rt varierende p\u00e5 b\u00e5de vindkraft og sm\u00e5kraft, og det er store forskjeller p\u00e5 f.eks slitasje og bruksomr\u00e5de.

Tilsammen er det 29 sm\u00e5kraftenheter fra 10 MW til 160 MW, og 8 vindkraftenheter er plassert geografisk der det er sannsynlig at disse kan komme. Tatt i betraktning planlagte forsterkninger i nettet, antall konsesjonss\u00f8knader fra NVE, og resursgrunnlag. Det omr\u00e5devise anslaget er sl\u00e5tt sammen til ett aggregat, og koblet til det n\u00e6rmeste sentralnettspunktet. Etter n\u00e6rhet til sentralnettet og et tilknytningspunkt, ble enhetene sl\u00e5tt sammen og lagt inn som et stort aggregat. De ligger i modellen som konstante leverende enheter, som leverer full effekt. De har ikke regulerings\u00e5nd, og har lav inertia-konstant. Alle sm\u00e5kraftanlegg har en H-verdi=3, der grensene for H-verdier i Aristo er fra 2 til 7.

Sm\u00e5kraft tilkobles regionalnett eller distribusjonsnett, men er i modellen tilkoblet sentralnett. Dette er b\u00e5de en forenkling og en programbegrensning. Det er ikke representativt for det reelle systemet at sm\u00e5kraft tilkobles sentralnettet.

5.3 Datagrunnlag

Prognosen som er lagt til grunn for utvikling av modellen, er en av mange mulige utfall av utbyggingen i Norge og Sverige.

Tabell 4: Utbygging av ny vindkraft og sm\u00e5kraft i Norge og Sverige i 2020

Valgt prognose fra Kraftsystemanalyse, gjengitt med tillatelse av Vegar Storvann, Statnett SF

Kraftutbygging	MW i Aristo
Vind Norge	2305
Vind Sverige	7837
Uregulerbar vannkraft Norge	2314
Sum	12456

Bakgrunnen for prognosene er i underkapitler.

5.3.1 Vindkraft i Norge og Sverige

Det er antatt at det skal bygges ut 7837 MW vindkraft i Sverige, og 2305 MW vindkraft i Norge frem til 2020 fra 2014. Dette er, i følge avdelingen for markedsanalyse, prognoser med stor usikkerhet. Fordelingen av MW bygget i Norge og Sverige svinger med konjunkturedringer, utbyggingskostnader og investeringsvilje [30]. Kostnadsutviklingen i vindkraftutbyggingen i Sverige er drivende for den norske utbyggingen av flere grunner. Miljøstiftelsen Zero definerer tre hovedgrunner til at utbygging er mer lønnsom i Sverige enn den er i Norge. Sverige kan per i dag konkurrere gunstigere skattesatser og avskrivningsregler for utbygger. Det har blitt innført en ordning som tillater utbygger å bli opp til to år forsinket i prosjektet og likevel ikke miste inntekter fra grønne sertifikater. Sverige har standardiserte regler for eiendomsbeskatning, som gir økt forutsigbarhet for investorer [30]. Det svenske strømmettet har færre flaskehals, og tilkoblingen av anlegg på nettet vil kreve mindre behov for nettforsterkninger enn i Norge, som har begrensninger i nettet der resursgrunnlaget er størst. Norske investorer og systemansvarlig opplever ofte en toveis usikkerhet i en investeringsbeslutning. TSO krever at vindparken bygges for at nettet skal forsterkes, mens utbygger krever nettilgang om investeringen skal gjennomføres.

Tabell 5: Geografisk plassering av antatt utbygd vindkraft i Norge frem til 2020.

Forenklet prognose fra en av mange mulige prognoser fra Kraftsystemanalyse. Benyttet med tillatelse av Vegar Storvann, Statnett SF.

Fylke	Installert effekt (MW)	Tilkoblingspunkt i Aristo
Finnmark	520	BALSFJORD_420kV
Nordland	225	KOLSVIK_300kV
Nord-Trøndelag	135	NAMSOS_300kV
Sør-Trøndelag	450	OGNDAL_300kV
Sør-Trøndelag	350	KLÆBU_420kV
Sogn og Fjordane	160	ÅSKÅRA_132kV
Rogaland	426	STOKKELAND_300kV
Rogaland	39	HÅVIK_300kV
Sum Norge	2305	

Tabell 6: Geografisk plassering av antatt utbygd vindkraft i Sverige frem til 2020.

Tabellen er inspirert av en av flere prognoser for utbygging i Sverige, benyttet av SVK.

Gjengitt med tillatelse fra Anders Edstrom.

Elsport-område	Installert effekt (MW)	Tilkoblingspunkt i Aristo
SE1	864	SVARTBYN_400kV
SE2	2679	MIDTSKOG_400kV
SE3	2381,5	GLAN_400 kV
SE4	1914	HEMSJÖ_400kV
Sum Sverige	7838,5	

5.3.2 Uregulerbar vannkraft i Norge

Det er antatt en utbygging av uregulerbar vannkraft på 2314 MW. Denne er geografisk fordelt over hele landet, men med størst utbygging på Helgeland i Nordland, Vestlandet og Sørvestlandet. Planlagte nettførsterkninger i disse områdene, samt godt hydrologisk resursgrunnlag gjør at hovedtyngden av utbyggingen antas å skje nettopp her. Prognosene er som tidligere nevnt, også basert på historiske verdier om antall konsesjonsøknader sendt fra utbygger til NVE for behandling fra området. Dette er en av mange prognoser som kraftsystemanalyse operer med.

Tabell 7: Geografisk plassering av antatt utbygd uregulerbar vannkraft i Norge frem til 2020

Prognosen er en av mange mulige utfall av kraftutbyggingen. Prognosen stammer fra Kraftsystemanalyse, benyttet med tillatelse av Vegar Storvann, Statnett SF. Tabellen viser tilsynelatende effekt, aktiv effekt og reaktiv effekt, verdier som benyttes i modellen i Aristo.

Nr	Område	Tilkobling Aristo	S-MVA	P - MW	Qmax	Qmin
1	Hordaland	BLÅFALLI.300kV	104,70	90,00	53,50	-29,60
2	Hordaland	FANA.300kV	98,80	85,00	50,40	-27,90
3	Hordaland	ÅSEN.300kV	81,40	70,00	41,50	-23,00
4	Hordaland	FØRRE.300kV	17,40	15,00	8,80	-4,90
5	Hordaland	EVANGER.300kV	40,70	35,00	20,80	-11,50

Tabell 8: Fortsettelse av Tabell 7. Geografisk plassering av antatt utbygd uregulerbar vannkraft i Norge frem til 2020

Prognosen er en av mange mulige utfall av kraftutbyggingen. Prognosen stammer fra Kraftsystemanalyse, benyttet med tillatelse av Vegar Storvann, Statnett SF. Tabellen viser tilsynelatende effekt, aktiv effekt og reaktiv effekt, verdier som benyttes i modellen i Aristo.

6	Hordaland	STORD_300kV	11,60	10,00	5,90	-3,30
7	Hordaland	SIMA_420kV	58,10	50,00	29,60	-16,40
8	Rogaland	STOKKELAND_300kV	46,50	40,00	23,70	-13,10
9	Finnmark	ALTA_132kV	5,10	4,40	2,60	-1,40
10	Innlandet	HEMSIL1_300kV	139,50	120,00	71,10	-39,40
11	Møre og Romsdal	ØRSKOG_420kV	161,60	139,00	82,40	-45,70
12	Møre og Romsdal	LEIVDAL_420kV	119,80	103,00	61,20	-33,90
13	Nordland	RANA_420kV	204,70	176,00	104,50	-57,80
14	Nordland	N.RØSSÅGÅ_420kV	139,50	120,00	71,10	-39,40
15	Nordland	KOLSVIK_300kV	58,10	50,00	29,60	-16,40
16	Nordland	NARVIK_132kV	54,70	47,00	28,00	-15,40
17	Nordvest+Indre sogn	LEIRDØLA_300kV	197,70	170,00	100,90	-55,90
18	Nordvest+Indre sogn	FARDAL_300kV	157,00	135,00	80,10	-44,40
19	Nordvest+Indre sogn	MOSKOG_132kV	203,50	175,00	103,90	-57,50
20	Nordvest+Indre sogn	ÅSKÅRA_132kV	104,70	90,00	53,50	-29,60
21	Sørlandet	BROKKE_420kV	116,30	100,00	59,40	-32,90
22	Sørlandet	ÅNA_SIRA_300kV	101,20	87,00	51,70	-28,60
23	Telemark	RJUKAN_420kV	58,10	50,00	29,60	-16,40
24	Telemark	RØD_300kV	98,80	85,00	50,40	-27,90
25	Telemark	KJELA_300kV	29,10	25,00	14,90	-8,20
26	Troms	BALSFJORD_420kV	93,00	80,00	47,40	-26,30
27	Troms	GULASJOKKA_132kV	53,50	46,00	27,30	-15,10
28	Trøndelag	ORKDAL_300kV	54,70	47,00	28,00	-15,40
29	Østlandet	FÅBERG_300kV	69,80	60,00	35,70	19,70
30	Østlandet	RINGERIKE_420kV	11,60	10,00	5,90	-3,30
Sum Norge			2691,20	2314,40	1373,40	-720,90

6 Modell og simulering

Dette kapitlet beskriver de to ulike Power System Models som er benyttet, System2014 og System2020. Videre beskrives de ulike scenarioene lagt til disse modellene i simuleringer. Figurene benyttet i forklaringene beskriver overordnet tilstand i systemet. I videre analyse er avgrenset innad i synkronområdet til studier av kraftflyten i Norge og Sverige. Av figurene presentert i underkapitler, ser man endringer i lastflyten i Finland og Skjelland. Programmet gir mest informasjon om Sverige og Norge.

System2014 er hentet direkte fra simuleringsprogrammet, og gjengir systemet på en så tilfredsstillende måte at den benyttes i driftsavdelinger hos systemansvarlig. De ulike 2014-scenarioene tar utgangspunkt i allerede definerte scenarioer, utviklet av Statnett og SVK. Dette er forhåndsinnstilte scenarioer, som skal gi en generell representasjon av last og produksjon i ulike årstider.

System2020 er beskrevet i kapittel 5.2. Det var vanskeligheter med å finne startløsning i samtlige scenarioer ved kraftflyt, derav balanse mellom forbruk og produksjon. Balanseringen ble funnet ved å utelate funksjonalitet i systemet i kalkuleringen av startløsning, som å skru av mulig forstyrrende elementer i balanseringen, som SVC-anlegg. SVC-anlegg brukes for å sikre god spenningskvalitet og øke overføringskapasiteten. Ved å gjøre slike justeringer, kan man ikke gjøre gode spenningsanalyser. I frekvensanalyser har slike innstillinger ikke utslag på responsen til systemets roterende reserver og primærreserver, med mindre det utløser mekanismer som endrer produksjon-eller-lastflyt.

Modellens justering foregår i Distributed reference. Dette betyr at den nødvendige endringen av last for å møte ny produksjon blir distribuert på alle enheter. Endringen fordeles etter aggregatets størrelse.

Sammenlikning mellom systemenes tilstand er nyttig for å kunne sammenlinke de to simuleringene. System2014 er til venstre, System2020 er til høyre. Alle verdier er i gitt i MW. Figurene i kommende underkapitler markeres i rødt og gult der differansen mellom System 2014 og System 2020 er størst. De feltene som ikke er markert, er ikke identiske. Likevel er de tilnærmet like, og justeringer av verdiene har blitt gjort av programmet i balanseringen. De røde markeringene er de justeringene som automatisk er gjort av programmet, som er tydelig forskjellig i System2020 enn fra System2014. Gule markeringer viser endringer i HVDC-kablenes mengde import/eksport. Dette har blitt gjort aktivt for å få systemet i balanse.

HVDC som balansering av systemet har vært en forutsetning for simuleringer. Simuleringene er avhengig av at systemet finner en startløsning. I System2020 er det 12 456 MW økt produksjon som må tilpasses den gitte lasten i scenarioet. Programmet justerer ned regulerbar produksjon etter kraftverkets størrelse. Når nedjusteringen av eksisterende produksjon ikke er tilstrekkelig, må kraftoverskuddet/kraftunderskuddet balanseres manuelt. Systemet kan da justeres med mengde import og eksport over HVDC-kabler. Dette måtte gjøres i alle scenarioene. Hvordan dette ble utført, forklares i underkapitler. Resultatet av balanseringen av System2020 var et resultat av prøving og feiling for å få systemet i balanse.

6.1 Scenario 1

Dette er et scenario der 90% av all produksjon er i drift. Dette kan representere en vintersituasjon. Lasten er høy og scenarioet brukes til å teste maksimal kapasitet i linjer og snitt i driftssammenheng. Modellen er robust, som var tydelig da modellen relativt enkelt lot seg kjøre med produksjonssituasjonen for 2020.

6.1.1 System2014

Likende lastsituasjon som skissert i Scenario 1, hadde Norge 02.02.2013 kl 10.00, i følge oversikten til Landssentralen, Statnett for forbruk og produksjon [43]. Da var produksjonen i Norge på 20 047 MW, med last 19 515 MW. På dette tidspunktet eksporterte Norge 337,9 MW. Av figur 12 ser vi en eksport fra Norge på 850 MW på Norned og Skagerrak, og 956 MW over AC-nettet eksport til Sverige. Norge har i modellen en høyere produksjon enn ved en likende reell situasjon. Norge opplever høy last kl. 10.00 den 02.02.2013, som er en lørdag. Til sammenlikning opplever systemet større eksport, produksjon og last ved flere tidspunktlast dagen før, 01.02.2013. Scenario 1 kan være representativ for systemets respons på utfall en situasjon med høy last og produksjon i tidlig februar. Februar er kjent for lave temperaturer og høyt strømforbruk i husholdninger.

6.1.2 System2020

System2020-modellen kjøres med Scenario 1. Det var en utfordring å balansere modellen med 12 456 MW økt distribuert produksjon. Den ikke har en identisk eksport/importsituasjon som 2014. Systemets balansering var avhengig av høyere eksport på HVDC.

Dette gjør modellen noe mer upresis dersom HVDC-eksporten hadde vært identisk. Likevel er lasten i begge modeller like, både totalt sett og fordelt på lastområder i Norge og i Sverige. Siden modellen ikke viser kraftutvekslingen over AC-linjer fra Norge og Sverige til Russland eller Finland, kan det ligge flere differanser fra 2014-modellen som Aristo ikke skriver ut i oversikten.

Sammenlikning mellom systemene i Scenario 1 vises i figurene under. System2014 er til venstre, System2020 er til høyre. Alle verdier er i MW. De røde markeringene er de justeringene som automatisk er gjort av programmet, som er tydelig forskjellig i System2020 enn fra System2014. Oslolast i system 2020 er 1000 MW lavere enn i 2014, som er en automatisk justering. Flyten mellom Norge og Sverige er svært ulik i de to systemene. Denne verdien er i midtfeltet, heter NORGE - SVERIGE, og markert med rødt. Med ny produksjon, har Norge gått fra å være eksportør av 959 MW til Sverige, til importør av skarve 5 MW. Sveriges eksport har økt, fra 1813 MW til 4620 MW i System2020.

De gule feltene er justeringen som måtte gjøres over HVDC-kablene. Feltene markert med gult er kablene som måtte justeres. Skagerrak økte fra 500 MW til 1200 MW. Norned økte fra 350 MW til 1000 MW. Swepol, som er en kabel mellom Sverige og Polen, ble skrudd ned 500 MW i System2020. Kontiskan økte med 80 MW i 2020.

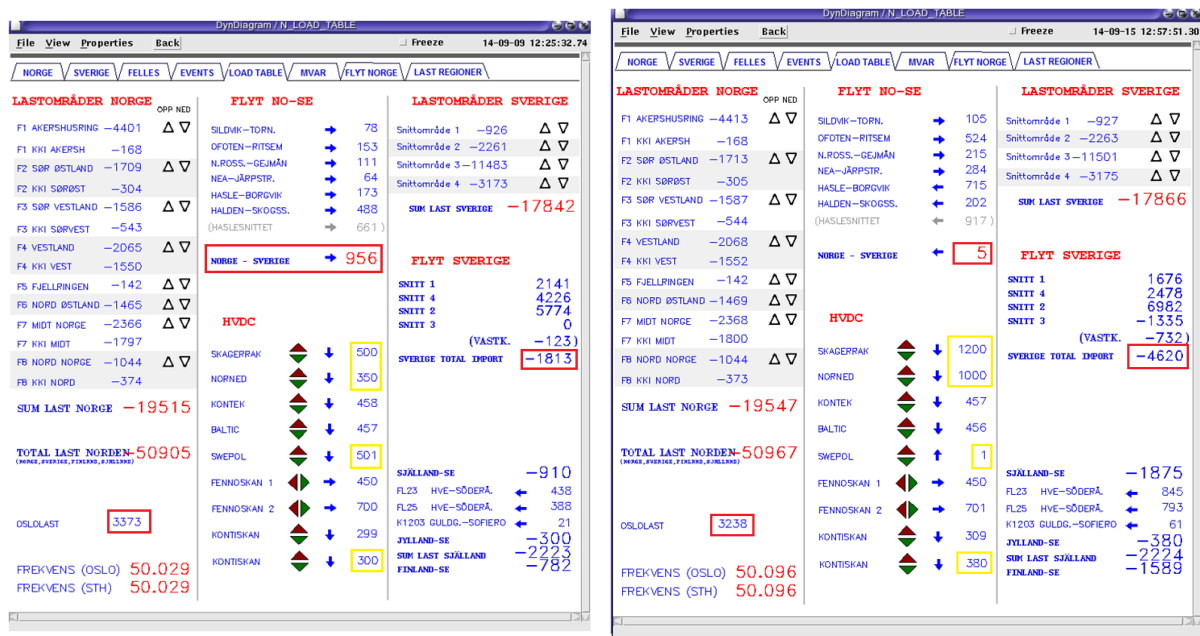


Figure 12: Systemdata i Aristo for Scenario 1.

System2014 presenteres til venstre, System2020 presenteres til høyre. Alle verdier angitt i MW.

6.2 Scenario 2

Dette scenarioet skal representere en klassisk sommersituasjon, med eksport. Sommerscenarioet i Aristo er representativt for Norges situasjon på en varm sommerdag. Lasten er lavere enn Scenario 1, og produksjonen må følgelig være lavere enn Scenario 1 for å møte lavere last.

6.2.1 System2014

Den 02.07.2014 kl. 16.00 opplevde systemet last i Norge på 12 027 MW, produksjon på 16 615 MW, eksport på Norned på 730,4 MW og eksport på Skagerrak på 996,3 MW [43]. Dette er til sammenlikning med System2014 en lik lastsituasjon med eksport, der eksport over Skagerrak og Norned var høyere enn i System2014 i Aristo. På Figur 13 ser vi til venstre tilstanden til System2014. Systemene sammenliknes i avsnitt under.

6.2.2 System2020

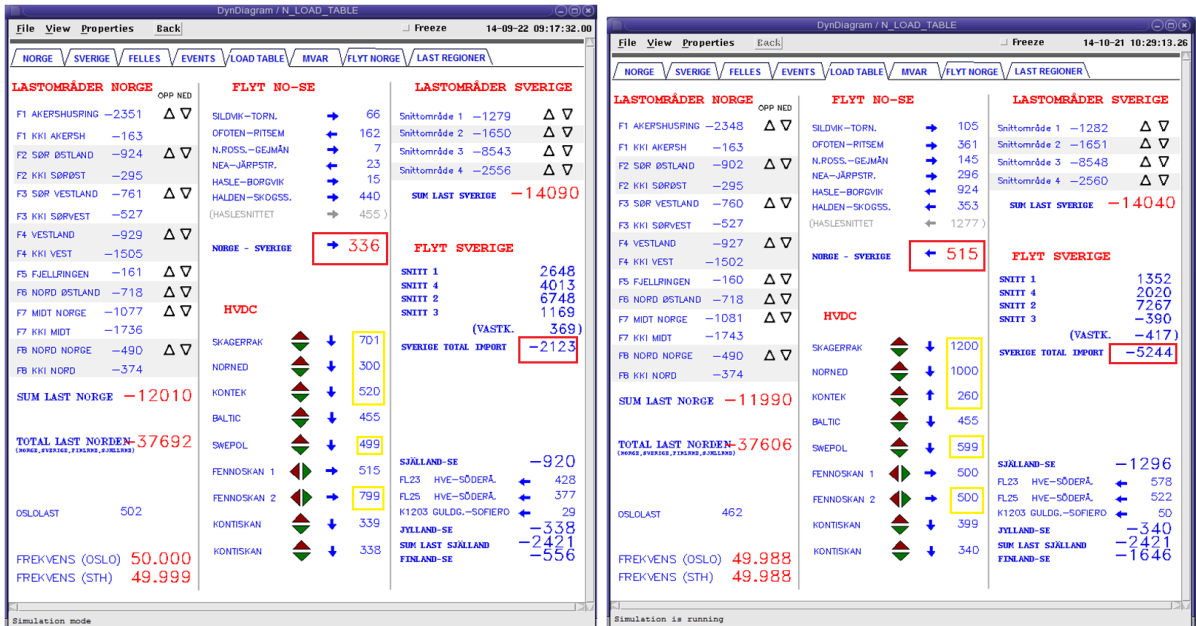
System2020 vises til høyre i Figur 13. I scenario 2 måtte det mye justering over HVDC-kabler til for å få systemet balansert. Flyten er en annen enn i System2014. Likevel er lastbildet i 2020 likt som i 2014. Ny uregulerbar produksjon på 12 456 MW, samtidig med nedregulering av eksisterende regulerbar produksjon, gjorde Scenario 2 utfordrende å balansere. Balanseringen over HVDC var essensiell for å få et balansert system i simuleringen.

Sammenlikning mellom systemene i Scenario 2 vises i figurene under. Oslolast er ikke markert, siden den automatiske reguleringen ikke gav en stor differanse fra System2014. Flyten mellom Norge og Sverige, vist i midtfeltet, er også her markert med rødt. Med 12 456 MW ny produksjon, har Norge gått fra å være eksportør av 336 MW til Sverige. System2020 viser en importsituasjon fra Sverige over AC-nettet på 515 MW. Sveriges eksport har økt, fra 2123 MW til 5244 MW i System2020.

De gule feltene er justeringen over HVDC-kablene. Eksporten over Skagerrak økte fra 701 MW til 1200 MW. Norned økte fra 300 MW til 1000 MW. Kontek måtte justeres ned fra 520 MW til 260 MW. Swepol ble skrudd opp 100 MW fra 499 MW 599 MW i System2020. Fennoskan 2 ble redusert fra 799 MW til 500 i 2020.

6.3 Scenario 3

Scenario 3 beskriver en sommersituasjon med import, med konfigurasjon som vist i Figur 14. Analyseavdelinger på Statnett forventer at slike driftssituasjoner vil bli utfordrende i fremtiden.



Figur 13: Systemdata i Aristo for Scenario 2.

System2014 presenteres til venstre, System2020 presenteres til høyre. Alle verdier angitt i MW.

Med lav pris, lav regulerbar produksjon i Norge og høy uregulerbar produksjon i Norden og Europa, har det nordiske systemet mindre tilgjengelige roterende reserver og primærreserver.

6.3.1 System2014

Dette scenarioet var ikke mulig å balansere ved lik metode som ble gjort i Scenario 1 og Scenario 2. Da det ikke var muligheter for å oppnå balanse med justeringer på HVDC, ble for lasten i systemet justert opp. Dette arbeidet ble gjort i samråd med, og videre kvalitetssikret Johan Indreberg Vestrum, Statnett SF.

Lastbildet i denne modellen er ulik Scenario 2, da den ligger noe høyere. Lasten i dette scenarioet er 12 306 MW, mot 12 010 MW i Scenario 2, 2014. Norge importerer i dette scenarioet 3 371 MW tilsammen fra Sverige, Nederland via Norned og Danmark via Skagerrak.

Søndag 19 oktober kl. 01.00 hadde det reelle kraftsystemet en liknende situasjon som Scenario 3, importsituasjonen i 2014. Lasten i Norge var på dette tidspunkt 12 257 MW, og hadde en produksjon på 9 527 MW. Importert effekt var 3 048,5 MW.

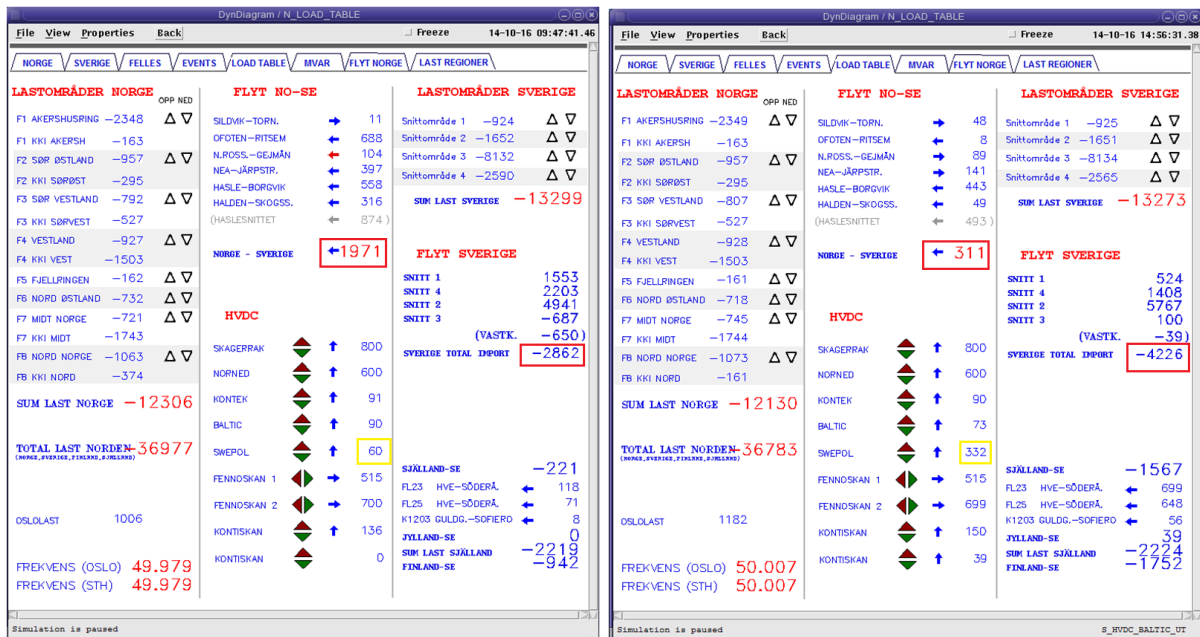
I løpet av sommeren 2014 var det en reel importsituasjon den 20. juli på natten fra kl. 02.00 - 07.00 [43]. Lasten var mye lavere enn Aristos Scenario 3, da last kl. 05.00 var 8 633 MW. Da importen var størst, og norsk produksjon lav. Produksjonen kl. 05.00 var 7 550 MW. At kraftsystemet importerer kraft på nattetid på sommeren når det er lav last, spås å bli mer vanlig de kommende årene [34].

6.3.2 System2020

System2020 vises til høyre i Figur 14. I Scenario 3 var ikke balanseringen et like stort problem for System2020, mye på grunn av at System2014 måtte konstrueres. Flyten er en annen enn i System2014, som i de foregående systemene. Balanseringen av systemet tålte egen nedjustering av produksjonsenheter uten å behøve ytterligere balansering fra HVDC.

Sammenlikning mellom systemenes tilstand Sammenlikning mellom systemene i Scenario 3 vises i figurene under. Oslolast er ikke markert, siden den automatiske reguleringen ikke gav en stor differanse fra System2014. Flyten mellom Norge og Sverige, vist i midtfeltet, er også her markert med rødt. I System2014 er Norge importør av svensk kraft. Det er Norge også i System2020, men med importen redusert fra 1971 MW til 311 MW. Sveriges eksport har økt, fra 2123 MW til 5244 MW i System2020.

De gule feltene er justeringen over HVDC-kablene. Flyten over kablene er holdt svært likt i System2020 som i System2014. Eneste justering som behøvdtes var økt import til Sverige over Swepol, fra 60 MW til 332 MW.



Figur 14: Systemdata i Aristo for Scenario 3.

System2014 presenteres til venstre, System2020 presenteres til høyre. Alle verdier angitt i MW.

6.4 Simuleringenes gjennomføring og hendelsesforløp

Alle simuleringenes utgangspunkt er stabil utgangsfrekvens på $f_0 = 50,00\text{Hz}$. Frekvensen logges fra måletransformatoren i Årdal. Frekvensen som logges er synkronsystemets globale frekvens.

Hendelsesforløpets ulike stadier følger dette mønsteret:

1. 0-4,9 sekunder: f_o er stasjonær og stabil. Systemet starter simuleringen i normaldrift.
2. 5 sekunder: Utfallet av produksjon eller forbruk finner sted. Momentan endring i f . Momentant etter utfallet er det systemets roterende reserver som demper frekvensfallet.
3. 5-10 sekunder: Det er i perioden glidende overgang mellom den dempingen rotasjonsenergien leverer, og primærreserver FDR-N og FDR-D.
4. 10-18 sekunder: Frekvenskurven når et toppunkt ved det tidspunktet der $\frac{df}{dt} = 0$. På dette tidspunkt er primærreserver fullstendig aktivert.
5. 18-50 sekunder: Primærreserver arbeider med å få frekvensen tilbake til normaltstand f_0 , der last og produksjon er i likevekt. Arbeidet med å stabilisere frekvensen ned til f_0 , er i gang. Den stabile, stasjonære frekvensen f_s er ene og alene primærreservenes økte eller minkede produksjonsbidrag.

Etter 50 sekunder er ikke frekvensen nådd sitt endelige laveste Δf . Frekvensen flates ut etter dette tidspunktet, men vil fortsette til sekundærreserver aktiveres. Sekundærreserver FRR opp/ned tar over for primærreserver etter 120 sekunder.

Scenario 1, 2 og 3 kjøres i modus System2014 og System2020 med tre ulike utfall av import(som tilsvarer produksjon) eller eksport (som tilsvarer forbruk) over HVDC. Utfallene er av størrelsesorden dimensjonerende utfall for Norge 850 MW, dimensjonerende utfall for synkronsystemet Norden 1200 MW og utfall av den største generatoren installert i synkronsystemet i full effekt 1360 MW.

Scenario 2 kjøres også med utfall av Oskarshamn G3, største installerte produksjonsenhet i Norge og Sverige. I denne simuleringen ser vi en tydelig prinsippskisse av systemets tilstand og hvilke effekter som kan forventes med en produksjonssituasjon lik System2020.

Drøfting av scenarioene finnes i diskusjonskapitlet.

7 Resultater

I dette kapitlet presenteres resultatet av simuleringene i Scenario 1, Scenario 2 og Scenario 3. Frekvenskurvenes hendelsesforløp presenteres i to deler: en for roterende reserver, og en for primærreserver. Systemets reguleringskonstant blir presentert i tabeller under tilførende figur.

7.1 Scenario 1, utfall av forbruk

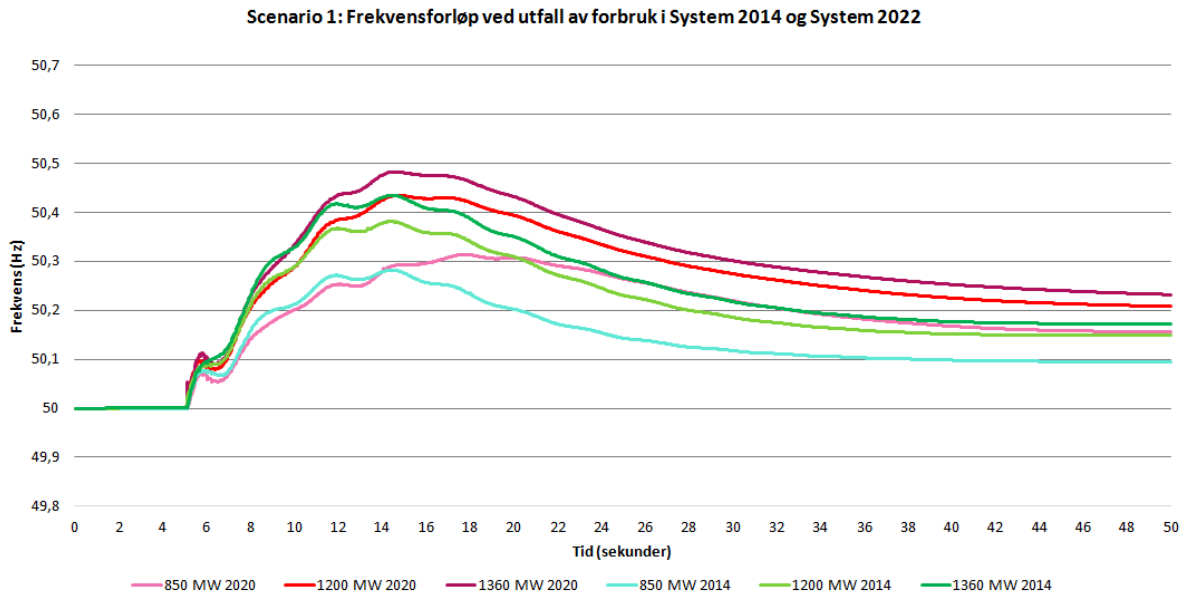
Roterende reserver i Figur15 har lik rotasjonsenergi like etter utfallet, som før utfallet fant sted. Hvor lenge dette bidraget varer, avhenger av systemets gjennomsnittlige H-verdi (inertia-konstant). Fra utfallet finner sted og til $t \approx 12$ s, følger de identiske utfallene i System2014 og System2020 hverandres profil. Etter $t = 14$ s kommer differansene mellom systemene frem. Utfall i System2014 når toppunkt ved lavere frekvenser enn de tilsvarende utfallene i System2020.

Ved toppunktet $\frac{df}{dt} = 0$ ved $t = 14$ s, gjøres all systemregulering fra primærreserver. Den roterende reserven har gitt all iboende energi til systemet innen dette inntreffer. Leveransen av roterende overskuddsenergi til systemet er redusert til null i løpet av 11 sekunder. Dette er logisk da standardverdier på produksjonsenheter ligger mellom 2 sekunder og 7 sekunder. Ved tidspunktet $t = 14$ s observeres også toppunkt i utfallene 1200 MW og 1360 MW i System2020. Alle grafene når et toppunkt i $t = 14$ s, utenom 850 MW System2020. Her ligger grafens toppunkt ved $t \approx 18$ s. Det er vanskelig å si eksakt hvilken H-verdi systemet har utifra kjøringene i Aristo. Reaksjonen mellom utfallstidspunkt og frem til frekvenskurvens toppunkt, representerer en glidende overgang mellom roterende reserver og primærreserver. Vi kan se fra simuleringen at systemet har en høyere H-verdi i 2014, enn i 2020.

Primærreserver Fra toppunktet $\frac{df}{dt} = 0$ ved $t = 14$ s, (bortsett fra unntaket Utfall 850 MW fra System2020) jobber nå primærreservene frekvensen ned mot $f_0 = 50$ Hz. Herfra følger utfallene i System2014 hverandre parallelt, likeledes som utfallene i System2020 gjør. De andre utfallene på 1200 MW og 1360 MW, følger et svært likt frekvensforløp som ved 850 W, og systemets reguleringssevne er godt over kravet i System2014.

Fra Tabell 9 ser vi slutfrekvens og systemets reguleringssevne i hvert utfall. Utfallet på 850 MW stabiliserer seg etter 45 sekunder på 50,09 Hz, og er eneste utfall som stabiliserer seg innenfor normalgrensen for frekvensavvik. Reguleringssevnen er synkende ved økte utfall, som er logisk siden mengden primærreserver innenfor System2014 er konstant, på samme måte som mengden primærreserver er konstant i alle utfall kjørt i System2020. I denne kategorien kan vi konkludere utifra empirien at systemet skal ha større mengde tilgjengelige primærreserver i System2014 enn i System 2020. Dette bekreftes av simuleringene.

Under presenteres frekvenskurvene for utfall av 850 MW, 1200 MW og 1360 MW i Figur 15. Tabell 9 viser stabiliseringsfrekvensen etter 45 sekunder etter utfallet finner sted, og reguleringskonstanten under hver utfallsituasjon.



Figur 15: Scenario 1, frekvensforløp for utfall av forbruk over HVDC Norned og Skagerrak.

Tabell 9: Sluttfrekvens og reguleringssevne i System2014 og System2020 i Scenario 1.

Utfall	År	f_0	f_s	Reguleringkonstanten $\frac{MW}{Hz}$
850	2014	50,00	50,09	8961
850	2020	50,00	50,15	5488
1200	2014	50,00	50,15	8055
1200	2020	50,00	50,21	5783
1360	2014	50,00	50,17	7867
1360	2020	50,00	50,23	5869

7.2 Scenario 2, utfall av forbruk

Roterende reserver i Figur 16 er tydelig redusert i forhold til Scenario 1. Dette sees på hvilken frekvens som nåes i toppunktet. Maksimal frekvens av utfall av 1360 MW i System2020 i Scenario 1 og 2 inntreffer på samme tid, ved $t \approx 14$ s. Når dette inntreffer, er $f < 50,50Hz$ i Scenario 1. I Scenario 2 ligger $f > 50,60Hz$. Den generelle trenden med brattere stigningskurve mot toppunktet, og at toppunktet nåes ved høyere frekvens, gjelder for alle simuleringer i Scenario 2.

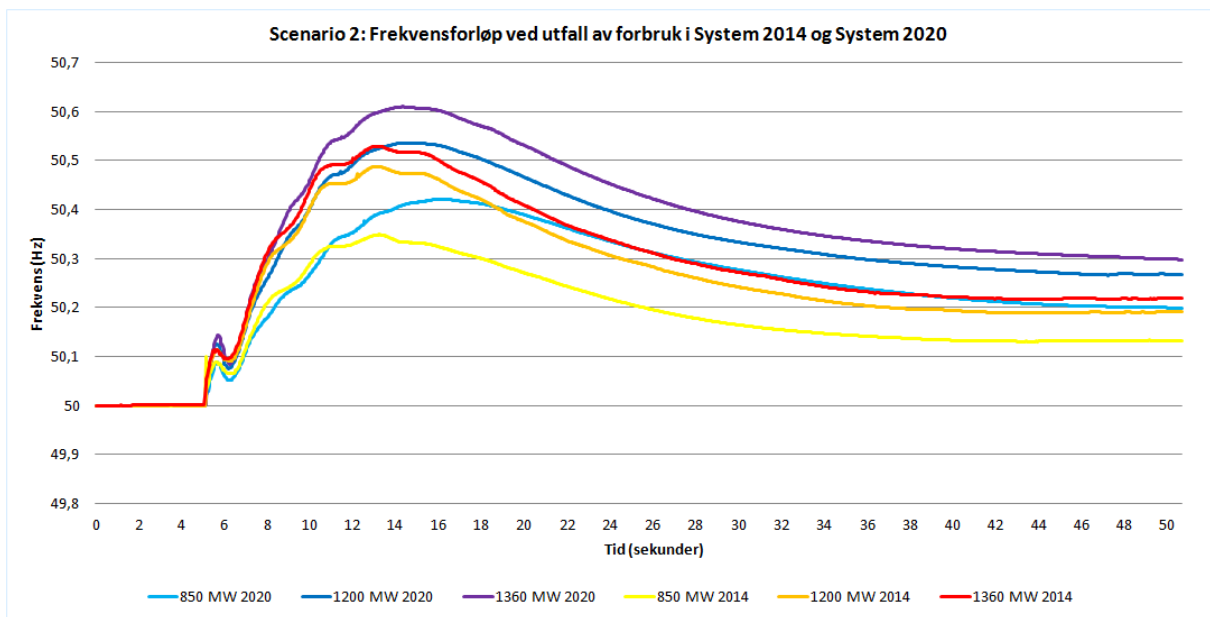
Videre for alle System2020-simuleringene, nåes toppunktet på 1200 MW og 1360 MW ved $t = 15$ s, og for 850 MW ved $t = 16$ s. Det er påfallende at i både Scenario 1 og Scenario 2, forskyves toppunktet for utfall 850 MW 2020 til høyre.

Det er tydelig en lavere H-verdi i Scenario 2, som er logisk siden systemets regulerbare produksjonsenheter har nedjustert produksjon for å møte lavere last. Utfallene med lik størrelse følger hverandres frekvensprofil, der kurvene for 850 MW og 1200 MW avviker fra hverandres forløp første etter $t = 10$ s. Utfall 1360 MW følger hverandre i de to systemene til $t = 8$ s.

Primærreserver i Scenario 2 er naturligvis mindre enn i Scenario 1. Frekvensen ved $t=50$ s er høyere enn ved Scenario 1, og reguleringskonstanten er betraktelig lavere i alle utfall.

Noe som er ganske oppsiktsvekkende ved disse simuleringene er at reguleringskonstanten øker i System2020 med økende utfall. Dette er i strid med tendenser fra andre simuleringer. Systemet klarer å få frekvensen ved $t = 50$ s bedre ned mot f_0 omvendt proporsjonalt med utfallets størrelse.

Frekvenskurver for utfall av 850 MW, 1200 MW og 1360 MW er i Figur 16. Tabell 10 viser stabiliseringsfrekvensen etter 45 sekunder, og reguleringskonstanten under hver utfallsituasjon.



Figur 16: Scenario 2, frekvensforløp ved utfall av forbruk over HVDC Norned og Skagerrak.

Tabell 10: Scenario 2, Slutfrekvens og reguleringssevne i System2014 og System2020

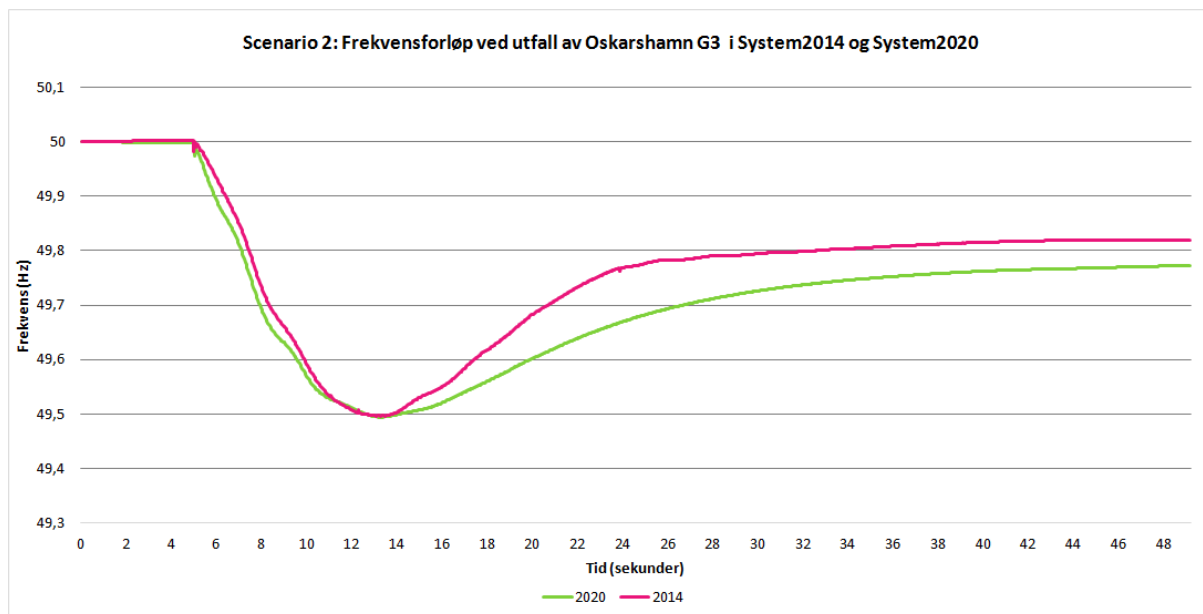
Utfall	År	f_0	f_s	Reguleringskonstanten $\frac{MW}{Hz}$
850	2014	50,00	50,13	6377
850	2020	50,00	50,20	4267
1200	2014	50,00	50,19	6269
1200	2020	50,00	50,27	4503
1360	2014	50,00	50,22	6209
1360	2020	50,00	50,30	4564

7.3 Scenario 2, utfall av produksjonsenhet

Roterende reserver beskrives her i utfallet av Sveriges største produksjonsenhet, kjernekraftreaktoren Oskarshamn G3. G3 leverte 1220 MW i sommersituasjonen Scenario 2. G3 har installert kapasitet på 1360 MW i Aristo og er brukt som dimensjonerende utfall for Norden i simuleringene. Simuleringen har en mer representativ kurve for forventet respons på mindre andel roterende masse i 2020 fra 2014. Ved $t \approx 13s$ treffer begge utfall bunnpunktet $\frac{df}{dt} = 0$. Kurven for 2020 ligger forskjøvet mot høyre fra 2014. Dette betyr at systemets frekvens faller noe raskere med mindre roterende masse. Effekten er marginal. Tidsforskyvningen er liten, og bunnpunktet inntreffer ved samme tid for begge utfall. De to simuleringene følger hverandres frekvensprofil, der kurven for 2020 ideelt skulle hatt større negativt stigningstall enn 2014, og nådd bunnpunkt ved en lavere frekvens.

Primærreserver gir definitivt et større utslag enn roterende reserver gjør. Etter $\frac{df}{dt} = 0$ ved $t \approx 13s$, evner 2014-utfallets primærreserver å bringe frekvensen raskere til et mer stabilt nivå. Ved $t \approx 24s$, er 2020-utfallet ca. 0,10 Hz under 2014-utfallets stabiliseringskurve. Primærreserverne evner ikke å stabilisere systemet like godt og raskt, og det er tydelig at all primærreserver aktiveres i bunnpunktet i begge kjøringene. Frekvensen skal ikke gå under 49,50 Hz i det reelle kraftsystemet. Frekvensen får i begge kjøringene bunnpunkt på 49,50 Hz.

Reguleringskonstanten er lavere i 2020 enn i 2014, noe som går igjen for samtlige simuleringer. Frekvenskurver for utfall av svingemaskin/referansenode Oskarshamn G3 er i Figur 17. Tabell 11 viser stabiliseringsfrekvensen etter 50 s, og reguleringskonstanten for utfallssituasjonen.



Figur 17: Scenario 2, frekvensforløp ved utfall av produksjonsenhet på 1220 MW.

Tabell 11: Scenario 2, Slutfrekvens og reguleringssevne i System2014 og System2020 for utfall av produksjonsenhet

Utfall	År	f_0	f_s	Reguleringskonstanten $\frac{MW}{Hz}$
1220	2014	50,00	49,82	6778
1220	2020	50,00	49,77	5367

7.4 Scenario 3, utfall av produksjon

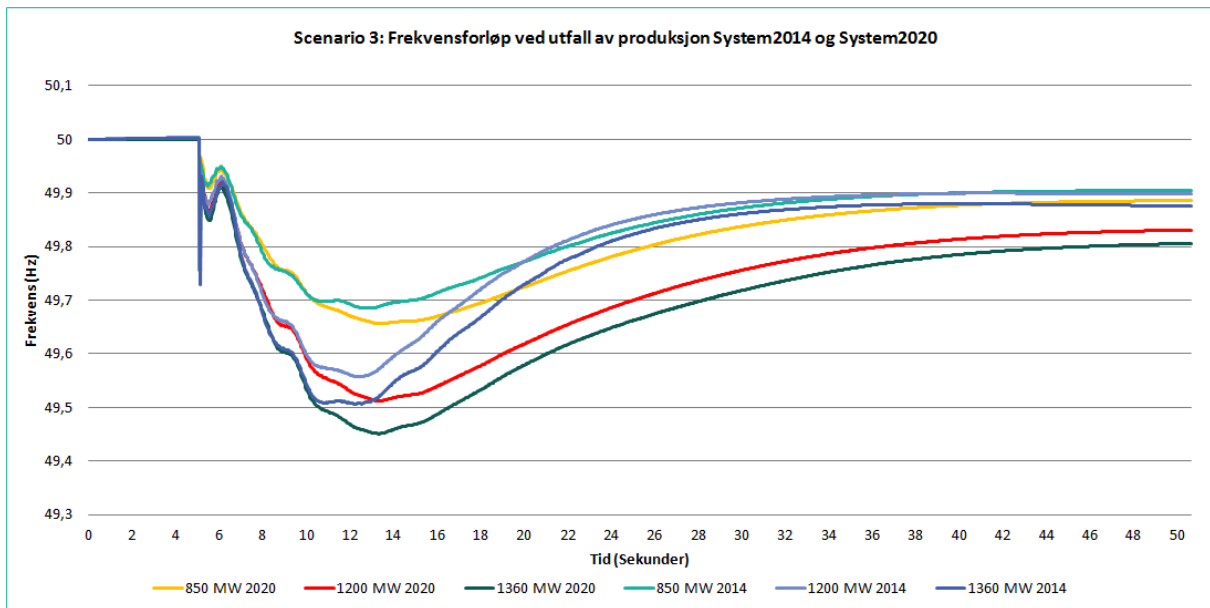
Roterende reserver følger en relativ lik kurve som ved utfall av forbruk. Alle utfall i 2014 og 2020 følger hverandres frekvensforløp, etter utfallets størrelse, frem til $t=10$ s, 5 sekunder etter utfallet finner sted. Dette gjelder for samtlige frekvensforløp. Etter $t=10$ s, får 2014-utfallene et bunnpunkt ved $t=12$ s, og 2020-utfallene ved $t=14$. Utfallene i System2020 når bunnpunkt ved lavere frekvens og på et senere tidspunkt etter utfallet finner sted, sammenliknet med System2014. Dette er likhet med utfall i Scenario 1 og Scenario 2.

Primærreserver i Scenario 3 gir definitivt et større utslag enn hva roterende reserver gjør, også i denne simuleringen. Bunnpunkt nåes i likhet med de foregående simuleringer, litt forskjøvet mot høyre for System2020. For 2020 når alle tre kurvene bunnpunkt $\frac{df}{dt} = 0$ ved $t \approx 13$ s. For 2014-kurvene blir kurvene flatet ut fra $t = 10$ s og $t \approx 14$ s.

En spennende observasjon er i dette scenarioet at 2014-kurvene oppnår bedre stabiliseringsfrekvens med økte utfall, liknende tendensene fra Scenario 1 System 2020 og Scenario 2 System 2020. Kurvene oppnår høyere stabiliseringskonstant ved økte utfall i 2014 og er eneste utfall som opplever dette i modus kjørt i System2014.

2014-utfallets primærreserver evner å bringe frekvensen raskere til et mer stabilt nivå, enn 2020-utfallene. Ved $t = 20$ s, krysser utfall 1200 MW 2014, utfall 850 MW 2014, og klarer raskere å få frekvensen på et høyere nivå enn det mindre utfallet. Frekvensen kommer under 49,50 Hz på et utfall, utfall 1360 MW 2020. Ellers stabiliserer utfallene i 2014 seg raskere og bedre enn 2020-utfallene. Reguleringskonstanten er lavere i 2020 enn i 2014, noe som går igjen for samtlige simuleringer.

Frekvenskurver for utfall av 850 MW, 1200 MW og 1360 MW er i Figur 16. Tabell 10 viser stabiliseringsfrekvensen etter 50 s, og reguleringskonstanten under hver utfallsituasjon.



Figur 18: Scenario 3, frekvensforløp ved utfall av produksjon over HVDC Norned og Skagerrak.

Tabell 12: Scenario 2: Sluttfrekvens og reguleringssevne i System2014 og System2020

Utfall	År	f_0	f_s	Reguleringskonstanten $\frac{MW}{Hz}$
850	2014	50,00	49,91	8980
850	2020	50,00	49,89	7450
1200	2014	50,00	49,90	11725
1200	2020	50,00	49,83	7087
1360	2014	50,00	49,88	10913
1360	2020	50,00	49,81	6998

8 Diskusjon

I analyser og rapporter som er lagt fram om fremtidens kraftsystem [34], [32], kommer det tydelig frem som en forventet utvikling at frekvensstabiliteten vil gå ned med økt utbygging av uregulerbar kraftproduksjon, og at reguleringskostnadene vil øke. Denne påstanden blir bekreftet av fagmiljøene, og har tidligere blitt dokumentert av flere studier på området. Med redusert inertia-konstant i kraftsystemet, har tidligere studier vist til svekket frekvensstabilitet og dermed større utfordringer med å stabilisere kraftsystemet av systemansvarlig [31]. Andre studier viser til en kraftig forverret situasjon for systemets automatiske frekvensregulering med økt andel uregulebar kraft [25]. Det har vært stor økning av vindkraftproduksjonen i Europa, og effekter av høy andel vindkraft, og muligheter for vindkraftens reguleringsmuligheter studeres og utvikles [16], [29].

Samtlige framtidsprognoser studert i dette arbeidet, antas det en fortsatt negativ utvikling i frekvensstabiliteten. Denne påstanden har blitt understøttet av simuleringene kjørt i Aristo.

8.1 Felles for alle scenarioer

For alle scenarioene kjørt i System2014, er kravet til reguleringskonstanten oppfylt. Ingen av scenarioene går under kravet om $6000 \frac{MW}{Hz}$ i System2014. Det er ulik grad av reguleringssevne i de ulike scenarioene, og det er logisk. Systemets respons er avhengig av systemets tilstand og kraftflyt. Ved ulik flyt, må nødvendigvis reguleringssevnen endres.

For alle scenarioene kjørt i System2020, er reguleringskonstanten jevnt over kraftig redusert. Resultatene viser generelt økte frekvensavvik mellom startfrekvens $f_0 = 50Hz$ og slutfrekvensen f_s etter 45 sekunder etter utfallet. Denne trenden er i samsvar med tidligere antagelser og teori.

Simuleringene viser at reguleringssevnen går ned ved samtlige utfall System2020. Den svært kraftige reduserte reguleringssevnen i System2020 var en ikke-forventet effekt, som er i Scenario 1 og 2 under kravet for reguleringsstyrke i synkronsystemet Norden ved samtlige utfall. Et system med høy reguleringssevne, er et system som stabiliserer frekvensen etter utfall så nær $f_0 = 50Hz$ som mulig.

Jo større utfallet er, jo større må bidraget fra automatiske primærreserver være for å få frekvensen tilbake til normaltstand. Bidraget fra primærreserver er fullt aktivert ved $\frac{df}{dt} = 0$. Utfall av forbruk på denne størrelsesorden, krever et bidrag fra primærreserver tilsvarende utfallets størrelse for å få frekvensen tilbake til $f_0 = 50Hz$. Frekvensen stabiliserer seg på det nivået som tilsvarer det statikken evner å redusere produksjonen hos regulerbare enheter. Jo større utfall, jo høyere vil den stasjonære stabil frekvensen etter 45 sekunder være med identiske statikkinnstillinger. Primærreserver er fullt aktivert i punktet $\frac{df}{dt} = 0$, og regulerer produksjonen

i de regulerbare enhetene opp eller ned. Primærreservene alene klarer ikke i noen simuleringer å bringe frekvensen tilbake til f_0 , men arbeider frekvensen ned til et ikke-ustabilt nivå i løpet av 30 sekunder etter hendelsen. Dette er tilsvarende krav for turbinregulator [33]. Frekvensen er ikke stasjonær i $t=35$ s, men kan defineres som mer stabil enn ved $5s < t < 35s$. Frekvensen opplever en tilnærmet lineær utflating fra $t \approx 38$ s mot $t=50$ s.

Effektene på automatiske primærreserver er tydelig forskjellige fra 2014 til 2020. Responset til systemets roterende reserver er derimot ikke konsistent. Fra utfallet inntreffer til primærreservene aktiveres, skulle 2020-utfallene for det første ha brattere stigning/fall enn 2014-utfallene. Dette kan kun observeres i Scenario 2, utfall av produksjonsenhet Oskarshamn G3. For det andre skulle kurven nådd topp/bunnpunkt ved en lavere frekvens ved utfall av forbruk og høyere frekvens ved utfall av produksjon enn 2014-utfall. Dette observeres ikke i Scenario 2, utfall av produksjonsenhet Oskarshamn G3, men observeres i samtlige andre utfallsimuleringer. Tidligere studier gjort av systemets aggregerte H-verdi [31], viser klar tendens til brattere frekvensfall og at bunnpunkt nåes på et lavere frekvensnivå ved redusert H-verdi.

8.2 Simuleringer av synkronsystemets frekvensforløp i Aristo

Det er tydelig at Aristo som simuleringsverktøy ikke er egnet til analyser av større utfall, og av kraftsystemets overordnede tilstand. Verktøyet benyttes hovedsaklig til analyser av spenning og frekvens i mindre avgrensede øydriftssituasjoner. Det er vanskelig å få oversikt over systemets respons og hva som egentlig ligger bak simuleringsresultatene. Det er antageligvis funksjonalitet som finnes i det reelle strømmettet, som ikke er representert i Aristo, og vice versa. Utslag av systemvern som produksjonsfrakobling og lastfrakobling er helt essensielle egenskaper i kraftsystemet, som ikke gir utslag i dette studiet. Å studere frekvensforløpet til hvert utfall gir antageligvis ingen dypere innsikt i systemets reelle respons.

En svakhet med resultatenes nøyaktighet, er tidsintervallet i simuleringene. Frekvensen oppnådde en viss stasjonær tilstand etter 45 sekunder etter utfallet, men dette gjør at f_s er kunstig høy. Om simuleringen hadde foregått over lengre tidsrom, gjerne opp mot 120 sekunder, hadde Δf vært mer korrekt og representativ.

Enkeltutfallenes kurver egner seg ikke for grundigere studier. Reguleringskonstanten i for System2020 i Scenario 1, Scenario 2 og Scenario 3 System 2014 følger en avvikende trend i simuleringene, der større utfall gir en høyere reguleringskonstant. Dette strider med grunnleggende teori om systemets forventede respons.

Den største svakheten med resultatene er at det er ikke mulig å spore hva som er direkte effekt av ny uregulerbar kraft, effekt av ny kraftflyt eller ny import/eksportsituasjon. Simule-

ringsresultatene er nok en kombinasjon av effekter fra disse tre overfor nevnte forhold. Likevel viser resultatene en tydelig trend.

8.3 Utvikling i systemsdriftskostnader

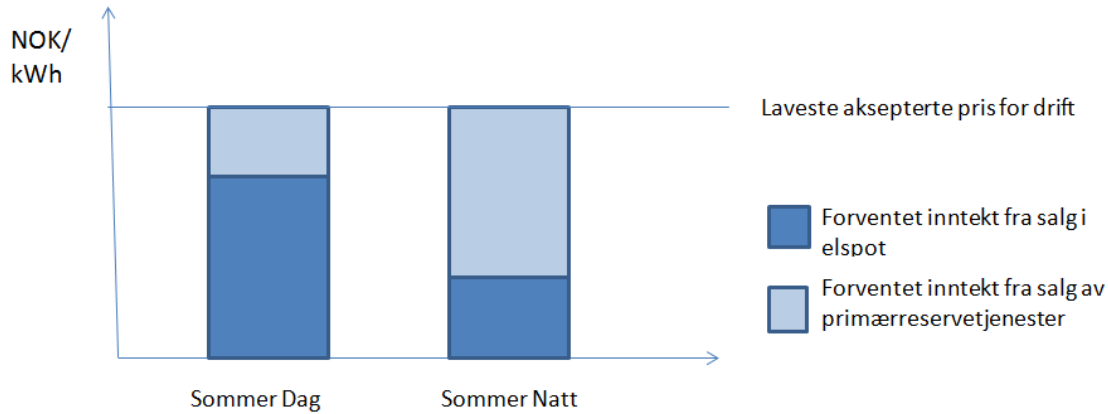
Et godt samarbeid i synkronsystemet Norden om primærreserver, vil være svært viktig i fremtiden. Problematikken rundt systemstabilitet og fremtidens roterende-og primærreserver, er like gjeldene globalt som nasjonalt. Det eksisterer avtaler mellom Nordens TSOer på området, og disse avtalene må videreføres. Dette er et globalt problem, som bør løses på samfunnsøkonomisk mest effektive måte. Videre i dette avsnittet diskuteres Norges utfordringer på området.

Utifra simuleringenes generelle trend, vil kraftsystemet ha lavere tilgjengelighet og tilbud av primærreserver i fremtiden. Momentan reguleringsevne er av vital betydning for kraftsystemets stabilitet, og er en tjeneste systemansvarlig kjøper av regulerbare kraftverk i primærreservemarkedet. Systemansvarlig må sikre tilstrekkelige primærreserver til en hver tid, og kostnadene ved kjøp av reserver har økt kraftig de siste 10 årene. I 2004 var kostnadene for primærreserver på 40 MNOK med systemkostnader på tilsammen 120 MNOK. I 2013 kjøpte systemansvarlig inn primærreserver for i underkant av 150 MNOK, med totale systemsdriftskostnader på 500 MNOK fra figur 9 [34].

Økt uregulerbar kraftproduksjon medfører redusert regulerbar produksjon i gitte situasjoner. Dette skjer typisk på sommerhalvåret, der lasten er lav og spotprisen er lav. Det kan være en situasjon med import over HVDC-kabler, liknende Scenario 3. I slike tilfeller kan spotprisen bli så lav at magasinkraft vil vurdere drift opp mot ikke-drift. For at et magasinkraftverk i denne situasjonen skal produsere regulerbar effekt; bidra til økt H-verdi i systemet og kunne tilby primærregulering, må inntektene fra primærreserver og spotsalg være høyere en forventede elspot-inntekter ved et annet tidspunkt.

Det vil være dyrere å sikre primærregulering ved ved en sommernatt enn en sommerdag. Tilbudet av primærreserver synker fra regulerbare produsenter, etterspørselen fra systemansvarlig stiger. Systemansvarlig vil komme til å betale mer for kjøp av lik mengde primærreserver. Primærreguleringkostnader vil øke.

Dette er i tråd med historiske verdier de 10 siste årene, og videre forventet utvikling [34]. Det er ventet økte kostnader for automatisk reguleringstjenester. Den økte handelskapasiteten frem til 2020 til utlandet med HVDC-kabler, er kabler mot Tyskland og England, beregnes å kreve 120 MNOK i økt reservebehov per forbindelse [34]. I simuleringene skjedde utfallene av produksjon og forbruk over HVDC-kablene. De antatte kostnadene ved regulering av HVDC-kabler berører overganger i import/eksport, og berører ikke uventede utfall av produksjon eller



Figur 19: Magasinkraftverkets vurdering av driftsinntekter ved lav spotpris.

forbruk.

Systemansvarlig står foran en stor økning i systemkostnader, basert på simuleringer gjort i dette studiet, og fra andre studier. I tillegg har Statnett et mål om forbedret frekvenskvalitet fra dagens nivå til 2020 [34]. At utgifter for automatiske regulerings tjenester vil øke, kan med stor rimelighet antas.

8.4 Tarifiering av produksjon

Økte utgifter for systemansvarlig, betyr at inntektene må øke tilsvarende. Det er antatt å komme betydelige inntekter fra økte handelsforbindelser, som sees i sammenheng med reguleringsutgifterne med HVDC-kabler. Andre tilkoblede enheter, som uregulerbar kraftproduksjon, som påfører systemet økte reguleringskostnader, har ingen tilsvarende øremerket inntjening for systemansvarlig.

Systemansvarlig er regulert som naturlig monopol, og henter systeminntekter som dekker systemkostnader gjennom nett-tariffer. Sentralnettstariffen skal, i følge energiloven og i forskrifter, utformes på en samfunnsøkonomisk effektiv måte. Nettstariffer bidrar til kostnadsdekning innenfor tillatt inntektsramme satt av regulator. Sentralnettstariffen [9] består av to ledd: Et variabelt ledd og et fast ledd. Det variable leddet, kalt energileddet baseres på levert eller uttatt energi fra nettet. Energileddet skal reflektere belastningen på nettet, og beregnes ved marginaltapssetter. Det faste leddet, som er mest inntektsbringende for Statnett, er for produsenter basert på midlere årsproduksjon, der praksis er gjennomsnittet av de siste 10 års kraftproduksjon.

Innmatingsstariffens fastledd for sentralnettet økte fra 0,8 øre/kWh i 2013 til 1,20 øre/kWh i 2014, begrunnet kapasitetsøkninger og økte systemdriftskostnader generelt [41]. Produsenter som tilknyttet distribusjonsnett og regionalnett, som uregulerbar vannkraft gjerne er, betaler

innmatingstariff som er basert på sentralnettstariffen. Da økningen fant sted, var fordelingen av totalbeløpet på 1,20 øre/kWh slik at 1 øre/kWh gikk til faste kostnader og 0,2 øre/kWh dekking av økte systemkostnader. Grunnen til tarifføkningen er altså ikke spesifikt økte primærreguleringskostnader. Økningen av det faste leddet i innmatingstariffen gjør at systemansvarliges inntjening for utgifter til blant annet primærregulering, foregår etter et fast ledd pålagt alle produsenter. Dette er uavhengig om de leverer systemtjenester eller ikke.

Den løsningen Statnett valgte å videreføre, er en politisk akseptert løsning på kort sikt. Samtidig er den ikke samfunnsøkonomisk optimal på lengre sikt. Optimalt skulle uregulerbare produsenter blitt belastet med økte reguleringskostnader, der de økte reguleringskostnadene skyldes uregulerbar produksjon. I simuleringene i Aristo er det ikke mulig å spore relativ redusert reguleringssevne til spesifikke produksjonsanlegg. Simuleringene i modellen er ikke egnet for dette i et eventuelt videre arbeid.

Å påføre uregulerbare produksjonsenheter en målrettet tarifføkning, er motstridene mot den politiske satsningen på utbygging av uregulerbar kraft. Incentivordningen med grønne sertifikater har ført til redusert risiko for investering. Vilårene for investering frem mot 2020 er besluttet og er per dags dato forutsigbare. Forutsigbarhet i rammebetingelsene for utbygging er en viktig forutsetning for økt utbygging, selvom det er knyttet store usikkerheter til fremtidens kraftpriser og kraftverkene inntjening. Økt tariff for uregulerbare kraftverk vil endre beslutningsgrunnlaget for investeringen, og redusere lønnsomheten i prosjekter. En samfunnsøkonomisk optimal plassering av kostnad som uregulerbare kraftverk påfører systemet, kan ikke gjøres med dagens politiske satsning og støtteordning.

Et stabilt kraftsystem er et stort gode for et moderne samfunn, med en pris. Uregulerbar kraft fører med seg uønskede effekter på systemstabiliteten fra et balanseringsperspektiv, men utbyggingen av CO₂-fri elektrisitetsproduksjon og bedre utnyttelse av naturressurser er ønsket samfunnsutvikling. Tyskland har gjennomgått et stor utbygging av uregulerbar gjennom "Énergiwende", og de totale CO₂-utslippene til Tyskland er betydelig redusert [28]. Innkjøp av balansetjenester kostet systemansvarlige ca. 800 millioner Euro i 2012 og i 2013 [17]. Økt andel uregulerbar kraft fører til økte balansekostnader. Økning av nettariffer, som følge av utbyggingen, bør ha politisk legitimitet.

Fra simuleringene gjort i Aristo i dette studiet, er det ikke mulig å se hvilke enheter som påfører systemet relativ svekket reguleringssevne i 2020. Simuleringsverktøyet er ikke egnet til videre analyser for utvikling av nettariffer.

Nettariffer skal utarbeides etter samfunnsøkonomiske prinsipper. Den som påfører systemet en økt kostnad, ved svekket reguleringssevne, bør bære den økte kostnaden. På lengre sikt bør det

faste leddet i innmatingstariffen splittes for regulerbar energi, og for uregulerbar energi. Satsen for uregulerbar energi bør være høyere enn for regulerbar teknologi. En målrettet tarifføkning for uregulerbar teknologi er mest samfunnsøkonomisk optimale.

En målrettet tarifføkning er den beste måten å skaffe inntjening til økte innkjøp av primærreserver forårsaket av uregulerbar kraftproduksjon. På en annen side har denne analysen har mange avgrensninger, og andre eventuelle effekter regulerbar vannkraft og vindkraft har på systemdriftskostnader er ikke studert. Økt fornybar produksjon er en ønsket samfunnsutvikling, og det å pålegge uregulerbar kraft økt nettariff, er et virkemiddel som kolliderer med subsidieringen fra grønne sertifikater.

9 Konklusjon

Simuleringene gav en entydig indikasjon på at reguleringssevnen vil svekkes i 2020. Når forbruket holdes konstant, og andel uregulerbar oppjusteres, må regulerbar produksjon nedjusteres. Kraftsystemet må i enhver situasjon være balansert mellom forbruk og produksjon. Ny uregulerbar produksjon fører med seg endret kraftflyt, og lavere tilbud av automatiske regulerings tjenester fra regulerbar vannkraft ved uendret last.

Systemets reguleringskonstant, målt i $\frac{MW}{Hz}$ reduseres kraftig i simuleringene med økt andel uregulerbar produksjon. I scenario 2, ved utfall av 850 MW forbruk, er reguleringskonstanten på det laveste $4267 \frac{MW}{Hz}$. Dette er en reduksjon på 29%, fra det nåværende kravet til systemets reguleringskapasitet på $6000 \frac{MW}{Hz}$ i Norden [33]. I alle ulike scenarioene kjørt i System2014 er kravet til systemets reguleringskapasitet overholdt. Scenarier kjørt i System2020, der det kun Scenario 3 som overholder kravet.

Simulatorprogrammet Aristo har vist seg å være bedre designet for spenningsanalyser og frekvensanalyser i øydrift for mindre avgrensede områder. Analysene har ikke gitt et entydig resultat på hvor mye mindre roterende reserver og primærreserver det vil være i systemet med økt uregulerbar effekt tilsvarende antatt utbygging. Det er heller ikke mulig å se hvilke effekter som skyldes uregulerbar produksjon, og justeringer i modellen ved balansering.

Det er et krav om at frekvensstabiliteten ikke skal svekkes. Økt ustabilitet i kraftsystemet, betyr økte stabiliseringskostnader for systemansvarlig. Systemansvarlig må innhente tilstrekkelig automatisk reguleringsstyrke, for å sikre leveringssikkerheten til kraftsystemet. Det vil være dyrere å skaffe reserver for eksempel en sommernatt enn en sommerdag, da regulerbare produsenter kan vurdere drift opp mot driftsstans i perioder med lav spotpris.

Dagens løsning på å dekke økte systemdriftskostnader, er økt innmatingstariff for alle kraftprodusenter. Det er ikke en samfunnsøkonomisk optimal fordeling. Om det reelt er slik at uregulerbar produksjon korrelerer med økte balanseringkostnader, bør uregulerbare produsenter belastes denne kostnaden. Dette er ikke forenelig med den politiske satsningen på økt kraftutbygging per idag. I fremtidige tilpasninger, bør systemansvarlig tilpasse innmatingstariffen etter regulerbar og uregulerbar produksjon. Dette vil gi en mer samfunnsøkonomisk optimal fordeling.

Bibliografi

- [1] Statnett SF (09.11.2014). *Ord og begreper i kraftsystemet*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Media/Pressesenter/Ord-og-begrep/>.
- [2] Statnett SF (11.11.2014). *Vilkår - anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet (RKM), Gjeldende fra 07.05.2013*. Tilgjengelig: www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Vilk%C3%A5r%20for%20RKM-markedet%20-%207%20mai%202013.pdf, 2013.
- [3] Statnett SF Sommerprosjekt 2013 (12.11.2014). *Sluttrapport for KUBE, sommerprosjekt for studenter. Tilrettelegging for ny fornybar kraftproduksjon*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Karriere/KUBE201320Rapport.pdf>, 2013.
- [4] The Norwegian Smartgrid Centre (12.12.2014). *Om Smartgrid*. Tilgjengelig: <http://smartgrids.no/senteret/about-smartgrid/>.
- [5] Statnett SF (16.11.2014). *Vilkår - anmelding, håndtering av bud og prissetting i sekundærreservemarkedet til Statnett, Gjeldende fra 8. oktober 2014*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/FRRAVilk/2014>.
- [6] Statnett SF (17.10.2014). *Systemvern, BFK og PFK*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Systemansvaret/Systemtjenester/Systemvern/>, 2014.
- [7] Statnett SF (22.10.2014). *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i Marked for primærreserver Statnett SF, Gjeldende fra 07.05.2013*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Frekvensstyrte2013>.
- [8] Store Norske Leksikon (27.11.2014). *Energiloven*. Tilgjengelig: <https://snl.no/energiloven>, 2013.
- [9] Statnett SF (3.12.2014). *Sentralnettariiffen 2014*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Tariff2014>.
- [10] World Nuclear Association (4.12.2014). *World Nuclear Power Reactors and Uranium Requirements*. Tilgjengelig: <http://www.world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/World-Nuclear-Power-Reactors-and-Uranium-Requirements/>, December 2014.

- [11] Svensk Vindenergi (6.12.2014). *Vindkraftstatistik Kvartal 4 2013*. Tilgjengelig: <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2014/02/Statistik-vindkraft-kvartal-4-2013-20140226.pdf>, 2014.
- [12] NordPool Spot (7.11.2014). *Day-Ahead*. Tilgjengelig: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot>, 2014.
- [13] Store Norske Leksikon (7.11.2014). *Regulerbar Kraftproduksjon*. Tilgjengelig: <https://snl.no/regulerbarhet>
- [14] Statkraft (8.10.2014). *Vannkraftpamflett*. Tilgjengelig: <http://www.statkraft.no/Statkraft/Documents/no/Vannkraft/2009/20NO-tcm10-4585.pdf>, 2014.
- [15] Nordic Energy Regulators (9.10.2014). *Nordic Market Report*. Tilgjengelig: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf>, 2014.
- [16] Sjoerd W. H. de Haan og Wil L. Kling et al. *Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control*. IEEE Transaction of Power Systems, VOL. 21, NO. 1, February 2006.
- [17] The Institute for Energy Research (6.11.2014). *Germany's Electricity Market Out of Balance*. Tilgjengelig: <http://instituteforenergyresearch.org/analysis/germanys-electricity-market-balance-must-pay-flexible-back-power/>, 2014.
- [18] Finn R. Førsund. *Hydropower Economics*. Springer, 2007.
- [19] Svenska Kraftnät. *ARISTO User's Guide Version 4.8*. 2014.
- [20] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [21] Prabha Kundur and John Paserba et al. *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, 2004.
- [22] Store norske leksikon (23.10.2014). *Statikk i kraftverk*. Tilgjengelig: <https://snl.no/statikk>
- [23] Marte Nyheim. *Oversikt over kraftutbygging per 27.05.2014, oversikt over vindkraftytbygging per 31.3.2014*. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2014.

- [24] European Network of Transmission System Operators for Electricity (6.12.2014). *ENTSO E Releases the RD Implementation Plan 2015-2017*. Tilgjengelig: <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/ENTSO-E-Releases-the-RD-Implementation-Plan-2015-2017.aspx>.
- [25] Pieter Tielens og Dirk Van Hertem. *Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables*. 2012.
- [26] Olje og Energidepartementet (27.11.2014). *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*. Tilgjengelig: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/12.html?id=675558>, 2014.
- [27] Olje og Energidepartementet (28.9.2014). *Informasjonsside om Grønne Sertifikater*. Tilgjengelig: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi-og-vannressurser/elsertifikater.html?id=517462>.
- [28] Lion Hirth og Inka Ziegenhagen. *Balancing Power and Variable Renewables, A Glimpse at German Data*. Vattenfall GmbH, Potsdam-Institute for Climate Impact Research, Prognos AG, December 2013.
- [29] Mohammad Seyed og Math Bollen ved STRI. *The Utilization of Synthetic Inertia from Wind Farms and its Impact on Existing Speed Governors and System Performance*. Elforsk rapport 13:02, Januar 2013.
- [30] Helene Moen og Siri Hall Arnøy og Einar Wilhelmsen. *Zero: Norsk vindkraftutbygging i sertifikatmarkedet*. Tilgjengelig: <http://www.zero.no/publikasjoner/norsk-vindkraftutbygging-i-sertifikatmarkedet.pdf>, 2014.
- [31] Andreas Ulbig og Theodor Borsche og Göran Andersson. *Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation*. Power System Laboratory, ETH Zurich, April 2014.
- [32] Ekspertgruppe oppnevnt av Olje-og Energidepartementet. *Rapport: Et bedre organisert strømnnett*. Olje-og Energidepartementet, Mai 2014.
- [33] Statnett SF. *Veileder, Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) 2012*. Ansvarlig redaktør, Øyvind Rue, 2012.
- [34] Statnett SF. *Systemdrifts-og markedsutviklingsplan 2014-2020, (SMUP), Tiltaksplan for sikker og effektiv drift i kraftsystemet*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/SMUP2014>.

- [35] SINTEF. *Planleggingsbok for Kraftnett*. 2011.
- [36] C.P. Steinmetz. *Power Control and Stability of Electric Generating Stations*. AIEE Trans. Part II, July 1920.
- [37] Paul A. Tipler and Gene Mosca. *Physics For Scientists and Engineers*. W. H. Freeman and Company., sixth edition edition, 2008.
- [38] Jan Erik Torp. *Rapport: Norsk Kraftforsyning - Dagens system og fremtidig utvikling*. Forsvarets forskningsinstitutt (FFI), 2000.
- [39] John Twidell and Tony Weir. *Renewable Energy Resources*. Taylor and Francis Group., second edition edition, 2006.
- [40] Norges vassdrags-og energidirektorat (NVE) (2.11.2014). *Diagram magasinfyllingen - hele Norge*. <http://vannmagasinfylling.nve.no/>, 2014.
- [41] Norges vassdrags-og energidirektorat (NVE) (8.11.2014). *NVEs vedtak i uenighetssak mellom Statnett SF og sju markedsaktører om utforming av sentralnettstariffen for 2014*. Tilgjengelig: <http://www.nve.no/PageFiles/32776/201306124>
- [42] Eivind Lindeberg ved Statnett SF (1.11.2014). *Automatisk frekvensregulering i det nordiske kraftnettet, NEF Teknisk Møte 2014*. Tilgjengelig: <http://www.sintef.no/uploadpages/229060/Rapporter/1.3-Lindeberg-Eivind-Automatisk-frekvensregulering-i-det-nordiske-kraftnettet.pdf>, 2014.
- [43] Landssentralen ved Statnett SF (12.11.2014). *Data fra Landssentralen over produksjon og forbruk*. Tilgjengelig: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Data-fra-kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/>.
- [44] Theodore Wildi. *Electrical Machines, Drives and Power Systems*. Pearson Education, Inc., sixth edition edition, 2006.
- [45] Øyvind Byrkjedal og Espen Åkervik fra Kjeller Vindteknikk. *Vindkart for Norge, Oppdragsrapport*. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2009.

Vedlegg 1

Datagrunnlaget basert på analyser fra avdelingen Kraftsystemanalyse på Statnett, benyttet med tillatelse fra Vegar Storvann. Datagrunnlaget er basert på nettilknytning og ressursgrunnlag. Dette er et forslag til geografisk fordelt utbygging av uregulerbar vannkraft.

Tabell 13: Dataprognose fra Kraftsystemanalyse, Statnett.

Benyttet med tillatelse fra Vegar Storvann.

Region	Område	Pmax(MW)	Tilkoblingspunkt i Aristo
Finnmark	Alta	4,4	ALTA_132
Hordaland	Arna	30	ARNA_300
Hordaland	Blåfalli	45	BLÅFALLI_300
Hordaland	Evanger	35	EVANGER_300
Hordaland	Fana	25	FANA_300
Hordaland	Kollsnes	10	KOLLSNES_300
Hordaland	Mauranger	35	MAURANGER_300
Hordaland	Norheimsund	10	MAURANGER_300
Hordaland	Novle	35	NOVLE_300
Hordaland	Samnanger	20	SAMNANGER_300
Hordaland	Stord	10	STORD_300
Hordaland	Åsen	35	ÅSEN_300
Innlandet	Borgund	100	BORGUND_300
Innlandet	Hemsil 1	20	HEMSIL1_300
Innlandet	Sima	50	SIMA_420
Møre og Romsdal	Aura	28	ORKDAL_300
Møre og Romsdal	Brandhol	30	VIKLANDET_420
Møre og Romsdal	Grytten	30	VIKLANDET_420
Møre og Romsdal	Haugen	33	HAUGEN_132
Møre og Romsdal	Leivdal	50	LEIVDAL_132
Møre og Romsdal	Nea	18	ØRSKOG_420
Møre og Romsdal	Ranes	26	VIKLANDET_420
Møre og Romsdal	Sykkylven	10	SYKKYLVEN_132
Møre og Romsdal	Trollheim	10	VIKLANDET_420
Møre og Romsdal	Ørskog	15	ØRSKOG_420

Region	Område	Pmax(MW)	Tilkoblingspunkt i Aristo
Nordland	Ballangen	25	NARVIK_132
Nordland	Bjerka kv.	15	N.RØSSÅGÅ_132
Nordland	Fauske	17	SALTEN_420
Nordland	Glomfjord	17	SALTEN_420
Nordland	Kolsvik	50	KOLSVIK_300
Nordland	Langvatn	15	RANA_420
Nordland	Mosjøen	25	N.RØSSÅGÅ_132
Nordland	Narvik	10	NARVIK_132
Nordland	Nedre Røssåga 22kV	10	N.RØSSÅGÅ_132
Nordland	Ofoten	12	OFOTEN_132
Nordland	Siso	17	SALTEN_420
Nordland	Sjona	25	RANA_420
Nordland	Svabo A	30	RANA_420
Nordland	Øresvik	45	RANA_420
Nordland	Ørtfjell	10	RANA_420
Nordland	Øvre Røssåga	50	N.RØSSÅGÅ_132
Nordland	Årsandøy	20	N.RØSSÅGÅ_132
Nordvest og Indre sogn	Angedal	15	T-ANGEDALEN_132
Nordvest+Indre sogn	Aurland	20	AURLAND1_420
Nordvest+Indre sogn	Bryggja	25	HOVE_300
Nordvest+Indre sogn	Fardal	50	FARDAL_300
Nordvest+Indre sogn	Fortun	50	FORTUN_300
Nordvest+Indre sogn	Grov	40	GROV_132
Nordvest+Indre sogn	Hove	40	HOVE_300
Nordvest+Indre sogn	Høyanger	30	HØYANGER_132
Nordvest+Indre sogn	Jostedal	30	JOSTEDAL_300
Nordvest+Indre sogn	Leirdøla	50	LEIRDØLA_300
Nordvest+Indre sogn	Leivdal	20	LEIVDAL_132
Nordvest+Indre sogn	Moskog	50	MOSKOG_132
Nordvest+Indre sogn	Myklebust	40	SVELGEN_132
Nordvest+Indre sogn	Reed	40	FORTUN_300
Nordvest+Indre sogn	Skei	40	SKEI_132
Nordvest+Indre sogn	Svelgen	30	SVELGEN_132
Nordvest+Indre sogn	Åskåra	20	ÅSKÅRA_132

Region	Område	Pmax(MW)	Tilkoblingspunkt i Aristo
Rogaland	Førre	15	FØRRE_300
Rogaland	Stokkeland	40	STOKKELAND_300
Rogaland	Åna-Sira	20	ÅNA_SIRA_300
Sørlandet	Brokke	10	BROKKE_420
Sørlandet	Evje	35	BROKKE_420
Sørlandet	Holen	20	HOLEN_420
Sørlandet	Jørundland	10	BROKKE_420
Sørlandet	Skjerka	10	BROKKE_420
Sørlandet	Smeland	15	BROKKE_420
Sørlandet	Øie	67	ØIE_300
Telemark	Gvarv	25	PORSGRUNN_300
Telemark	Kjela	25	KJELA_300
Telemark	Rjukan	50	RJUKAN_420
Telemark	Rød	50	RØD_300
Troms	Balsfjord	20	BALSFJORD_420
Troms	Bardufoss	10	BARDUFOSS_420
Troms	Guolasjokka	13	GULASJOKKA_132
Troms	Kvan-Sør	13	KVÆRNANGEN_131
Troms	Kvænangen	10	KVÆRNANGEN_132
Troms	Leirosen	25	BALSFJORD_420
Troms	Skibotn	10	SKIBOTN_132
Troms	Ullsfjord	25	BALSFJORD_420
Trøndelag	Orkdal	19	ORKDAL_300
Østlandet	Flesaker	10	FLESAKER_300
Østlandet	Fåberg	25	FÅBERG_300
Østlandet	Ringerike	10	RINGERIKE_420
Østlandet	Vardal	10	WARDAL_300
Østlandet	Vågåmo	25	VÅGÅMO_300



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no