

Smarte nett og bruk av forbrukerfleksibilitet i sentralnettet

Lastflytanalyser i nettmodellen over
Midt-Norge i 2030 er utført i programmet
PSS/E. Utnyttelse av forbrukerfleksibilitet er
vektlagt.

Ingeborg Nes

Master i energi og miljø
Innlevert: Juni 2012
Hovedveileder: Terje Gjengedal, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Oppgavetekst

Oppgaven er utarbeidet av faglærer Terje Gjengedal og i samarbeid med Statnett.

Smarte nett og bruk av forbrukerfleksibilitet i sentralnettet i 2030.

Smart Grid og smarte energiløsninger diskuteres i mange sammenhenger både nasjonalt og internasjonalt. Innføring av AMS, nye kommunikasjons- og IKT- løsninger kan gi nye muligheter på mange områder både i forhold til distribusjonsnett, sentralnett, nye markedsløsninger med mer. Hvordan bør for eksempel et nytt fremtidig smart energisystem utformes og driftes? Flexibilitet fremheves som ett av flere viktige fokusområder, og fleksibilitet kan fremskaffes på mange måter fra både produksjonssiden og forbrukersiden.

I denne oppgaven skal en spesielt se på hvordan forbrukerfleksibilitet kan være et virkemiddel for å oppnå en bedre utnyttelse av kraftsystemet og med spesiell fokus på sentralnettnivå. Kan forbrukerfleksibilitet inngå som ett av flere virkemidler for å oppnå en bedre systemutnyttelse, eller vil slike tiltak med utvikling av et sterkt sentralnett ha mindre virkning på systemdrift av kraftsystemet på sentralnettnivå?

I oppgaven skal kandidaten først gi en innføring i problemstillinger og utfordringer for smart grid løsninger på ulike nettnivå.

Dernest skal kandidaten etablere en systemmodell av sentralnettet for region Midt-Norge for å kunne gjennomføre systemanalyser av ulike tiltak på forbrukersiden som del av smart grid løsningene for bedre utnyttelse av sentralnettet i området.

Kandidaten skal så gjennom analyse av ulike scenarioer beskrive hvordan tiltak på forbrukersiden kan bidra til bedre systemutnyttelse av kraftsystemet i regionen.

Oppgaven gitt: 27. januar 2012.

Faglærer: Terje Gjengedal, institutt for elkraftteknikk, NTNU.

Veileder: Knut Styve Hornnes, Statnett.

Forord

Denne oppgaven er en besvarelse på avsluttende hovedoppgave ved studiet Energi og miljø, våren 2012. Det blir i oppgaven sett på smarte nett og bruk av forbrukerfleksibilitet i systemdriften. En av Statnetts nettmodeller over Norge i 2030 ble benyttet i simuleringene i programmet PSS®E.

Oppgaven er utarbeidet sammen med faglærer Terje Gjengedal, og i samarbeid med Knut Styve Hornnes og Statnett. Jeg vil rette en stor takk til dem begge for gode råd og innspill underveis i skrivingen. Ønsker å rette en ekstra stor takk til Knut for alltid å ha åpen dør, kort vei til hjelp og gode tips var verdifullt. Jeg vil også takke for gode arbeidsforhold i nye og trivelige lokaler ved Statnett Trondheim.

Programmet PSS/E ble benyttet i lastflytanalysene, og i den forbindelse vil jeg takke Kjetil Uhlen og Håkon Kile for veiledning og hjelp underveis i simuleringsperioden.

Takk til Sindre Solberg for godt samarbeid og forarbeid i forbindelse med prosjektoppgaven, og for oppklarende diskusjoner underveis.

Trondheim 19.06.12

Ingeborg Nes.

Sammendrag

Oppgaven er et videreført arbeid av forprosjektet som ble utført høsten 2011 sammen med Sindre Solberg, og er utarbeidet i samarbeid med Terje Gjengedal og Statnett.

Norden går mot et produksjonsoverskudd, blant annet på grunn av de grønne sertifikatene som totalt skal fase inn 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige innen 2020.

Produksjonsbildet vil endres i Europa som følge av politiske mål. Forurensende kraftproduksjon skal fases ut og erstattes med fornybare energikilder. På kontinentet vil dette føre til en overgang fra termisk kraftproduksjon til mye vindkraft. Flere utenlandskabler står for tur og vil gi større kobling mot det prisvarierende kraftmarkedet i Europa. Mye regulerbar kraft fra Norge vil bli overført til kontinentet. Kraftoverskuddet krever likevel et sterkt innenlandsk nett, som langt på vei må være realisert før flere forbindelser til Europa kan utvikles. Neste generasjon sentralnett skal stå ferdig i 2030 og skal bidra til økt forsyningssikkerhet, gode klimaløsninger samt økt verdigskapning for Norge.

Midt-Norge har vært et underskuddsområde og forsyningssikkerheten inn til området har ikke vært tilstrekkelig. Snittet Nea – Järpströmmen ble idriftsatt høsten 2009, og er per dags dato eneste snitt på høyeste spenningsnivå. Snittet inn til Vågåmo, og de to ut fra Tunnsjødal er fremdeles på 300 kV. Forbruket innad i regionen er høyt, på grunn av mye kraftintensiv industri. Investeringer i produksjon har uteblitt blant annet på grunn av mangel på lønnsomhet og utilstrekkelig nettkapasitet. I 2030 er to av snitta inn til området spenningsoppgraderte til 420 kV, Vågåmo – Øvre Vinstra og Namsos – Tunnsjødal. På sikt er det tenkt at begge snittene fra Tunnsjødal skal driftes på høyeste spenningsnivå. Den nye linja Ørskog – Fardal ligger inne. Når alt er realisert vil oppgraderingene ha gjort forsyningssikkerheten i området tilstrekkelig. Det ble i oppgaven simulert med en forbruksøkning på 300 MW i Møre og Romsdal, med bakgrunn i blant annet ny industri, elektrifisering av petroleumsindustrien og befolkningsvekst. Det er også mye ny kraftproduksjon som er ventet i området, men det er noe uvisst når disse vil være i drift, da en stor del av utbyggingene er avhengige av nye eller oppgraderte nettforbindelser. Produksjonen ble økt med ytterligere 500 MW i Nordland, med bakgrunn i mye eksisterende produksjon, og mange planer for småskala vannkraftproduksjon og vindkraft.

Det ble utført stasjonære lastflytanalyser i programmet PSS[®]E, hvor det ble sett på ulike utfallsscenarioer i sentralnettet i Midt-Norge. Statnett sin nettmmodell, "Tunglast minimum 2030" ble benyttet og har ett minimum av de planlagte nettoutbyggingene som er tenkt fram mot 2030.

Statnett har et driftssikkerhetsnivå, N-1 som skal sørge for at forsyningen ivaretas selv ved utfall av en enkeltkomponent. Ved så store utbygginger som det er gjort fram mot 2030 ble det valgt å teste

om systemet også kunne takle utfall av to linjer. Midt-Norge har vært et underskuddsområde og dette er situasjonen også i 2030 - datasettet, og er derfor avhengig av å få overført mye kraft. Analysene ble derfor i hovedsak utført med utfall av snittene inn til området. Utfall av to linjer viste at nettet fremdeles hadde mye kapasitet, og indikerte ingen alvorlige driftssituasjoner. Parallele strekk på lavere spenningsnivå til linjene som ble koblet ut er delt fra overliggende nett, dette for å unngå overlast når utfall av 300 eller 420 kV inntreffer og er vanlig prosedyre. Da dobbelutfall ga liten konsekvens ble det også testet for tre linjeutfall til samme tid.

Ved dobbel samleskinnefeil i Klæbu ble alle linjer til og fra stasjonen liggende ute. Dette førte til at det ble stor flyt på 300 kV linja sør fra Verdal, da 420 kV Verdal – Klæbu ble liggende ute som følge av samleskinnefeilen. Flyten på linja fra Sverige snudde da Nea har mye produksjon og mye kraft som må transporteres ut av området. Ellers ga feilen i Klæbu ingen store konsekvenser. Det ble i tillegg prøvd å koble ut Ørskog – Viklandet og Vågåmo – Aura hver for seg. Dette ga ingen endring i flyten ”nord for Klæbu”, men den av de to linjene som ikke lå ute fikk en betydelig lastøkning, dette kommer av at det er snittene inn til disse stasjonene som nå forsyner underskuddfylket, Møre og Romsdal.

I scenario 2 ble det sett på utfall av Nea – Klæbu og Ørskog – Sykkylven. Stor flyt på Vågåmo – Aura, og mye av flyten går mot Viklandet da Ørskog nå må forsynes via linja Viklandet – Ørskog. Flyten går mot Sverige, og snitta ut fra Tunnsjødal sørger for at mye av kraftoverskuddet i Nordland flyter sørover. Scenarioet bekrefter at nettet tåler utfall av to betydningsfulle linjer. Det ble derfor i scenario 3 testet om systemet også kunne håndtere et utfall av en tredje linje. Tunnsjødal – Verdal ved spenningsnivå 300 kV ble koblet ut, og førte til en betydelig lastøkning på 420 kV - linjestrekket til Verdal. Her ble mye transformert ned til 300 kV, og fikk dermed avlastet 420 kV linja. Ingen ytterligere konsekvenser oppstod som følge av utfallet.

Siste scenario blir ansett som det mest utfordrende, da begge snitta fra Tunnsjødal ble koblet ut, i tillegg til Nea – Klæbu. Snitta ut fra stasjonen i Tunnsjødal er viktige og fører kontinuerlig mye last, i tillegg vil det by på utfordringer for nettdriften i Nord-Norge, hvor det vil bli et produksjonsoverskudd. Overlast på linjer og transformatoren i Nedre Røssåga kom som et resultat av bruddene. Det eksisterer allerede systemvern i området, og produksjonsfrakobling vil bli løsningen på overlasten. Ved utkobling av 300 MW ble forsyningen karakterisert sikker. Da alle snitt inn til trøndelagsfylkene ligger ute i dette tilfellet ble flytmønsteret snudd, og flyten gikk ”sør - nord”. To sterke snitt inn til Møre og Romsdal ivaretok forsyningen i Midt-Norge.

Forbrukerfleksibilitet vil gjøre liten nytte i forhold til utfall av linjer i sentralnettet, slik nettet fremstår i 2030. På grunn av mye uregulerbar kraftproduksjon, dårligere frekvenskvalitet og flere kabler til

utlandet vil imidlertid behovet for reguleringsreserver øke. I dag er det produksjonssiden som så og si alene står for reservene, med unntak av noe industri som blant annet er tilknyttet systemvern, men ved mindre fleksibel kraftproduksjon og implementering av AMS vil også fleksibelt forbruk fra små forbrukere potensielt utgjøre en vesentlig reserve. Problemet rundt realiseringen ligger i tilstrekkelig volum, responstid og pålitelighet, i tillegg er minstekvantumet som kreves for å delta på energimarkedene og i system- og balansetjenestene ofte høyere enn hva det er realistisk at en enkeltforbruker kan klare alene. Ved hjelp av aggregatorer vil også små forbrukere kunne delta med sin fleksibilitet, da disse vil bli samlet i større "energipakker". Ved automatisk utkobling av last vil man oppnå en mer stabil forbrukerrespons, da en manuell utkobling av hver enkelt forbruker vil kunne variere med vær, ukedag og aktivitetsnivå i bygget.

Lastflytting vil kunne redusere dimensjonerende topplast, og på denne måten minke nettinvesteringene. Slik nettet fremstår i 2030 virker det veldig solid, og langt flere utfall enn hva dagens nett kunne håndtere er mulig. Kraftsystemet må i større grad enn før håndtere utfordrende vær-situasjoner, da været er spådd varmere, våtere og villere. Vinteren 2009/2010 var den tørreste siden 1900, mens tilsiget i 2011 var langt over normalen og gjorde året til det våteste siden samme år. Slike kontraster er utfordrende for systemdriften. "Vi skal dimensjonere for ekstremer!" skrev Øivind Kristian Rue i ledelsesbloggen 21. mai i år, og det kan det se ut til at Statnett langt på vei har lyktes med, jamfør rapportens lastflytanalyser.

"Fremtiden er usikker, men elektrisk!" Auke Lont, konserndirektør Statnett.

Summary

This rapport is a continuing work of the pre-project which was conducted, autumn 2011 together with Sindre Solberg, and has been prepared together with Terje Gjengedal and in collaboration with Statnett.

The Nordic countries are towards a production surplus, partly because of the green certificates that in total will produce 26, 4 TWh new renewable power in Norway and Sweden before 2020. The production pattern in Europe will change as a result of political goals. Polluting power production shall be phased out and replaced with renewable energy sources. In Europe this will lead to a shift from thermal power production to wind power. More cables to the continent will provide greater connection to the price varying market. Hydro-power produced in Norway will be transferred to Europe, which is an adjustable energy source. The surplus will require a strong domestic grid which has to be realized before several connections to Europe is developed. Next generation central grid will be completed in 2030, and will provide increased security of supply, pave the way for better environmental solutions and contribute to value creation.

Central Norway has been a power deficit area and the security of supply has not been sufficient. The cross-section, Nea - Järpstrømmen were commissioned in 2009, and it is the only cross-section at the highest voltage level today. The other cross-sections are still drifted at 300 kV. The consumption in the area is high due to much industry. Investments in new production units have not been considered because of uncertain profitability and grid capacity. In 2030 two of the cross-sections are voltage upgraded from 300 to 420 kV, Vågåmo – Øvre Vinstra and Namsos – Tunnsjødal. The new line, Ørskog – Fardal is commissioned. The upgrading has made the security of supply in the area sufficient. In the simulations performed in this study, it was assumed an increase in consumption of 300 MW in Møre og Romsdal, on the basis of new industry, increased power demand from petroleum installations and population growth. New power production is also expected in the area, but it is not completely clear when this will be commissioned since much of it is dependent on new or upgraded grid connections. The production in the North was increased with 500 MW, on the basis of much existing production and many plans for small-scale hydro power and wind power.

It was performed stationary load flow analysis in the program; PSS®E. Different scenarios in the main grid of Central Norway were executed. The network model which was used is owned by Statnett and commits a minimum of the expected grid expansions which is planned toward 2030. Statnett has a criterion, N-1 which shall guarantee that the system has enough reserves to tolerate the loss of any one component at any time. With such major investments like those done toward 2030, it was

decided to test whether the system also could handle outcome of two lines. Central Norway has been a deficit area and was also simulated as one in 2030, and it is therefore necessary to import power. The analyses were therefore, principally performed with outcomes of the cross-sections. A fault on two lines at the same time showed that the grid still had a lot of capacity, and indicated no serious operational situations. Lines parallel to the disconnected lines are separated from the central grid, in order to avoid overload in case of outcomes in the main grid. This is normal procedure. Since disconnections of two important lines gave no major consequences for the security of supply, it was also tested for outcomes of three lines at the same time.

A double busbar fault in Klæbu will cause a disconnection of all lines connected to that station. This resulted in an increased power flow on the 300 kV line south of Verdal, since 420 kV Verdal – Klæbu will be disconnected in case of busbar fault in Klæbu. The load will flow toward Sweden, since Nea has a lot of production which has to be transferred out of the area. The fault in Klæbu gave no other particular consequences. It was in addition tested for one more outcome, Ørskog – Viklandet and Vågåmo – Aura. The region north of Klæbu was unaffected of the new outcome. A considerably load increase was seen for the not disconnected line, since this line must supply the area south of Klæbu alone.

In scenario 2, Nea – Klæbu and Ørskog – Sykkylven were disconnected. As a consequence of this, the line Vågåmo – Aura experienced a huge load increase. A big part of the load was further transported to Viklandet, since Ørskog must be supplied from Viklandet. Power is exported to Sweden, since the production in Nea can not be transferred on the line, Nea – Klæbu. The cross-sections from Tunnsjødal enable the power surplus in North to supply the deficit area in Central Norway, and at the same time prevent overload in the North of Norway. The scenario confirms that the network can withstand the outcome of two important lines. It was therefore in scenario 3 tested whether the system could bear an outcome of a third line. The line, Tunnsjødal – Verdal at 300 kV was disconnected, and caused a considerable load increase at the other line from Tunnsjødal to Verdal. In Verdal, a huge part of the load was transformed to 300 kV. No further consequences occurred as a result of the third outcome.

The last scenario is regarded as the most challenging, as both cross-sections from Tunnsjødal are disconnected, in addition to Nea – Klæbu. The lines from Tunnsjødal are important since they continually transfer huge loads of power. The system operation in northern Norway will be challenging, since a power surplus will arise. As a consequence, overload on several lines and the transformer in Nedre Røssåga will occur. If some of the production is disconnected, in this case 300 MW, the supply will be secured. Since all cross-sections to Nord-Trøndelag and Sør-Trøndelag are

disconnected, the power will "go north". Two strong cross-sections to the county, Møre og Romsdal will enable sufficient security of supply in Central Norway.

Demand response will not be expected to be used at outcomes in 2030, but as a consequence of much unregulated power-production, lower frequency quality and new interconnectors the need of reserves will increase. Today, the production side nearly alone offers the reserves, with the exception of some industries. However, with less flexible generation and implementation of AMS, reserves from consumers could potentially make an essential reserve in the future. The problem lies around sufficient volume, response time and reliability. The minimum quantities required to participate on the energy markets and in system- and balancing services are often higher than what it is realistic that a single consumer can afford alone. An aggregator will "collect" the flexibility of many small consumers and add them together, making it possible for small consumers to participate. If the interruption of offered load is automatic, a more stable response is achieved, since a manual interruption from each consumer may depend on the weather, day of the week and type of activity in the house.

Demand response will potential result in a reduction of peak load, and in this manner reduce the investment cost. The central grid appears as very solid in 2030, and far more outcomes are tolerated. It is predicted that the weather will become warmer, wilder and wetter, and this will challenge the power system. The winter, 2009/2010 was the driest since 1900, and 2011 was ranked as the wettest since the same year. Extreme points like these are challenging. Øivind Kristian Rue wrote May 21; "Vi must dimension for extremes!" It looks like Statnett has succeeded with this, according to the load flow analyses.

"The future is uncertain, but electric!" Auke Lont, CEO Statnett.

Innholdsfortegnelse

Oppgavetekst	I
Forord	I
Sammendrag	III
Summary	VII
Tabelliste	XIII
Figurliste	XV
1 Innledning.....	1
2 Hva er smarte nett?.....	5
3 Forbrukerfleksibilitet	9
4 Distribuert produksjon og uregulerbar kraftproduksjon.....	17
5 Aggregator og markedskobling	21
6 Sikkerhetskriterier	25
7 Nettvikling i Midt-Norge	29
7.1 Midt-Norge i dag	30
7.2 Midt-Norge i 2030	32
8 Lastflytanalyse	35
8.1 PSS®E	35
8.2 Lastflytanalyser.....	37
8.2.1 Scenario 1 – salmeskinnefeil i Klæbu i tillegg til to enkeltutfall.....	39
8.2.2 Scenario 2 – utfall av Nea-Klæbu og Ørskog-Sykkylven	42
8.2.3 Scenario 3 – utfall av linjene i scenario 2 i tillegg til Tunnsjødal - Verdal	44
8.2.4 Scenario 4 – utfall av snittene fra nord og Nea - Klæbu.....	46
9 Diskusjon	49
10 Konklusjon	53
11 Veien videre.....	57
Referanseliste	59

Tabelliste

Tabell 1 - Oversikt over ny vann- og vindkraftproduksjon i Midt-Norge som er meldt eller til konsesjonsbehandling. Kilde: THEMA cg., 2011 [34].	18
Tabell 2 - Aggregatorens muligheter innenfor de ulike modellene. Kilde: KUBE, 2011 [6].	22
Tabell 3 - Skal-krav og bør-krav for drift av nettet. Kilde: NUP, 2011 [5].	26
Tabell 4 - Oversikt over prosjektene i Midt-Norge. Kilde: NUP, 2011 [5].	38
Tabell 5 - Flytendring ved dobbel samleskinnefeil i Klæbu [MW %].	40
Tabell 6 - Flytendring ved utfall av Sykkylven – Ørskog og Nea – Klæbu [MW %].	43
Tabell 7 – Flytendring ved utfall av Nea - Klæbu, Sykkylven - Ørskog og Tunnsjødal – Verdal [MW %].	45
Tabell 8 - Flytendring ved utfall av Tunnsjødal - Namsos, Tunnsjødal - Verdal og Nea – Klæbu [MW %].	47

Figurliste

Figur 1 – Veien mot neste generasjon sentralnett. Kilde: Utne, 2010 [4].....	2
Figur 2 - Oversikt over investeringer i Statnett kontra forbruksendring. Kilde: Utne, 2010 [4].	3
Figur 3 - Illustrasjon av det smarte nettet. Kilde: energinet.dk [9].	5
Figur 4 - Tradisjonelle nettet kontra det smarte nettet. Kilde: J.O. Gjerde, 2011 [11].	7
Figur 5 - Variasjon gjennomsnittlig døgnpris i Norge (grå) og Tyskland (blå) i 2011. Kilde: SMUP, 2012 [16].	9
Figur 6 - Balanse av produksjon og forbruk. Kilde: A. Foosnæs, 2011 [18].	10
Figur 7 - Antall minutter/måned med frekvensavvik fra 1995 - 2010. Kilde: Dybdal, 2011 [20].	11
Figur 8 - Tidsrespons på de tre reservene. Kilde: SMUP, 2012 [16].	12
Figur 9 - Utkoblingspotensial i elektrisitetsforbruket i en vanlig norsk husholdning. Kilde: Sæle, 2011 [24].	13
Figur 10 - Statnett og Enovas kampanje for strømsparing. Kilde: regjeringen.no, 2011 [30].	15
Figur 11 - Typisk profil fra småkraftverk kontra alminnelig forbruk. Kilde: J.O. Gjerde, 2011 [11].	18
Figur 12 - Vindkraftutbygging i Norge. Kilde: A. Gaudestad, 2010 [3].	19
Figur 13 - Antall timer hvor N-1 ikke er oppfylt i ulike områder. Kilde: G. Kjølle, 2011 [5].	27
Figur 14 - Hovednettet i Midt-Norge med planlagte nettførsterkninger. Kilde: NUP, 2011 [5].	29
Figur 15 - Nettet i Midt-Norge i dag.	31
Figur 16 - Nettet i Midt-Norge i 2030.	33
Figur 17 - Innstillinger satt i PSS®E.	36
Figur 18 - Dobbel samleskinnefeil i 420 Klæbu.	39
Figur 19 – Utfall av linjestrekkene Nea – Klæbu og Sykkylven – Ørskog.....	42
Figur 20 - Utfallshendelsene i scenario 2 i tillegg kommer utfallet av 300 kV Tunnsjødal – Verdal.	44
Figur 21 – Utfall av Tunnsjødal – Namsos, Tunnsjødal – Verdal og Nea – Klæbu.	46
Figur 22 - Antall hendelser ved de ulike spenningsnivåene i perioden 1989 - 2005. Kilde: G. Kjølle, 2011 [29].	49

Liste med forkortelser

AMS	Avanserte måle- og styringssystemer
BFK	Belastningsfrakobling
DG	Distributed generation
DP	Distribuert produksjon
DSO	Distribution System Operator
FDNS	Fixed slope decoupled Newton- Raphson
HVDC	High voltage direct current
KII	Kraftintensiv industri
KILE	Kostnad for ikke-levert energi
LFC	Load Frequency Control
NUP	Nettutviklingsplan
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
PFK	Produksjonsfrakobling
PMU	Phasor Measurement Unit
PROMAPS	Probability Methods Applied to Power Systems
PSS/E	Power System Simulation for Engineering.
RKM	Reservekraftmarkedet
RKOM	Reservekraftopsjonsmarkedet
SG	Smart Grid
SMUP	Systemdrifts- og markedsutviklingsplan
SO	Systemoperatør
SVC	Static Var Compensator
TSO	Transmission System Operator
TVK	Toveiskommunikasjon
VPP	Virtual Power Plant

1 Innledning

Norge har som mål å være karbonnøytral innen 2050. Sterkere klimapolitiske krav både nasjonalt og internasjonalt, samt økte brenselspriser, er noen av driverne bak dette. Det vil føre til en omstilling av kraftsektoren både i Norge og i Europa generelt. Økt forbruk som følge av befolkningsvekst og elektrifisering av olje-, transport- og varmesektoren krever større nettkapasitet. I Norge vil ikke elektrifiseringen innenfor varmesektoren bli like merkbar som ellers i Europa, da elektrisitet som oppvarmingskilde i stor grad er rådende framfor bruk av fossile energibærere. Når Statnett nå skal bruke 40 milliarder kroner fram mot 2020 er det for å bygge neste generasjon sentralnett [1], forsyningsikkerhet er en av hoveddriverne. Statnett skal som landets systemoperatør [2]:

- Sørge for trygge og stabile leveranser av elektrisitet ved å koordinere produksjon og forbruk
- Sikre kvalitet over tid gjennom å utvikle det norske sentralnettet
- Tilby alle aktører tilgang til sentralnettet på like vilkår
- Sørge for tilgjengelige transportveier gjennom godt vedlikehold

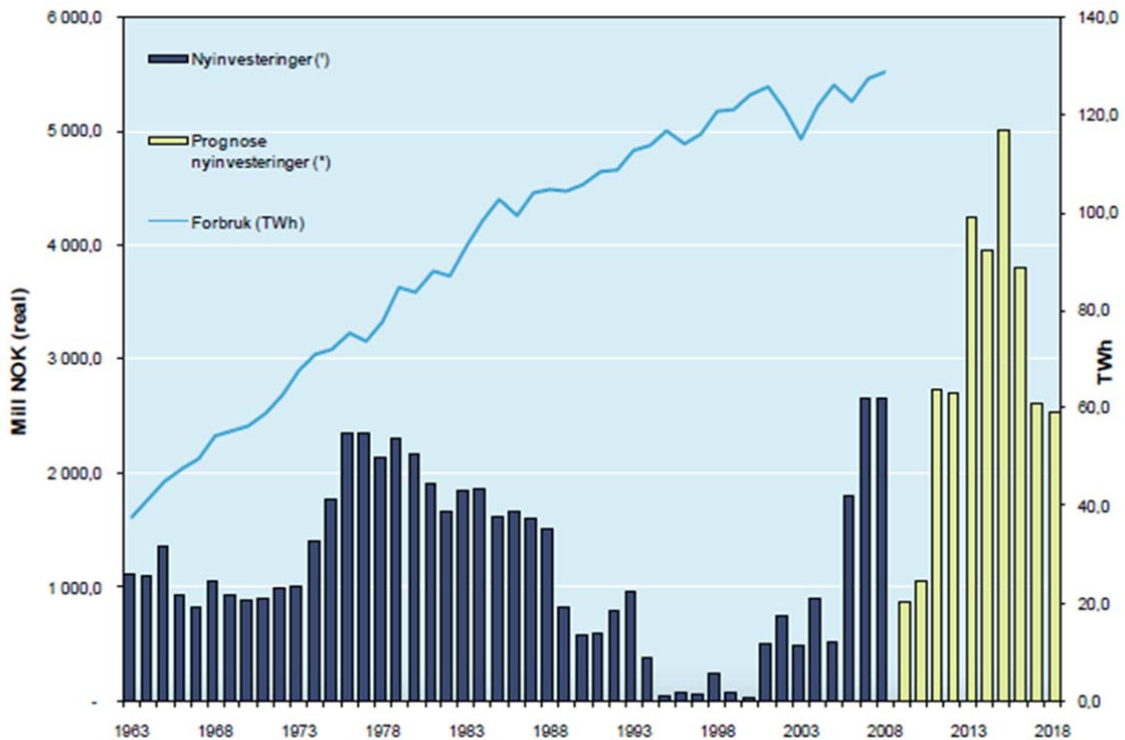
Mye av den forurensende kraftproduksjonen skal erstattes med ren energi, EUs 20/20/20 står bak målene om 20 % reduksjon i klimagassutslipp, 20 % reduksjon av energiforbruket og 20 % økning i andelen fornybare energikilder innen 2020. I store deler av Europa vil dette dreie seg om et skifte fra termisk kraftproduksjon til mye uregulerbar vindkraft. Norge er så måte i en særstilling, da nær all elektrisitetsproduksjon er basert på ren vannkraft. Men også her har det totale energiforbruket store potensial, da en stor del av det totale energiforbruket fremdeles kommer fra fossile brensel. De grønne sertifikatene er en av driverne og forplikter Norge og Sverige til 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon innen 2020, der landene vil stå for omlag halvparten av utbyggingene hver. Innfasing av uregulerbare energikilder vil kreve nye måter å drifte nettet på, da dette er kilder hvor produksjonen i stor grad vil være avhengig av værforholdene, og de må plasseres der hvor ressursene er tilgjengelige. Dette vil øke behovet for transport av kraft mellom regioner og land. Ledig nettkapasitet blir en forutsetning. Norge sitter på 48 % av Europas vannmagasinkapasitet, og i tillegg til noen av Europas beste vindressurser [3]. Tanken om Norge som grønt batteri for Europa peker på behovet for større overføringskapasitet, og flere utenlandskabler vil øke foredlingsevnen til norsk vannkraft.

Statnett skal bygge neste generasjon kraftnett. Ett av tiltakene er spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV linjer til 420 kV. Nettet skal sikre tilstrekkelig forsyningsikkerhet, bidra til et bedre klima og være verdiskapende. Figur 1 viser utfordringene Norge står ovenfor, og som det skal tas tak i de neste tiårene. Forsyningsikkerhet er ett av Statnetts hovedmål og er en gjentakende faktor for utbygginger slik vi ser av figuren. De nye kabelforbindelsene blir også synliggjorte.



Figur 1 – Veien mot neste generasjon sentralnett. Kilde: Utne, 2010 [4].

Forbruket har økt de siste årene uten at investeringene i nettet har gjenspeilet dette, og forbruket vil som allerede nevnt fortsette å stige. Figur 2 viser hvordan forbruket har økt de siste femti årene, samtidig som investeringene nær har uteblitt de siste tjue årene. Dette har ført til at nettet driftes hardere og nærmere sine kapasitetsgrenser nå enn før, og er bakgrunn for de store utbyggingene Statnett står foran de neste åra.



Figur 2 - Oversikt over investeringer i Statnett kontra forbruksendring. Kilde: Utne, 2010 [4].

Samfunnet er mer avhengig av elektrisitet enn noen gang, hvor så og si alle funksjoner og oppgaver har behov for strøm for å kunne utføre sine oppdrag. Det gjør systemet sårbart for feil. Hardere belastning og mer ekstremvær er faktorer som truer forsyningssikkerheten. Nettet og forsyningssikkerheten er i større grad påvirket av flere faktorer i dag. Klima, terrortrusler og nye forskrifter er noen av disse faktorene. De grønne sertifikatene er en av forskriftene som har kommet den senere tiden. Klimaet er spådd å bli varmere, våtere og villere de neste tiårene, og vil kunne påvirke forsyningssikkerheten. Prosumere, flere kabelforbindelser mellom landene, mye ny og uregelbar kraftproduksjon og større kundeintegrering blir noen av utfordringene. Prosumere er forbrukere som både produserer og konsumerer energi. Sentralnettet er forholdsvis "smart" slik det fremstår i dag, med flere smarte løsninger implementert, og er ett av Europas mest effektive [5]. Overvåking av systemet med fjernstyrte brytere er en av løsningene. Anlegg for å håndtere reaktiv effekt er en annen. I systemdriften finnes dessuten automatisk produksjonsfrakobling (PFK) og belastningsfrakobling (BFK) [6]. Dette er systemvern som kobles inn ved behov. PFK går ut på at enkelte større generatorer automatisk kobles ut ved bryterfall eller kritisk overlast i nettet slik at overføringskapasiteten øker [7]. Man har i mange deler av sentralnettet ikke stor nok overføringskapasitet, og Statnett står foran store investeringer. Det smarte nettet skal bidra til et mer effektivt kraftsystem, og vil håndtere mange av de utfordringene som oppstår i kjølevannet av

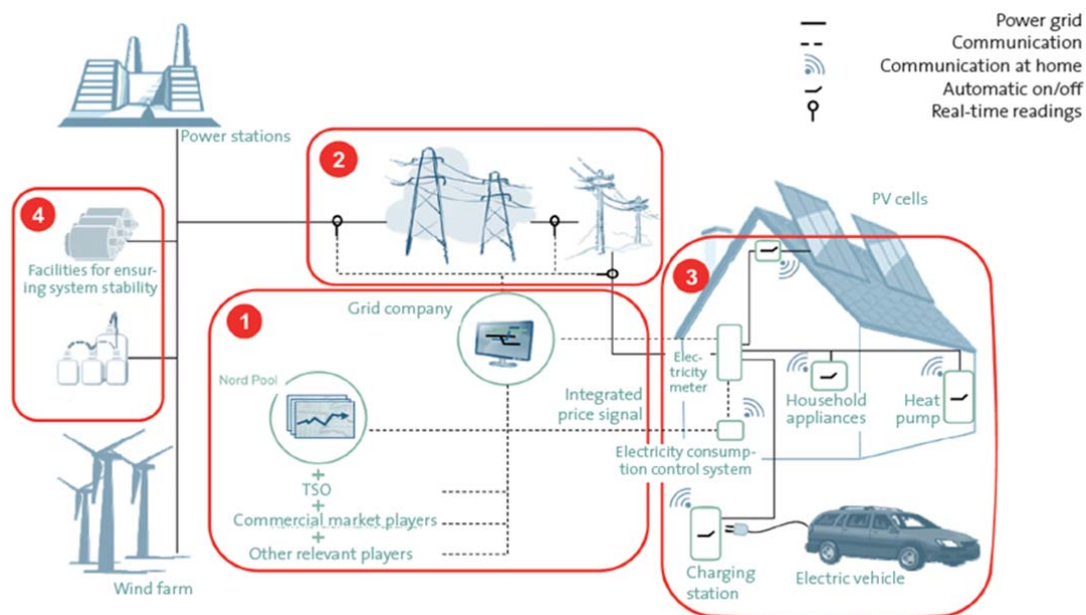
politiske krav og et aldrende nett. Begrepet favner bredt og blir grundig forklart avsnitt 2. Avsnitt 3 tar for seg forbrukerfleksibilitet, som det i denne oppgaven er lagt stor vekt på. I avsnitt 4 og 5 blir det sett på distribuert produksjon og aggregatorer, mens avsnitt 6 tar for seg sikkerhetskriteriene. Midt-Norges status i dag og i 2030 blir gjennomgått i avsnitt 7, og lastflytanalysene og innføringene til disse blir gitt i avsnitt 8. Diskusjon, konklusjon og veien videre følger deretter.

2 Hva er smarte nett?

Ingen offisiell definisjon av populærbegrepet "Smart Grid" eksisterer i dag, og mange definisjoner er i omløp. Alle vil prøve å posisjonere seg og ta del i teknologien, løsningene vil være stedsvarierende og avhenge av ytre og gitte forhold. Norge med sin regulerbare vannkraft vil stå foran helt andre problemer enn hva Tyskland med all sin uregulerbare produksjon vil gjøre. Smart teknologi er blitt en nisje! I denne oppgaven vil den norske betegnelsen, "smarte nett" bli benyttet, og nedenfor beskrives Energi21s definisjon av smarte nett.

"Smart Grid er elektrisk infrastruktur basert på automatiserte løsninger, hvor en tillater toveis flyt av elektrisk energi og informasjon mellom produksjonsenheter, koblet til hvilket som helst spenningsnivå overfor forbrukerne og mellom alle andre knutepunkt i mellom [8]"

Figur 3 beskriver ulike aspekter ved implementering av smarte nett. De fire inndelingene i figuren blir nærmere beskrevet nedenfor.



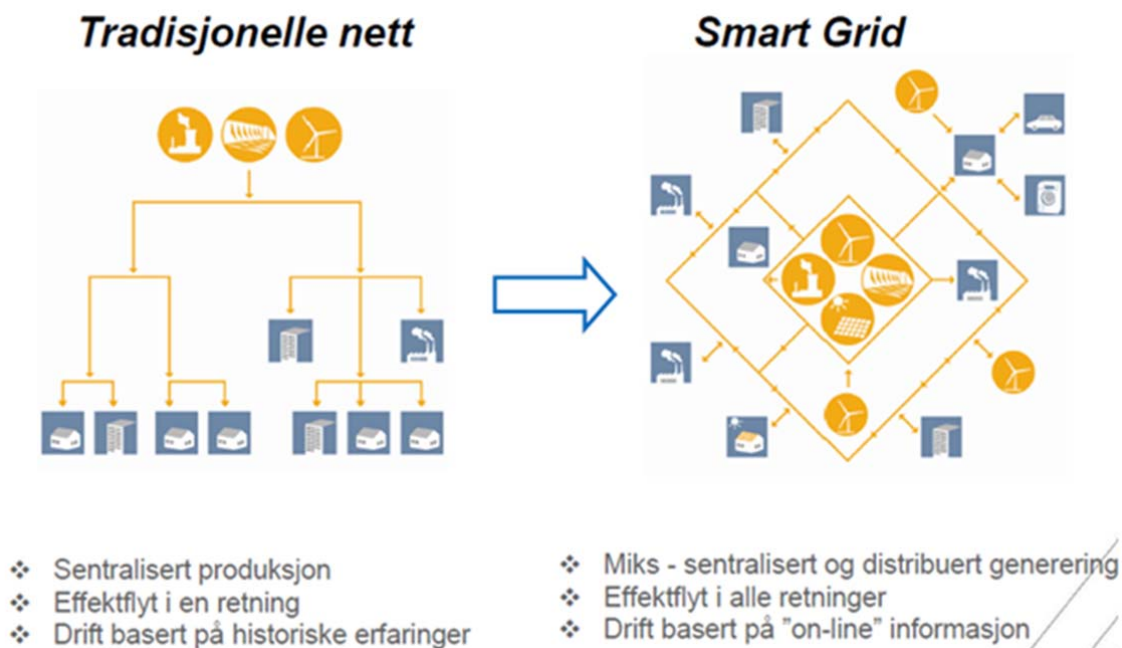
Figur 3 - Illustrasjon av det smarte nettet. Kilde: energinet.dk [9].

1. Her blir de markedsmessige forholdene ved tilbud og etterspørsel, salg og kjøp av kraft sett i sammenheng med implementering av smarte nett [9]. Det hele er et stort IKT - prosjekt. Informasjonsflyten mellom markedsaktørene, kraftprodusentene, nettselskapene og sluttbrukerne går toveis og muliggjøres ved hjelp av blant annet avanserte måle- og

- styringssystemer (AMS). Målet vil hele tiden være å tilfredsstille sluttbrukers behov, uten å overbelaste kraftsystemet, og samtidig belønne forbrukerne for sin fleksibilitet.
2. Utstyr for å diagnostisere distribusjonsnett er nødvendig for å unngå overbelastning i nettet. Slikt utstyr bør installeres ved flere noder, spesielt ved punkter i nettet hvor risikoen for overlast er stor. Utstyret må være i stand til å sende sanntidssignal om nettets tilstand. Denne teknologien vil redusere lengden på strømbroddet da feilstedet lettere kan la seg lokalisere, noe som igjen vil redusere nettselskapenes kostnader ved ikke-levert energi (KILE). Phasor Measurement Unit (PMU) er eksempel på ett slikt måleutstyr. En PMU vil skaffe informasjon om viserstørrelser i sanntid, fasevinkel og amplitude.
 3. Installeringen av smarte målere hos sluttbrukere er nødvendig for å muliggjøre forbrukerfleksibilitet. Samtidig som de smarte målerne gjør det mulig å opprettholde sluttbrukers ønske om komfort, vil målerne også gjøre det mulig å utnytte forbrukerfleksibiliteten til å optimalisere strømforbruket til en lavest mulig pris. Dette skjer ved lastflytting fra topplasttimer til perioder med mindre belastning på strømnettet, og dermed lavere pris. Sluttbrukerne kan være prosumere i et slikt system. Dette baseres på automatiserte prosesser rundt pris, tilbud og etterspørsel i alle ledd i verdikjeden. Kraft kan selges tilbake til nettet fra elektriske biler, private solcellepanel eller små vindturbiner. Forbrukerne kan også bli gitt økonomiske incentiver ved fleksibelt forbruk. Gjennom kontrakter mellom nettselskap og sluttbruker blir det mulig for nettselskapene å utnytte forbrukernes fleksibilitet, og dermed for forbrukerne å oppnå gevinst.
 4. For å sikre et stabilt system i et fremtidig nett med mye småkraft, må systemtjenester være tilgjengelig til enhver tid. Dette er energikilder der ressurstilgangen ikke kan reguleres som i et vannmagasin. Installering av SVC (Static Var Compensator) og synkronkompensatorer vil være mulige løsninger for å opprettholde en stabil drift. Dette er systemer for å regulere den reaktive effekten.

Figur 4 illustrerer en overgang fra det tradisjonelle nettet til det smarte nettet. Mye distribuert produksjon og toveis effektflyt kjennetegner det nye, smarte nettet. Driften vil basere seg på online informasjon, fremfor historiske erfaringer, og blir i så måte mer nøyaktig. Dette vil også gjenspeile seg på forbrukernes strømreregninger da hyppigere avlesning vil gi mer pålitelige regninger, i tillegg vil forbrukerne bli mer bevisst eget forbruk. Sanntidsdata vil også forbedre datagrunnlaget med tanke på nettplanlegging. Et smart nett blir en viktig bidragsyter for å møte miljø- og klimamålene som er satt i gang både nasjonalt og internasjonalt. I Norge innebærer dette blant annet å redusere energiforbruket, hvor det største potensialet ligger i elektrifisering av olje- og transportsektoren. I 2020 er det estimert at Norge vil ha om lag 400 000 elbiler, som vil forbruke 1 -3 kWh per 10 km [10].

Dette vil potensielt utgjøre en ny forbrukslast som vil kreve mer nettkapasitet, dersom ikke toveiskommunikasjonen og AMS gir incentiver til å lade bilen når strømmen er på sitt billigste, typisk om natten når forbruket ellers er lavt. På denne måten kan også effektprofilen bli jevnere over døgnet [5].



Figur 4 - Tradisjonelle nettet kontra det smarte nettet. Kilde: J.O. Gjerde, 2011 [11].

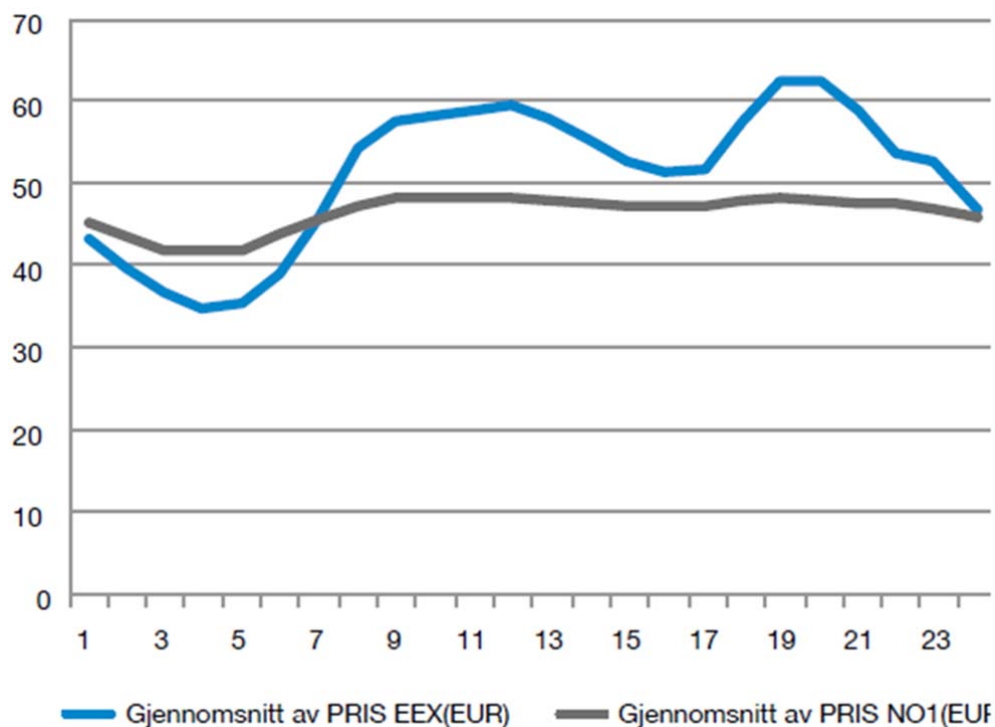
Via AMS vil samspillet mellom nett og nettforbruker øke, på samme måte vil samspillet mellom kraftmarked og kunder øke [12]. AMS - målerne vil ha en bryter- og strupefunksjon som vil gjøre det mulig å fjernstyre hvem som får strøm, for eksempel i en rasjonerings situasjon, samtidig som det blir mulig å fjernstyre enkeltlaste, typisk varmtvannstankene. Dette vil kunne effektivisere driften, da lastflytting vil kunne redusere effekttoppene, utsette nettinvesteringer og minske folks strømregninger. Implementeringen av AMS byr på muligheter, men også utfordringer. I følge en rapport til NVE laget av SINTEF vil det bare være angriperes fantasi, kompetanse og motivasjon som setter grenser når systemet er koblet sammen og mot internett [13]. IKT vil bli en del av alle nivåer i det elektriske kraftsystemet, og alle apparater og anlegg vil bli gitt IP - adresser som kan styres og overvåkes via internett, dette vil potensielt kunne være en åpning for inntrengere.

Forbrukerflexibilitet vil bli muliggjort gjennom toveiskommunikasjon (TVK) og AMS, og blir i denne oppgaven ilagt stor vekt.

3 Forbrukerfleksibilitet

NVE har definert forbrukerfleksibilitet som "Forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt" [14]. Det handler om en midlertidig justering av elektrisitetsforbruket, opp eller ned. Energieffektivisering blir på motsatt side gjerne en permanent endring.

Innen 1. januar 2017 skal 2,7 millioner smarte målere (AMS) installeres i Norge. Basisfunksjonene skal være overføring av forbruk fra sluttbruker til nettselskap og struping av effektuttak i de ulike målepunktene [15]. Forbruksutkoblingen kan enten skje manuelt eller automatisk, og utkoblingen kan skje som følge av prissignal eller ordre ved krevende driftssituasjoner. Større kobling mot Europa vil gi inntog i det europeiske markedet, og Norge vil bli en del av det prisvarierende markedet. Prisvariasjonene gjennom døgnet er jevnere i Norge enn hva man ser i mange land i Europa. Figur 5 viser prisforskjellene gjennom et døgn i Norge (grå) kontra Tyskland (blå). Figuren synliggjør hvorfor det er hensiktsmessig for Norge å importere kraft om natten og eksportere om dagen.

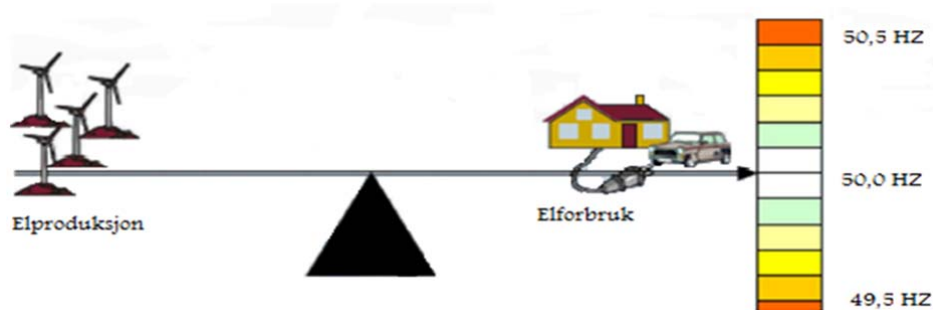


Figur 5 - Variasjon gjennomsnittlig døgnpris i Norge (grå) og Tyskland (blå) i 2011. Kilde: SMUP, 2012 [16].

Installeringen av AMS og større prisvariasjoner enn hva norske forbrukere opplever i dag vil gi incentiver til forbrukerfleksibilitet, både ved å bytte energibærer eller ved å flytte forbruk fra topplasttimene. Lastflytting kan redusere den dimensjonerende topplasten, og på den måten minske

utbyggingsbehovet. Fleksibelt forbruk er i dag estimert til 4700 MW, der 1700 kommer fra husholdninger og 3000 fra industri. Til sammenligning er installert effekt i Kvilldal, Norges største kraftverk, 1240 MW [17].

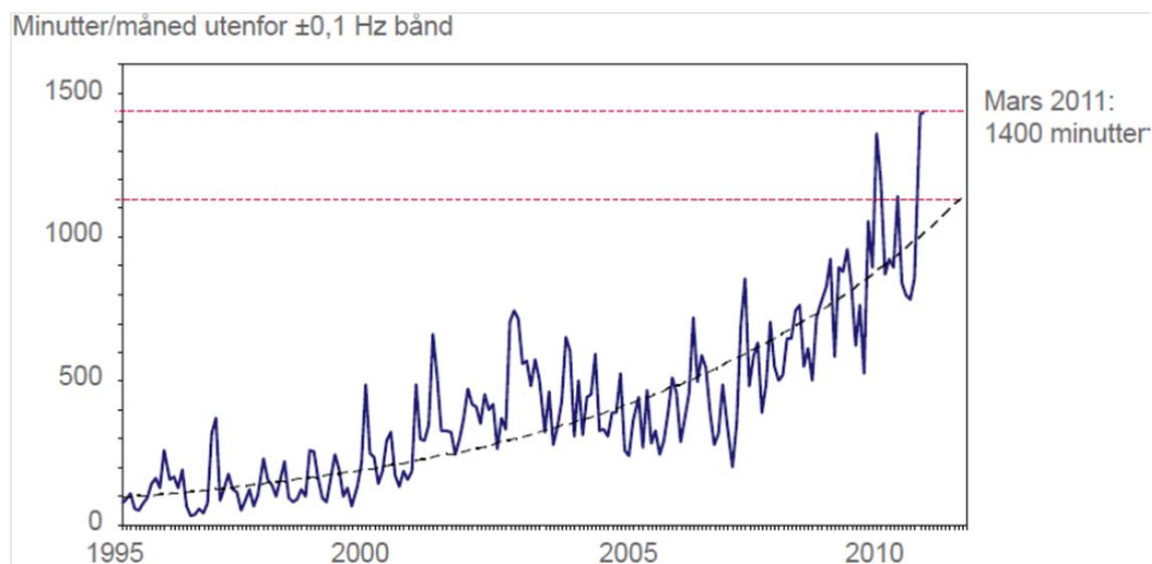
Ut i fra definisjonen gitt i starten av dette avsnittet kommer det fram at forbrukerfleksibilitet også kan innebære å bytte elektrisitet med andre energibærere, og for Norge sin del hvor en stor del av oppvarmingen skjer ved hjelp av elektrisitet, vil potensialet være stort. Å substituere elektrisk oppvarming med vedfyring vil kunne bidra til reduksjon, eller utsetting av nettinvesteringer. Å redusere topplasten vil redusere belastningen på nettet og gi en jevnere effektflyt. Flytting av forbruk til timer med mindre belastning vil dermed kunne gi økonomisk gevinst til både forbruker, som kan oppnå lavere strømrregning og til nettselskaper som kan redusere investeringene i nettet. Topplasten er dimensjonerende for nettutbygging. Energieffektivitet og energiomlegging vil i hovedsak ha positiv effekt på energiforbruket, mens fleksibelt forbruk vil bidra positivt på effektforbruket og maksimallasten, da lasten bare blir flyttet til et annet tidspunkt. Utkobling av industri vil derimot være energieffektivt da dette blir kutt i forbruk og ikke bare en forskyvning.



Figur 6 - Balanse av produksjon og forbruk. Kilde: A. Foosnæs, 2011 [18].

Flere utenlandsforbindelser vil gi større flytendringer, i tillegg vil mye innfasing av stokastiske energikilder bidra til at behovet for mer balansekraft og frekvensreguleringer øker. Figur 6 viser ønsket driftssituasjon der balanse mellom produksjon og momentant forbruk gir en frekvens på 50 Hz. Frekvenskvaliteten blir betegnet som en parameter på systemets helsetilstand, og denne har de senere årene blitt svekket i det nordiske kraftmarkedet, slik vi ser av Figur 7. Det regnes som et frekvensavvik når kvaliteten avviker med mer enn +/- 0,10 Hz [19]. De fleste frekvensavvikene oppstår i forbindelse med timeskift. Spotmarkedet er basert på timebasis, det vil si at produksjonsendringene skjer ved timeskift. Forbruket vil derimot endre seg kontinuerlig, og flyten på utenlandskablene endres lineært i løpet av 20 minutter ved timeskift. Ubalanse mellom produksjon og forbruk kan derfor oppstå ved disse timeskiftene som følge av dagens markedsdesign [16]. Markedet har en timesoppløsning, og det settes en pris per time. I det liberaliserte kraftmarkedet,

ble deltagende aktører gitt timekontrakter, og de fysiske endringene skjer ved timeskift. Det har vært forslag om å endre denne ordningen til kvarterbasis, samt at ramping på utenlandskablene skal kunne skje gjennom hele timen, eller ved langsommere justering, dette for å tilpasse balansen best mulig ved timeskift. Ramping er endringer i kraftflyten på HVDC - forbindelser. Jo oftere flyten på kablene endres, jo flere avvik vil man få. Ved store tilsig i Norge, typisk ved vårflo, vil det være færre avvik, da Norge vil eksportere kraft, og endringene på kablene ved timeskift er minimale.

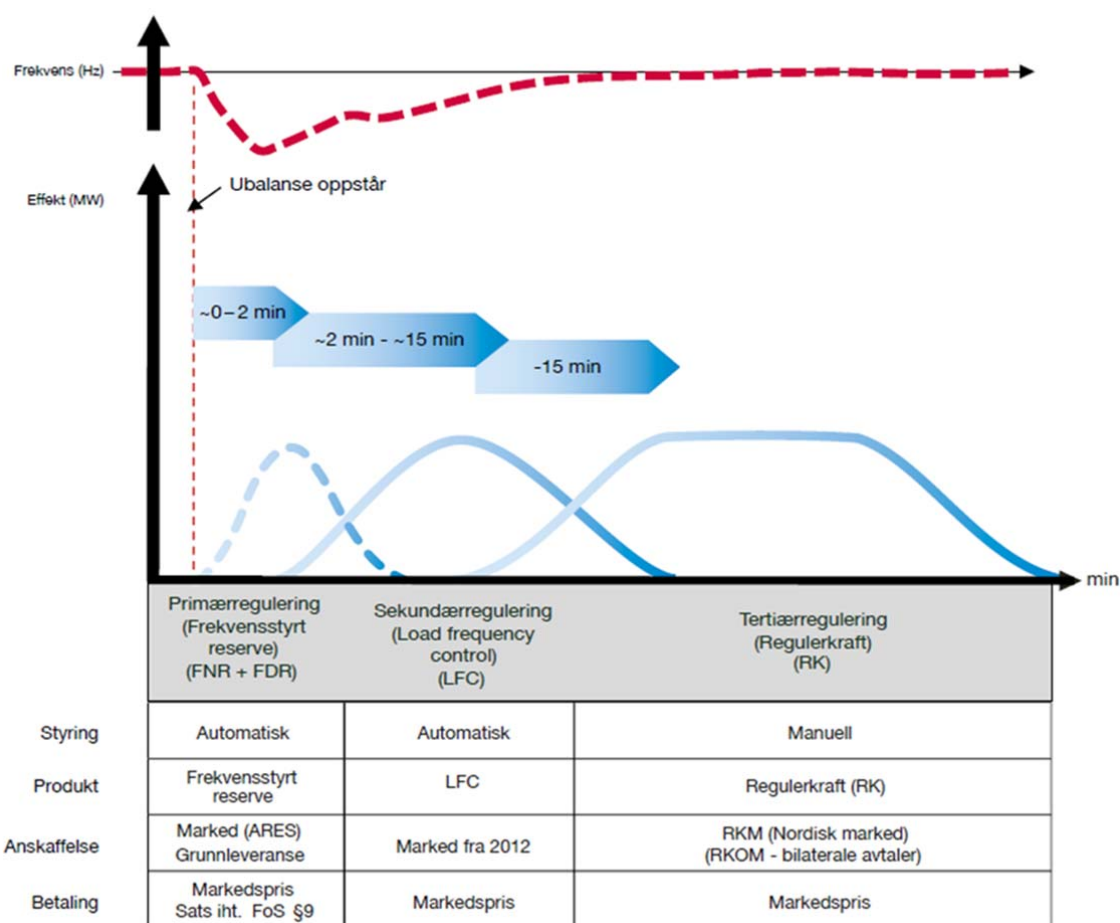


Figur 7 - Antall minutter/måned med frekvensavvik fra 1995 - 2010. Kilde: Dybdal, 2011 [20].

Statnett har i dag balansetjenester som skal regulere de momentane ubalansene, dette er både automatiske og manuelle reserver. Dersom frekvensendringer oppstår på grunn av at det momentane forbruket er større eller mindre enn produksjonen vil primærreservene aktiveres automatisk, og utløse en endring av produksjon eller forbruk. Primærreservene kan deles inn i frekvensstyrte normaldriftreserver og frekvensstyrte driftsforstyrrelsesreserver.

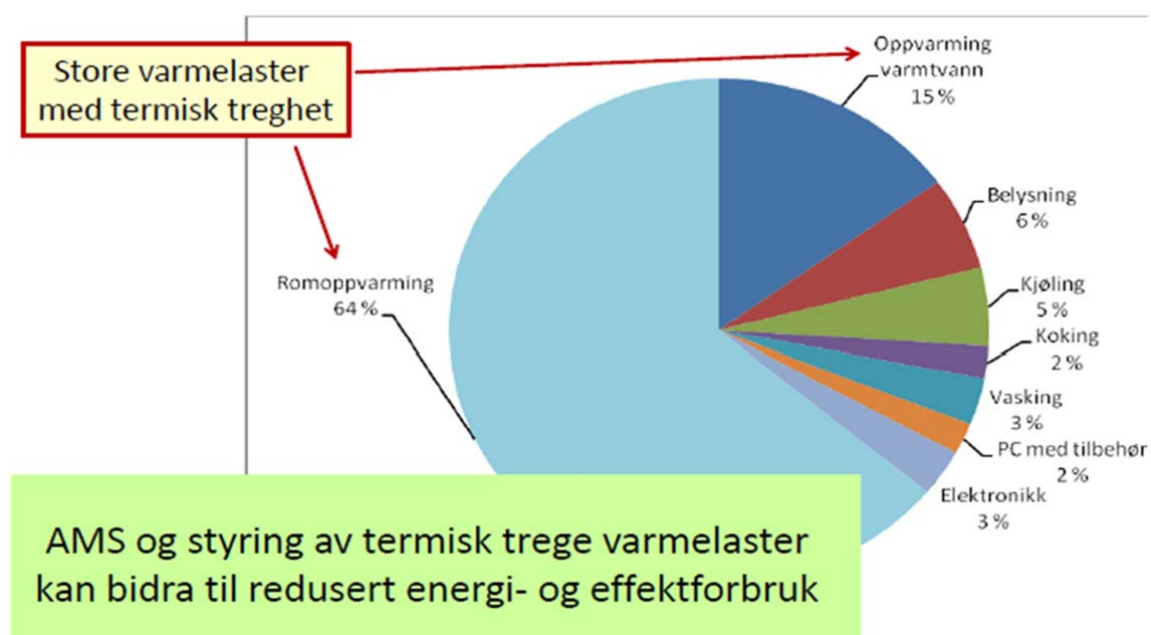
Normaldriftsreservene blir aktivert når frekvensen avviker +/- 0,1 fra 50 Hz. Reservene skal kunne være opp- eller nedjustert i løpet av ett par minutter, og driftsreservene for det nordiske synkronsystemet skal minimum være 600 MW. Driftsforstyrrelsesreservene skal være av en slik størrelse at ved feil skal ikke frekvensen bli lavere enn 49,5 Hz i synkronsystemet. Dimensjonerende feil i det norske nettet er 1200 MW, men på grunn av nettets selvregulerende evne er behovet for reserver omkring 1000 MW. Dimensjonerende feil har blitt satt til dette med utgangspunkt i utfall av største produksjonsenhet, Kvilldal kraftverk. Forbruk kan også fungere som frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve. For eksempel kan kraftintensiv industri og mellomstore forbruk fungere som reserve, eller små forbrukere via en aggregator [21].

Sekundærreservene har i motsetning til på kontinentet vært manuelt styrt i det nordiske markedet fram til i dag, men Statnett har nå sikret seg fremtidig leveranser av automatiske sekundærreserver, Load Frequency Control (LFC) [22], og disse vil bli innført i løpet av året 2012 i Norge. I løpet av 2013 vil hele Norden ha innført den automatiske sekundærreserven. Reserven aktiveres ved at det blir sendt et signal fra TSO til produksjonsapparatet i kraftverket, som da vil respondere på signalet [16]. Sekundærreservene skal ta over for primærreservene slik at disse kan frigis til nye ubalanser, og nullstille frekvensavviket [21]. Innføringen av LFC er et ledd i utviklingen mot større interaksjon med kontinentet og mer kraftproduksjon fra uregulerbare energikilder. Fordelen med raske rampereguleringer på HVDC – forbindelsene er en faktor for implementeringen. Driftssikkerheten vil i tillegg forbedres da disse sentralstyrte reservene vil være hurtigere. Sekundærreserven aktiveres mellom primærreserven og tertiærreserven, og tertiærreserven er regulerkraftmarkedet. Regulerkraftmarkedet er et felles balansemarked for det nordiske kraftmarkedet, og reservene utnyttes felles. Systemansvarlige kjøper kraften som må til for å balansere kraftsystemet, og tilbyderne gir en pris for å regulere produksjonen opp eller ned [21]. Figur 8 viser tidsresponsen til de tre reservene ved frekvensavvik.



Figur 8 - Tidsrespons på de tre reservene. Kilde: SMUP, 2012 [16].

Ved hjelp av AMS og toveiskommunikasjon er håpet at fleksibelt forbruk skal kunne brukes som frekvensregulering. Dette er allerede langt på vei i enkelte stater i USA. Når etterspørselen etter elektrisk energi overstiger summen av produksjons- og overføringskapasitet, oppstår det flaskehals som igjen fører til prisoppgang [23]. Ifølge Grande, Sæle & Solem er forbruksreduksjon i perioder med høy kraftpris nøkkelen for å redusere konsekvensene av forventede flaskehals, både når det gjelder prisstigning som oppstår ved flaskehals og selve kapasitetsbegrensningen [23]. Forbrukerfleksibilitet kan derfor sees på som en vinn – vinn situasjon, da forbrukerne vil ved døgnvarierende pristariffer spare penger på å flytte forbruket til perioder med mindre last, og nettselskapene unngår dermed krevende driftssituasjoner. Flexibelt forbruk som frekvensregulering må være kontraktfestet mellom partene for at tilstrekkelig pålitelighet skal oppnås. Mengden tilgjengelig kraft bør også være fast og kjent. Ved gitte forutsetninger og med automatisk utkobling vil forbrukerfleksibiliteten være en sikker reserve som nettansvarlig kan gjøre seg nytte av ved ubalanser. Figur 9 viser utkoblingspotensialet i en vanlig husholdning.



Figur 9 - Utkoblingspotensial i elektrisitetsforbruket i en vanlig norsk husholdning. Kilde: Sæle, 2011 [24].

Norge har i motsetning til mange land forholdsvis lave og jevne priser på elektrisitet, dette kommer av at kostnadene for å regulere vannkraftproduksjonen opp eller ned er lav. Prisforskjellene mellom dag og natt blir derfor moderate, og gir en nokså flat prisstruktur. Dette vil trolig vedvare fram til flere utenlandsforbindelser er på plass [16]. Flytting av last fra en time til en annen vil gi samfunnsmessige gevinster, men vil kanskje ikke gi merkbare utslag på folks strømgninger. For mange vil nok fleksibiliteten og "bryderiet" da virke bortkastet, da reduksjon i egen strømgning

sannsynligvis er viktigste drivkraft. Prissignaler som motiverer forbrukere til reduksjon vil være formåltjenelig, og blir trolig tilfelle ved større kobling mot Europa. Elspot er spotmarkedet for kraft og blir styrt av Nord Pool. Markedsdeltagere som ønsker å kjøpe eller selge kraft må melde inn sine bud innen klokken 12.00 dagen før. Nord Pool setter prisene for hver enkelt time det neste døgnet, med faste priser innenfor hver time [25]. Prisene blir basert på den dyreste produksjonsenheten som er i drift den aktuelle timen. Norge ble en del av Elbas vinteren 2009 og er et marked for inneværende dag. Elbas gjør det mulig å justere markedsbalansen nærmere sanntid, og handelen via Elbasmarkedet avhenger av gjenværende kapasitet etter klareringen gjort på Elspotmarkedet dagen før. Handelen skjer kontinuerlig gjennom døgnet og muliggjør handel mellom Norge og de andre nordiske landene og Tyskland [26]. Som et resultat av dette kan kravet om ledige reserver reduseres [27]. Innmeldingene av sine bud skjer her to timer før levering [26]. Da prisene fastsettes dagen før på Elspotmarkedet er sjansene for avvik fra dette trolig, disse avvikene vil bli tatt opp av regulerkraftmarkedet. Regulerkraftmarkedet skal kunne justere opp eller ned i løpet av 15 minutter. Aktører som vil melde seg på regulerkraftmarkedet må melde inn sitt kraftvolum som tilbys opp- eller nedregulert det neste driftsdøgnet [28]. Skal forbrukerfleksibiliteten bli tatt i bruk på energimarkedene og som system- og balansetjenester er det viktig at den synliggjøres på markedene. Systemansvarlig er avhengig av at fleksibiliteten er sikker, det vil si at volumet, responstiden og kontrollen tilfredsstillende kravene som ansvarlig er avhengig av at eksisterer for å kunne benytte seg av tilbudet.

Statnett har ansvar for drift av sentralnettet og har forsyningsikkerhet som overordnet mål. Skal forbruksreduksjonen skje når behovet melder seg må forbrukerne få incentiver til å flytte forbruket. Å bruke last til å balansere varierende kraftproduksjon er en ny måte å tenke på [29], og strider mot tradisjonell drift hvor produksjonen skal justeres etter forbruket. Statnett og Enova lanserte vinteren 2011 en nasjonal kampanje for strømsparing. Tanken var å fremme tiltak som skal være med og sikre at Norge har nok strøm i anstrengte situasjoner. Ett av prioriteringsområdene i samarbeidsprosjektet var å øke forbrukerfleksibiliteten i kraftmarkedet. Ved knapphet på effekt vil forbrukerfleksibilitet være et effektivt virkemiddel, da den totale belastningen i nettet vil synke. Automatisk utkobling av for eksempel varmtvannstankene vil da være betydningsfullt, på grunn av begrenset overføringskapasitet. Ved mangel på energi er det bare reduksjon, og ikke flytting av forbruket som vil være betydningsfull. Vinteren 2011 var kald og tørr og resulterte i rekordlite vann i magasinene. Statnett står for virkemidlene i slike krevende situasjonene, samtidig som Enova skal legge til rette for en omlegging av energiproduksjonen og energibruken i en mer miljøvennlig retning i Norge. Tanken bak samarbeidet er derfor å utnytte den samlede kunnskapen og kapasiteten til å utvikle effektive virkemidler [5]. Slagordet til kampanjen er "Litt mindre. Hver dag!" og skal bidra til at

Statnett blir bedre rustet til å møte driftskrevende situasjoner. Å formidle smarte tiltak i forkant av forutsette anstrengte situasjoner vil være betydningsfullt.



Figur 10 - Statnett og Enovas kampanje for strømsparing. Kilde: regjeringen.no, 2011 [30].

Flere kabelforbindelser til utlandet og integrering i det europeiske kraftmarkedet vil gi Norge større prisvariasjoner enn det som oppleves i dag. Dette vil trolig være med på å øke forbrukernes vilje til lastflytting ved typiske effekttopper, som igjen kan redusere toppbelastningen, og i beste fall nettinvesteringene. Behovet for reserver vil også øke som en følge av mye distribuert produksjon, temaet blir omtalt i neste avsnitt.

"Norske forbrukere må kobles opp mot den svingende prisstrukturen for å få insentiver til å legge om forbruket. Det tror jeg de får når markedene integreres mer, både gjennom utenlandskablene, men også gjennom de ulike kraftbørsene" Auke Lont, konserndirektør Statnett.

4 Distribuert produksjon og uregulerbar kraftproduksjon

Distribuert produksjon utnytter lokale energikilder, som for eksempel vann, vind eller sol til å drive forholdsvis små produksjonsenheter med en installert effekt under 10 MW. Navnet ”distribuert produksjon” kommer av at det strider mot det typiske mønsteret i Norge, hvor elektrisiteten produseres i store kraftverk og blir overført fra sentralnettet til regionalnettet og til distribusjonsnettet. Her vil produksjonen finne sted ved distribusjonsnettet, typisk ved et spenningsnivå på 11 – 12 kV, og forsyne en relativt liten, lokal last [31]. På grunn av kortreist strøm vil tapene i nettet reduseres og på denne måten kunne redusere behovet for nettinvesteringer.

Distribuert og uregulerbar kraftproduksjon vil gi nye utfordringer for nettdriften og for systemansvaret. Produksjonen og lasten vil ikke variere i takt med hverandre, da produksjonen vil være avhengig av værforholdene. Dette vil gi utfordringer for spenningskvaliteten og stabiliteten. Linjespenningene, som varierer med produksjon og last, blir høye når produksjonen er stor [32]. Andre utfordringer med distribuert produksjon vil ligge rundt toveis effektflyt og nye vernløsninger [33]. I følge Hans Kristian Høidalen er dagens vernløsning i distribusjonsnettet basert på radielt nett der flyten går fra høyeste spenningsnivå og ned til forbruker. Ved feil i nettet flyter strømmen fra kilden til feilstedet, og ved å måle strømmen ved et gitt sted finner man ut på hvilken side feilen ligger. Overstrømsvernene, som er rådende i distribusjonsnettet, måler ikke hvilken retning flyten går, og i nett med distribuert produksjon vil det bli matet strøm til feilstedet, og det vil ikke lenger være mulig og bare måle strømmens verdi for å fastslå retningen til feilstedet. En løsning vil derfor være å benytte retningsbestemte overstrømsvern, med spenningsmåling i tillegg slik at strømmens retning kan bestemmes og dermed feilstedets plassering.

Utfordringene med små vannkraftverk er de store produksjonsvariasjonene fra uke til uke og gjennom året. Produksjonen er størst ved vårflommen når forbruket ellers er relativt lavt [32]. Kompensering for reaktiv effekt, og spenningskontroll blir derfor nødvendig i perioder med stor produksjon. Figur 11 viser hvordan produksjonen i et typisk småkraftverk stemmer overens med det alminnelige forbruket i et normalår. Produksjonen er lav om vinteren når forbruket er på sitt høyeste, uttaket er varierende av vær og årstid.



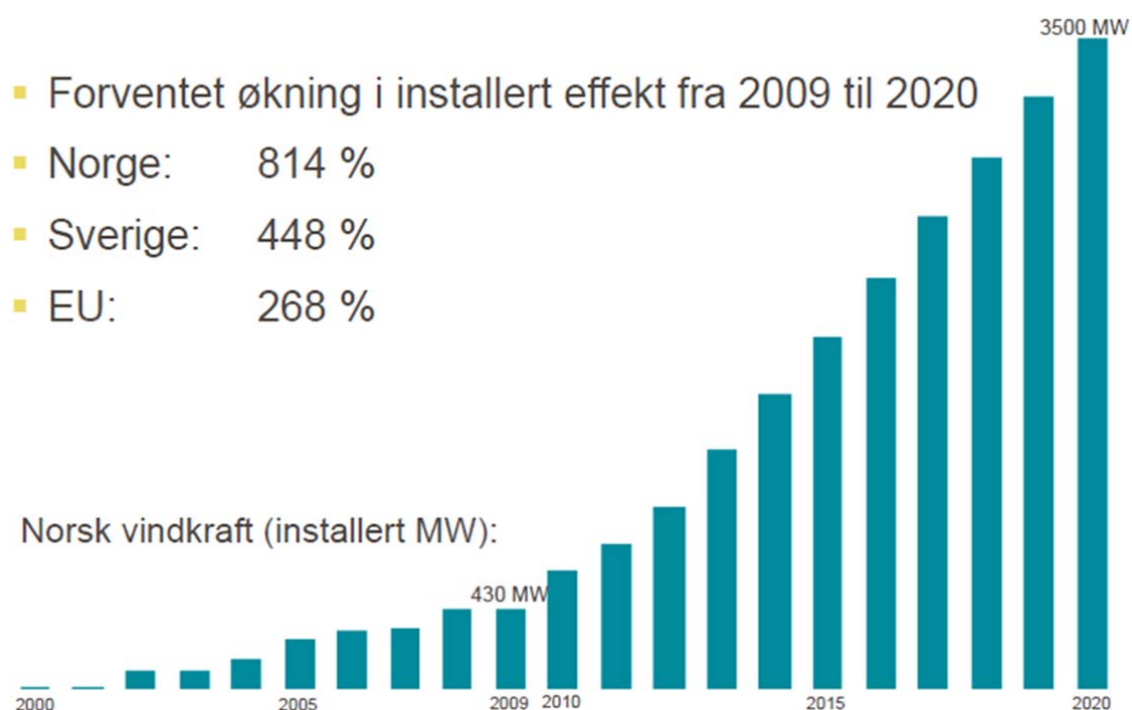
Figur 11 - Typisk profil fra småkraftverk kontra alminnelig forbruk. Kilde: J.O. Gjerde, 2011 [11].

Med større innslag av uregulerbare energikilder enn hva som oppleves i dag vil behovet for reserver øke. Potensialet for vindkraft er i Norge flere tusen TWh. Men store deler av dette er ikke realiserbart, både på grunn av miljømessige konsekvenser og økonomiske forhold. Likevel er det meldt og konsesjonssøkt mange utbyggingsplaner både for vindkraft og vannkraft i Midt-Norge. Ved tilstrekkelig nettkapasitet er det planer om utbygging av 1,4 TWh vannkraft og 8 TWh vindkraft, bare i Midt-Norge alene, se Tabell 1 for å se den geografiske spredningen innad i regionen [34]. Dette vil blant annet gi vindturbinparker av en slik størrelse at navnet distribuert produksjon eller småskala kraftproduksjon ikke lenger blir passende, men kraften vil være avhengig av været, og er i så måte uregulerbar.

Tabell 1 - Oversikt over ny vann- og vindkraftproduksjon i Midt-Norge som er meldt eller til konsesjonsbehandling. Kilde: THEMA cg., 2011 [34].

	Vannkraft		Vindkraft		Sum	
	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW
Nord-Trøndelag – Sør for Tunnsjødal	0,5	153	2,1	765	2,6	918
Sør-Trøndelag	0,4	124	4,8	1900	5,2	2024
Møre og Romsdal – nord for Ørskog	0,4	128	1,1	405	1,5	533
Sum	1,4	405	8,0	3070	9,3	3500

Tabell 1 bekrefter utbyggingsplanene bare i Midt-Norge alene, og utgjør kun en brøkdel av alle planene for ny kraftutbygging i Norge. Europa står overfor et produksjonsskifte, der mye termisk kraftproduksjon og annen forurensende kraftproduksjon skal erstattes med vindkraft og andre uregulerbare, fornybare energikilder. Tyskland skal fase ut all kjernekraft innen 2022, og i hovedsak skal vindkraft erstatte produksjonen. European Wind Energy Assosiation (EWEA) har som mål at Europa skal ha installert 150 GW offshore vindkraft innen 2030, i tillegg til mye landbasert vindkraft. Figur 12 viser den kraftige veksten det er forventet at vindkraft vil ha i Norge, Sverige og EU fram mot 2020 [3].



Figur 12 - Vindkraftutbygging i Norge. Kilde: A. Gaudestad, 2010 [3].

Toveis flyt av effekt og informasjon hører hjemme i et aktivt nett, i tillegg til mye innslag av distribuert produksjon. Større fleksibilitet i valg av produksjon gjør at forsyningsikkerheten øker, samtidig som behovet for reserver blir større, da mye av produksjonen vil være uregulerbar. Håpet er at smarte nett skal håndtere samspillet mellom distribuert kraftproduksjon, kraftnettet og forbrukerne [5]. En aggregator kan bli et viktig ledd i denne sammenheng, og blir forklart i neste avsnitt.

5 Aggregator og markedskobling

Utnyttingen av forbrukerfleksibiliteten, tilgjengeliggjort gjennom installering av AMS i de norske hjem er essensielt for å utnytte kapasiteten til det smarte nett, og er et område med samfunnsøkonomisk potensial. Det finnes allerede avtaler mellom systemoperatør (SO) og store industrielle kunder angående forbrukerfleksibilitet. For eksempel har Statnett en avtale med Hydro Aluminium på Sunndalsøra om lastutkobling ved behov. Dette er en avtale som er gunstig for begge parter. Hydro Aluminium mottar årlig godtgjørelse for sin fleksibilitet og i tillegg vil de bli betalt per aktivering. På samme måte vil det være økonomisk for langt mindre kunder å kunne tilby forbrukerfleksibilitet. Utfordringen er å få samlet sammen bidragene fra alle de små kundene, fra de kommersielle bedriftene til de mindre husholdningene. For å ta del i regulerkraftmarkedet har bidragskravet ordinært vært 25 MW, men vilkårene for regulerkraftmarkedet er endret og minstekvantum for små aktører er nå 10 MW [35]. Dette åpner opp for at små og mellomstore forbrukere kan komme på markedet. Det er derfor av stor nytte å ha et mellomledd mellom forbrukerne og SO. Mellomleddet blir i mange sammenhenger omtalt som en aggregator. Definisjonen på en aggregator er [36]:

”En aggregator er et selskap som fungerer som oppsamler av tilgjengelige forbrukslaster og distribuert småskalaproduksjon, og som tilbyr distribuerte energiresurser til aktører i kraftsystemet som har behov for ressurstilførsel.”

Det er flere forskjellige modeller en aggregator kan operere etter, se Tabell 2. Aggregert forbrukerfleksibilitet er den ene, her sammenfatter aggregatoren fleksibiliteten til mange kunder og legger ”energipakkene” ut på markedet. Den andre modellen er aggregert distribuert produksjon, hvor aggregator har avtale med mange mindre produksjonsenheter innenfor et begrenset geografisk område. Virtual Power Plant (VPP) er gjerne en kombinasjon av disse to, men aggregatoren må ha distribuert produksjon tilgjengelig for å kunne kalles en VPP. Aggregatoren får forskjellige muligheter ut i fra om den har aggregert forbrukerfleksibilitet eller distribuert produksjon, eller begge deler.

Tabell 2 - Aggregatorens muligheter innenfor de ulike modellene. Kilde: KUBE, 2011 [6].

INTERESSE KONSEPT	Systemvern	Balansetjenester	Elbas	Lastflytting
Forbrukerfleksibilitet	-	-	-	-
Aggregert Forbrukerfleksibilitet	BFK	Oppregulering	Ja	Ja
Aggregert distribuert produksjon	PFK	Nedregulering	Ja	-
Virtual power plant	PFK, BFK	Opp- og nedregulering, lokal balansering	Ja	Ja

For at aggregert forbrukerfleksibilitet skal kunne benyttes som belastningsfrakobling må volumet være av en slik størrelse og innenfor et visst geografisk område at det kan virke usannsynlig at små forbrukere alene skal oppnå ønsket mengde. Men ved hjelp av industri kan dette kanskje bli mulig. Det er av samme grunn lite trolig at ikke-aggregert forbrukerfleksibilitet skal kunne benyttes da etterspurt effektvolum og pålitelighet er vanskelig å oppnå [6]. Å benytte aggregert distribuert produksjon som regulerreserve kan være en fordel ved at store vannkraftanlegg får frigitt noe av sin kapasitet til primærreserver. Ved mye småskala vannkraftproduksjon og mye vindkraft vil dette kunne bli en fordel i Norge. Økt behov for reguleringsreserver, på grunn av mye sporadisk kraftproduksjon vil i tillegg kunne gjøre det lønnsomt. Regulerkraftmarkedet (RKM) er som allerede nevnt et felles balansemarked for det nordiske kraftmarkedet, reservene er felles, og det blir meldt inn pris for å regulere produksjonen opp eller ned. Tilstrekkelig med reserver er nødvendig for å kunne ta opp de ubalanser som måtte oppstå. Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) er det interne markedet i Norge og sørger for tilstrekkelige reguleringsreserver tilgjengelig ved store effektbehov, typisk en kald vinterdag. Forbruk kan også meldes inn på disse to markedene, men har ikke vært vanlig slik systemet fungerer i dag [37].

En aggregators rolle vil endres fram mot 2030. Kraftsystemet er preget av mange utenlandsforbindelser og større kobling mot det europeiske markedet. Forbruket har økt, det samme har produksjonskapasiteten, men økningen på produksjonssiden vil i hovedsak komme fra uregulerbare energikilder. AMS er installert i alle hjem og legger til rette for forbrukerfleksibilitet. Behovet for regulerkraft vil øke, og andelen av regulerreservene vil i større grad kunne komme fra forbruk, kontra det man ser i dag. Regulerkraftprisen vil sannsynligvis stige i takt med behovet. Men med aggregert forbrukerfleksibilitet og aggregert distribuert produksjon kan det føre til at antall tilbydere av reguleringsreserver øker betydelig og derav gjøre prisene konkurransedyktige. Flere

tilbydere vil i tillegg styrke ett av Statnetts hovedmål, forsyningsikkerhet. Aggregators rolle vil øke, da forbruket bør være aggregert for å oppnå tilstrekkelig volum, kraftintensiv industri kan muligens tilfredsstillende mengden alene.

Markedet vil endre seg og det vil oppstå nye markedsstrukturer. Forbrukssiden vil på en helt annen måte enn i dag bli aktivert og delaktig i system- og balansetjenestene. Aggregering av forbruk er ikke på markedet i dag, men trolig vil både produksjon og forbruk spille en viktig rolle i 2030. En aggregator som kan selge produksjons- og belastningsfrakobling vil ved høy belastning på enkelte linjer, ved fare for overlast, koble ut forbruk eller småskala kraftproduksjon for å forhindre at driftsmessige problemer oppstår. På denne måten vil sikkerhetskriteriet, N-1 tilfredsstilles og forsyningen ivaretas. Sikkerhetskriteriet blir forklart i avsnitt 6.

6 Sikkerhetskriterier

Forsyningssikkerhet er ett av Statnetts tre hovedmål og ”skal sikre kraftforsyningen gjennom et nett med tilfredsstillende kapasitet og kvalitet” [38]. ”Begrepet forsyningssikkerhet dekker sikker tilgang på energi, tilstrekkelig kapasitet i produksjons- og ledningsanlegg for å produsere og transportere den elektriske energien, og pålitelige komponenter og anlegg” [39] i følge Gerd Kjølle og SINTEF. Statnett planlegger og drifter sentralnettet etter N-1-kriteriet og har definert kriteriet som skrevet under.

”N-1 er et driftssikkerhetsnivå som innebærer at et kraftsystem skal være intakt også etter utfall av en enkelt hovedkomponent i kraftnettet (produksjonsenhet, ledning, transformator, samleskinne, forbruk etc.). Dette betyr at en hovedkomponent skal kunne få utfall uten følgefeil [40].”

Kriteriet innebærer altså at systemet skal tåle utfall av alle kritiske enkeltkomponenter uten at dette går på bekostning av forsyningssikkerheten. Det betyr blant annet at man ikke skal føre mer strøm over to parallelle linjer enn at den ene skal ha kapasitet til å føre alt selv ved utfall av den andre. Kriteriet inneholder noen absolutte krav (SKAL-krav) og noen anbefalte krav (BØR-krav). De nye kravene trådte i kraft desember 2010, da forsyningssikkerhet ble et kraftigere virkemiddel for investeringer enn før. Det vil ta tid å bygge ut nettet etter disse kravene, selv om enkelte avvik fra hovedprinsippene godtas.

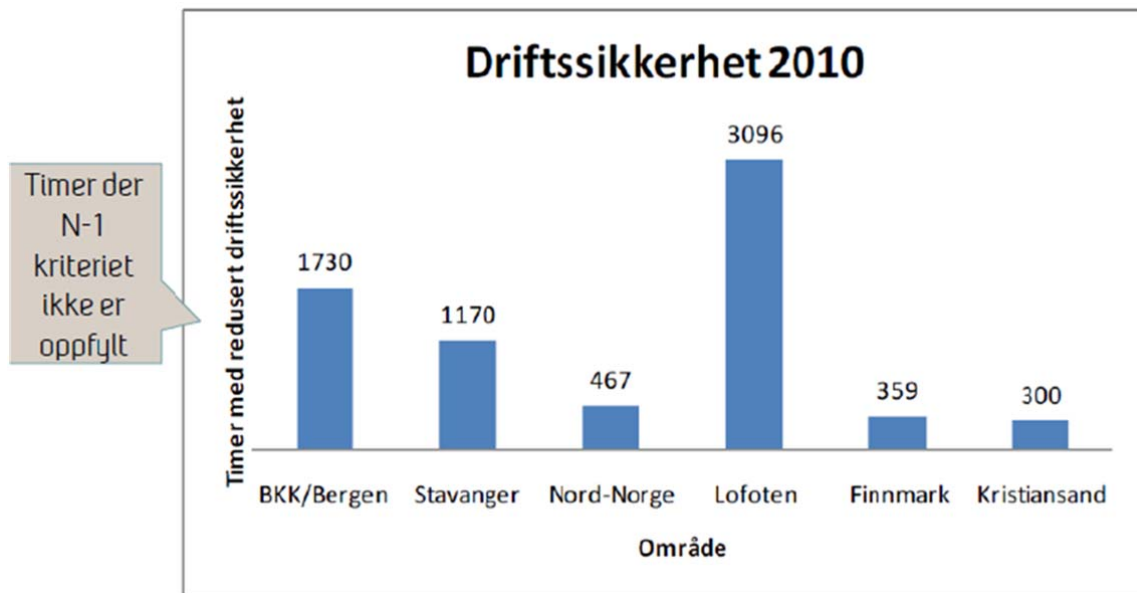
Tabell 3 viser hvilke krav som ligger til grunn for forsyningssikkerheten og hvilke avvik som tolereres [5]. Som vi ser er det et krav at det legges en ekstra kabel som reserve ved AC sjøkabel, og en ekstra fase ved fjordspenn. Transformatorene bør på samme tid være omkoblbare til 420 kV i 300 kV - nettet.

Tabell 3 - Skal-krav og bør-krav for drift av nettet. Kilde: NUP, 2011 [5].

System	
Absolutte krav	Nettet skal planlegges slik at enkeltutfall ved intakt nett maksimalt fører til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.
	Nettet skal planlegges slik at det er mulig å gjennomføre planlagte driftsstanser slik at enkeltutfall maksimalt gir bortfall av 500 MW forbruk av inntil 2 timers varighet.
	Transformorkapasitet skal dimensjoneres slik at:
	Det er momentan reserve dersom last > 200 MW
	For last < 200 MV skal all last kunne innkobles igjen innen 1 time
	Øvre spenningsgrenser skal overholdes, og strømgrenser skal overholdes.
	Transformatorer som er definert som kritiske, skal kunne erstattes av tilgjengelige reservetransformatorer innen 4 uker ved havari. I denne perioden aksepteres det N-0 drift.
Hovedregler – avvik skal begrunnes	Nettet bør dimensjoneres uten bruk av belastningsfrakobling (BFK).
	Nettet kan dimensjoneres med forutsetning om bruk av produksjonsfrakobling (PFK).
	Nettet bør dimensjoneres slik at N-1 overføringskapasitet skal kunne opprettholdes ved langvarig feil på en innenlandsk kabelforbindelse.
	N-1 kriteriet kan fravikes for kunder i tilfeller hvor det er aktuelt å innkreve anleggsbidrag for et nytt tiltak og kunden ikke ønsker tiltaket.
Anlegg	
Absolutte krav	Alle AC sjøkabelforbindelser skal installeres med en reserve kabellengde og alle fjordspenn med en ekstra fase.
Hovedregler – avvik skal begrunnes	All (ny og om-) bygging bør utføres etter 420 kV spesifikasjoner.
	Nye transformatorer for 300kV drift bør være omkoblebare til 420kV drift
	Nye stasjonsanlegg for 420 kV bør bygges med fullverdig dobbel samleskinneløsning, to effektbrytere og to strømtransformatorer per felt
	Nye stasjonsanlegg for 145 kV bør bygges med doble samleskinner, to effektbrytere og enkeltsett strømtransformatorer per felt
	Det bør ikke bygges SF ₆ -anlegg

Driftssikkerheten har blitt svekket de siste årene, og timene per år hvor N -1 ikke er oppfylt har økt. Sentralnettets utnyttingsgrad er større enn før [41]. Figur 13 viser antall timer hvor sikkerhetskriteriet ikke ble oppfylt i ulike områder året 2010. Lofoten hadde klart flest timer med sikkerhetskriteriet ikke ble oppfylt i ulike områder året 2010. Lofoten hadde klart flest timer med 3096 timer med redusert driftssikkerhet, dette er antall timer hvor det er fare for at noen blir strømløse ved en eventuell feil da det ikke eksisterer reservekapasitet i nettet. Dagens herjinger jula 2011 førte til at over en million sluttbrukere på et gitt tidspunkt var uten strøm, og om lag 125 000 forbrukere var uten strøm i over tolv timer. Dette viser nettets sårbarhet, og vil trolig bli et

økende problem, da været er spådd våtere, villere og varmere. Ekstreme forhold vil trolig oppstå med jevnere mellomrom, enn hva som har vært tilfelle fram til i dag.



Figur 13 - Antall timer hvor N-1 ikke er oppfylt i ulike områder. Kilde: G. Kjølle, 2011 [5].

Statnett ønsker å drifte nettet etter N-1-kriteriet, men ved kritiske situasjoner som i flere deler av landet vinteren 2010/2011 kan situasjoner hvor nettet driftes etter N-0 eller N- ½ oppstå [42]. Ved N-0 vil et kritisk utfall medføre bortfall av strøm da ingen alternative forsyningsveier eksisterer, N- ½ vil derimot føre til at et forhåndsdefinert område kobles ut automatisk via et systemvern, dette vil i hovedsak dreie seg om forbrukere som ved lav samfunnsøkonomisk kostnad kan kobles fra. I et område vil med andre ord en del av forbruket driftes etter N-0, mens en annen del vil driftes etter kriteriet, N-1 [43].

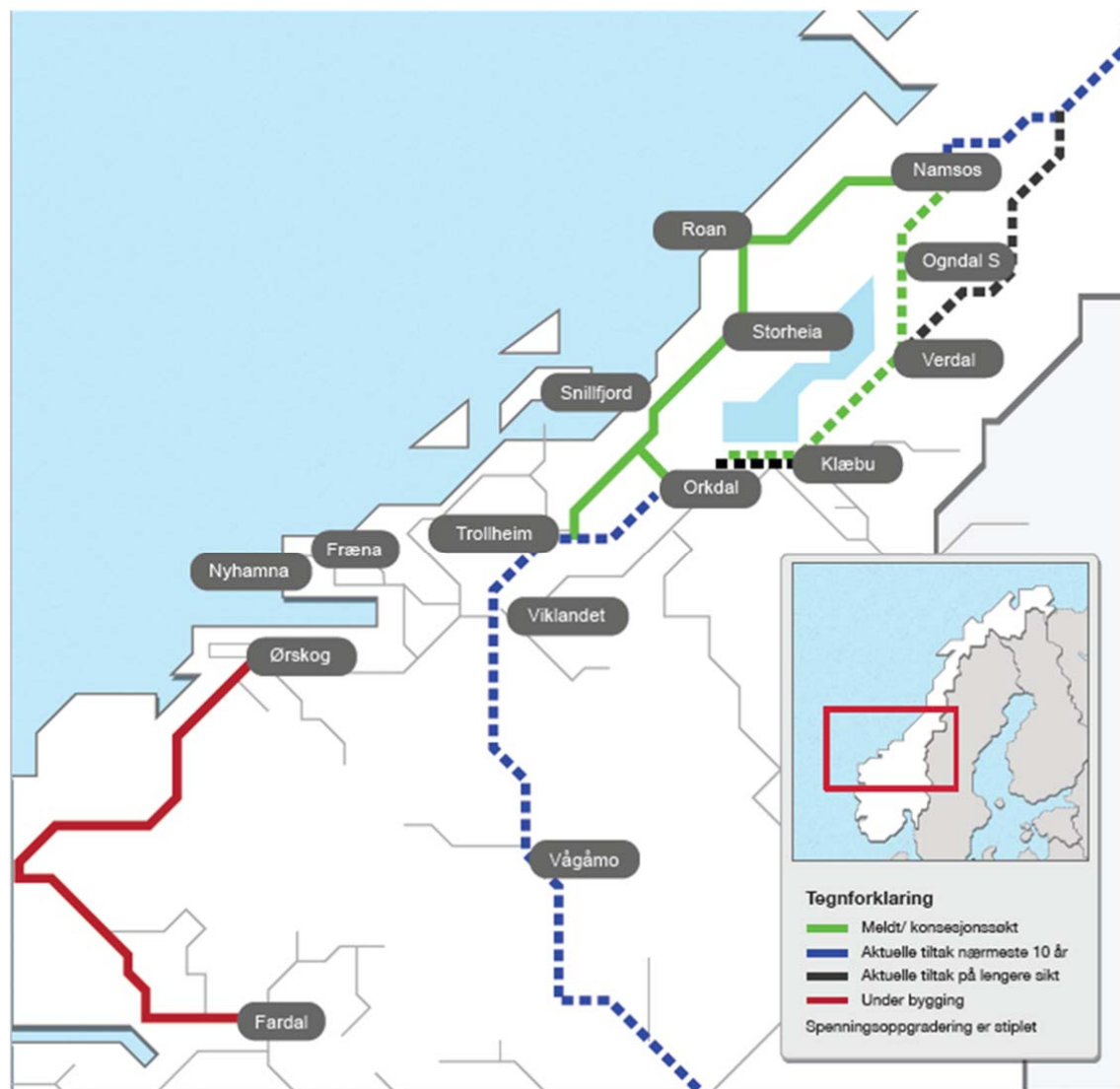
Et forsterket kriterium av de ovenfor nevnte vil være N-1-1. Kriteriet innebærer at nettet skal tåle konsekvensene av at det skjer en feil, som det blir justert for i systemet, før det på ny skjer en feil. En slik justering i systemet kan være oppkjøring av produksjon eller utkobling av forbruk. I dette tilfellet hvor det blir sett på Midt-Norge ville det muligens vært mest aktuelt å se på utkobling av fleksibelt forbruk da egen kraftproduksjon er for lav i forhold til områdets forbruk.

N-2 er et svært forsyningsikkert prinsipp, da nettet skal tåle utfall av to komponenter til samme tid, uten at noen mister strømmen. En hvilken som helst kombinasjon av to linjer eller to komponenter skal håndteres. Prinsippet har historisk vært benyttet i Sverige inn til de største byene, og gir en

svært tilfredsstillende drift [44]. Kriteriet krever mye ledig kapasitet og et solid nett, og har ikke vært ansett samfunnsøkonomisk i Norge [43]. Nettmodellen som ble brukt i denne oppgaven inneholdt de fleste nettinvesteringer som er planlagt fram mot 2030, og viste et sterkt nett. N-2, og noen N-3 analyser ble derfor utprøvd. Ved N-3 skal nettet håndtere utfall av tre vilkårlige enkeltkomponenter til samme tid.

Programmet Promaps (Probability Methods Applied to Power Systems) er utarbeidet av Goodtech og er en del av Statnetts FoU-program, "Smart Grid". Programmet skal beregne den kontinuerlige risikoen i kraftsystemet, og vise ved hjelp av et "trafikklys" hvilken tilstand nettet befinner seg i. En tallverdi avgjør hvilken farge det er på lyset, og rød farge gjenspeiler at nettet er under press. Beregningene skjer i løpet av 160 sekunder i 1800 grener, og håpet er å gjøre kraftsystemet mer effektivt. Programmet skal beregne sannsynligheten for feil, og beregne den økonomiske konsekvensen av feilen. På sikt er det antatt at teknologien kan utfordre N-1 kriteriet. Statnett prøver for tiden ut et pilotprogram, og håpet er at teknologien kan være i drift om noen år [45]. I avsnitt 8.2 blir det undersøkt om fleksibelt forbruk kan benyttes i utfallssituasjoner.

7 Nettutvikling i Midt-Norge



Figur 14 - Hovednettet i Midt-Norge med planlagte nettforsterkninger. Kilde: NUP, 2011 [5].

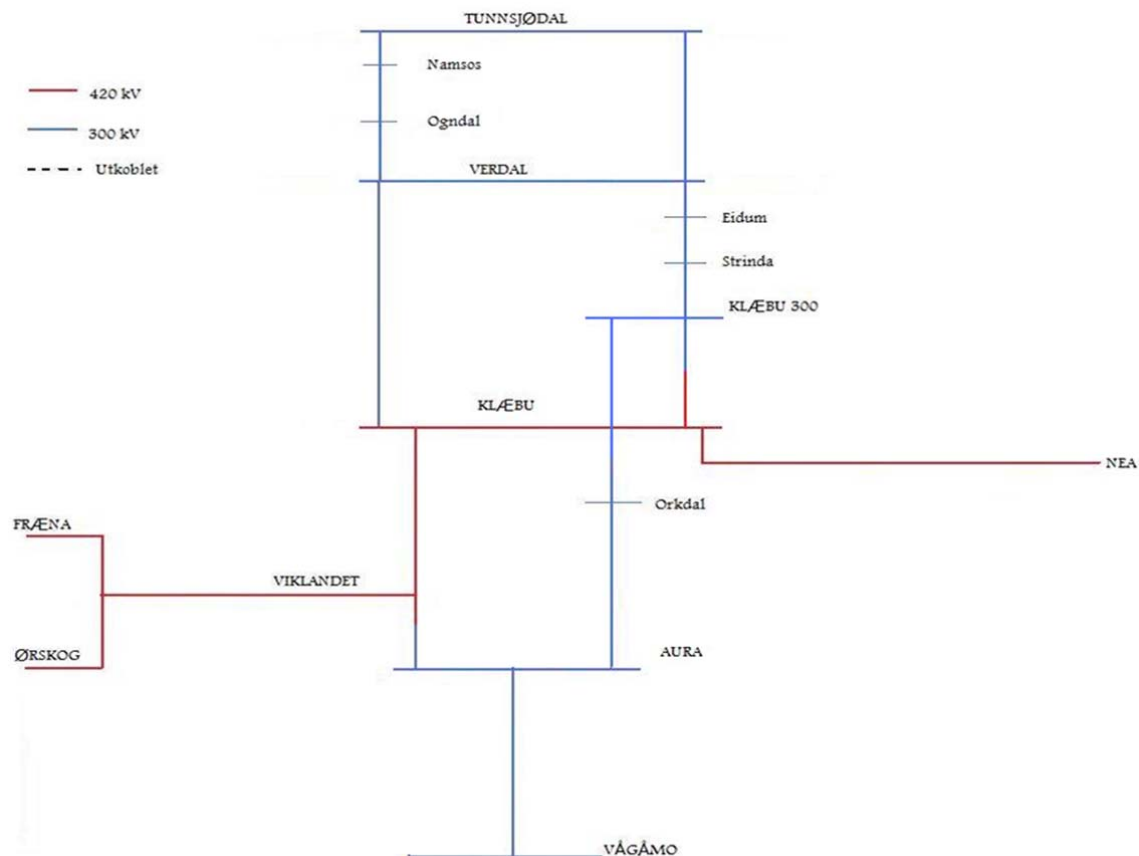
Midt-Norge består av Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag sør for Tunnsjødal, og er i dag avgrenset av [46]:

- 300 kV - linje Vågåmo – Øvre Vinstra
- 132 kV – samleskinne Litjfossen
- 132 kV – samleskinne Åskåra
- 300 kV - linje Verdal – Tunnsjødal
- 300 kV – linje Namsos – Tunnsjødal

Området har mye kraftintensiv industri (KII), med Hydro Aluminium på Sunndalsøra som største forbrukslast. Ormen Lange, Hustad Marmor, Norske Skog og Elkem Thamshavn er andre store forbrukere. Hydro Aluminium ligger også inne som systemvern med 400 MW. Høy kraftproduksjon finner blant annet sted ved verkene i Nea, Bratsberg, Trollheim og Aura. I avsnitt 7.1 blir det gitt en oversikt over nettets status slik det er per dags dato, mens det i avsnitt 7.2 blir sett på de nettutbedringer som er gjort fram mot 2030, Figur 14 viser nettbildet av Midt-Norge slik det er planlagt i 2030.

7.1 Midt-Norge i dag

Regionen har de senere årene vært preget av kraftunderskudd og lav overføringskapasitet, spesielt i Møre og Romsdal hvor mye kraftintensiv industri er plassert. I et normalår ligger kraftunderskuddet i området mellom 7 – 8 TWh. Forbruket har økt innad i området uten at investeringene og kraftproduksjonen har gjenspeilet dette [5]. Det er i hovedsak industrien som har stått for økningen. På grunn av kraftunderskuddet er regionen avhengig av mye overføring inn til området gjennom de fire snittene. I dag er det to 300 kV linjer fra nord, en 420 kV linja fra Sverige mot Nea. I tillegg er det et snitt sørfra inn til Vågåmo. Et snitt er linjer inn mot et område, med gitte overføringsgrenser. Et område med lite produksjon og stort forbruk vil ha stor flyt inn til området. Midt-Norge, som har vært et underskuddsområde vil være et slikt tilfelle. Forbruksutkobling kan virke som en god løsning i perioder med stor overføring til området, og fare for flaskehals. Prisøkning kommer som en konsekvens av flaskehals. Samfunnsøkonomisk vil det være mer gunstig å koble ut privatforbruk fremfor industriforbruk, da det er lønnsomt å opprettholde industriproduksjonen. Figur 15 viser nettet i Midt-Norge i dag, med tilhørende snitt. Blå linjer representerer 300 kV, mens de røde linjene er 420 kV. Stiplet linje betyr at linja ligger ute.



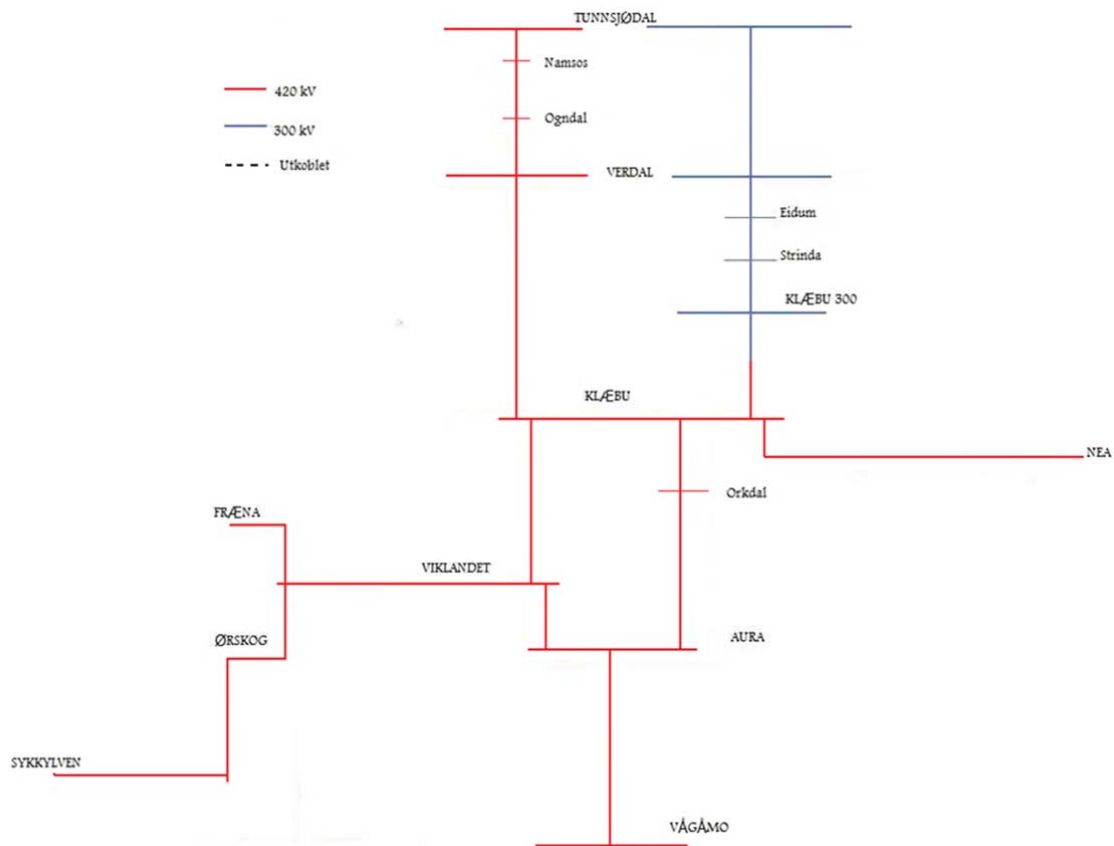
Figur 15 - Nettet i Midt-Norge i dag.

I desember 2011 fikk Statnett endelig tillatelse til å bygge hele Ørskog – Fardal linja. Linja har som mål å stå ferdig i 2015, og vil sikre forsyningen i Midt-Norge, samtidig som den vil gjøre det mulig å realisere ny fornybar kraftproduksjon på Sunnmøre og i Sogn og Fjordane [5]. Midt-Norge vil også bli koblet mot kraftoverskuddet i Sogn. Det er i tillegg planlagt en del vindkraftproduksjon i Trøndelag, spesielt på Fosen og i Snillfjordområdet [47]. Slik overføringskapasiteten er per dags dato vil ikke vindkraftproduksjon i disse områdene la seg realisere, og nettforsterkninger blir nødvendige før en slik utbygging kan finne sted. Reservekraftverkene på Tjeldbergodden og på Nyhamna med totalt 300 MW installert effekt, ble anskaffet som reserve og skal kunne tas i bruk ved svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). I tillegg ligger 400 MW fra Hydro Aluminium sin fabrikk på Sunndalsøra tilgjengelig som systemvern. Ved utfall på 420 kV - linja fra Sverige mot Nea, Klæbu og Viklandet skal dette kunne kobles fra i inntil to timer [19]. Også andre utfall i området vil kunne gi samme konsekvens. Belastningsfrakoblingens hensikt er blant annet å øke overføringskapasiteten på snittet inn til et underskuddsområde [19]. Store deler av kraften som produseres i Nea går via linja Nea – Klæbu, i tillegg vil mesteparten av kraften som importeres fra Sverige gå på denne linja, noe som gjør linja betydningsfull og høyt belastet.

I følge et arbeidsnotat utarbeidet av Grande og Sæle var potensialet for utkobling av varmtvannsberedere i Midt-Norge i 2008 på 120 MW i time 9 [48]. Time 9 vil si timen mellom klokken 08.00 og 09.00. Dette forutsatte at 50 % av eneboligene og rekkehusene koblet ut varmtvannsberederen [48]. Til sammenligning er de mobile og forurensende gasskraftverkene som nevnt ovenfor, hver på 150 MW. Det er i tillegg sannsynlig at utkoblingspotensialet har økt fram mot 2030.

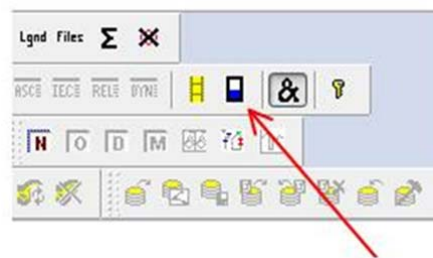
7.2 Midt-Norge i 2030

Som skrevet over har Midt-Norge vært et underskuddsområde, og forsterkninger var nødvendige for å sikre regionen tilstrekkelig forsyningsikkerhet. Trolig har underskuddet minket i 2030 på grunn av ny produksjon fra vindkraft og småskala vannkraftproduksjon. Nye reaktorer, spenningsoppgradering av 300 kV - nettet og nye linjer er aktiviteter som har funnet sted i området fram mot 2030. Den nye 420 kV - linja Ørskog – Fardal vil ligge inne, det samme gjør det spenningsoppgraderte linjestrekket Klæbu – Verdal – Ogdal – Namsos - Tunnsjødal. Snittet sørover, Klæbu – Orkdal – Aura – Vågåmo – Øvre Vinstra, har også blitt oppgradert fra 300 til 420 kV. Nye reaktorer er blitt installert på Viklandet, Klæbu og i Nea. En reaktor trekker reaktiv effekt, og er et effektivt virkemiddel for å overholde normerte spenningsgrenser [5]. Et nytt snitt inn til området, i tillegg til to spenningsoppgraderte linjestrekk har økt overføringskapasiteten inn til området betydelig, og forsyningsikkerheten antas sikker. Figur 15 og Figur 16 viser endringene som er gjort i nettet fra i dag og fram til 2030.



Figur 16 - Nettet i Midt-Norge i 2030.

Store investeringer har gjort nettet sterkt, og langt større feil enn hva nettet i dag er i stand til å håndtere er mulig. Ved hjelp av funksjonen "Current loadings" i PSS®E, se bildet under, som viser hvor mye av linjas strømbelastning som er utnyttet i prosent samt visuelt i en søyle, ser man at det er mye ledig kapasitet i nettet i 2030.



Forsyningsikkerheten i de utsatte områdene er forbedret og det er lagt til rette for å håndtere mye ny fornybar kraftproduksjon. Spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV øker overføringskapasiteten med 40 – 80 % ved duplex (to linjer per fase) [49]. Nettapene vil også reduseres forutsatt at samme energimengde overføres, da tapene er proporsjonale med kvadratet av strømmen, og ved høyere spenning vil strømmen være lavere.

Potensialet for vindkraft ved kysten i Nordland er stort, men kan ikke realiseres før nettet er forsterket nordover. I Nordland sør for Ofoten og i Nord-Trøndelag nord for Tunnsjøddal anses den totale kapasiteten for vindkraftutbygging å være 500 MW fram mot 2025 [50]. Nordland og Sogn og Fjordane blir dessuten ansett som de to fylkene med størst potensial innen småskala vannkraft. Også i Møre og Romsdal og i Trøndelagsfylkene er det store planer om vindkraftutbygging, men som nevnt tidligere er nye nettforsbindelser nødvendige dersom vindkraftutbyggingen skal bli realisert. Linja Namsos – Roan – Storheia blir avgjørende ved utbygging av vindkraft på Fosen og i Snillfjordområdet.

Det fleksible forbruket, som i 2009 ble anslått til 120 MW i Midt-Norge i en rapport utgitt av SINTEF har sannsynligvis økt fram mot 2030 [48]. Større bruk av vannbåren varme i boliger øker mengden trege laster tilgjengelig. Dette er laster hvor det tar lang tid å endre uttaket, og som kan være avslått i et par timer uten betydelige konsekvenser. I dag installerer 30 % av alle nybygg vannbåren varme [51]. Det er antatt at forbruket vil øke i området, både på grunn av ny KII og på grunn av økt forbruk som følge av innfasing av industriforbruk som ble koblet ut i forbindelse med finanskrisen. Hydro Aluminium på Sunndalsøra, områdets største forbrukslast, koblet ut den ene produksjonshallen i 2009. I tillegg er det naturlig å anta at en ny last har oppstått som følge av elektrifisering av transportsektoren, i hovedsak elektrifisering av personbiler. Forbruksøkning på grunn av elektrifisering av petroleumsindustrien er også sannsynlig, i tillegg er lasten til alminnelige forbruk ventet å stige, da innbyggertallet og den økonomiske veksten antas økt. En samlet forbruksøkning i området er derfor beregnet til 4 TWh innen 2020 [34]. Ut i fra Tabell 1 hadde det kanskje også vært naturlig å øke produksjonen noe i Midt-Norge, men i dette tilfellet ble det bare sett på forbruksøkning, da denne ser ut til å kunne bli betydelig. Mye av utbyggingene av den nye kraftproduksjonen krever nettforssterkninger i forhold til det vi har i dag, så det er enda usikkert når all ny produksjon vil være ferdigstilt. Linja Namsos – Roan – Storheia er blant annet ikke tatt med i modellen som ble benyttet i PSS®E ved lastflyanalysene.

8 Lastflytanalyse

Ved nettberegninger er lastflytanalyse det viktigste verktøyet for å kunne studere nettytelser ved normal drift. Ved beregninger kreves det komplette data på nettet som skal analyseres. Ved hver node studeres fire faktorer; spenningsnivå, spenningsvinkler, aktiv og reaktiv effekt. Ved simulering vil to av disse parametrene være kjente, og to være ukjente, og analysen beregner de to ukjente [52].

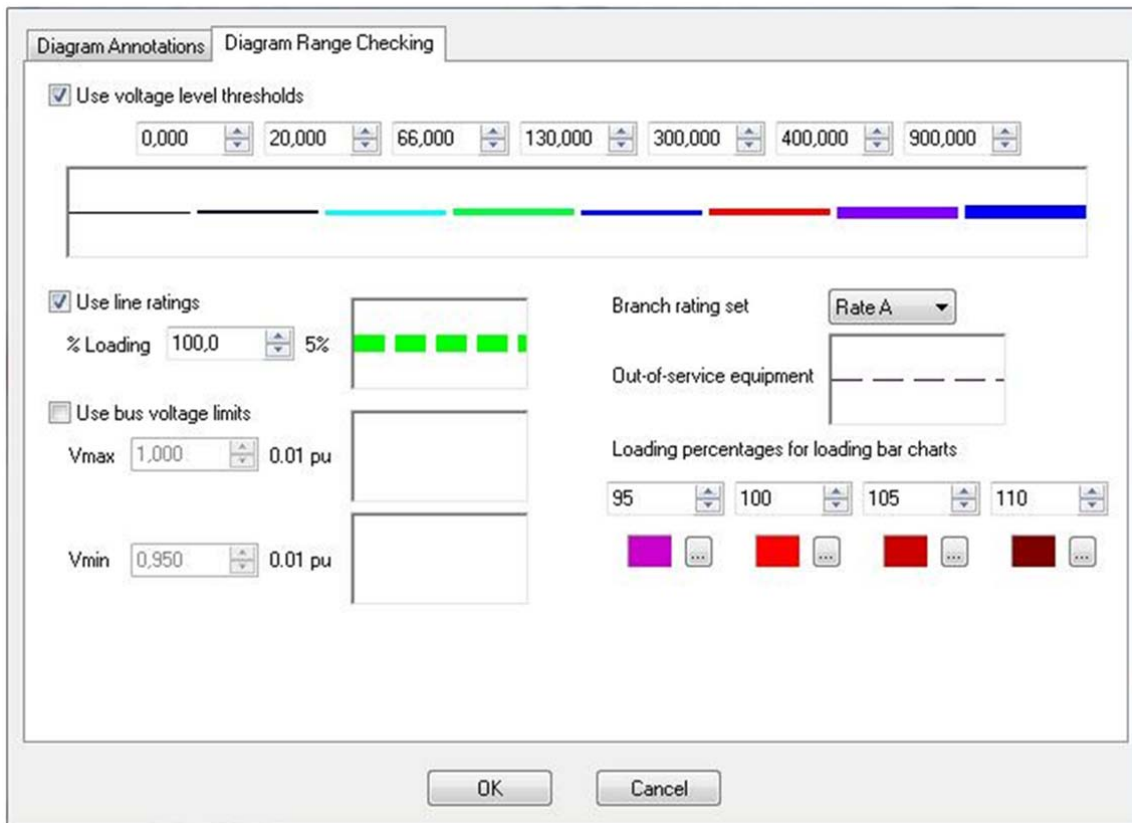
Spenningen og den reaktive effekten i nettet vil variere med lastflyten, og det er viktig at disse verdiene holdes innenfor gitte krav. Transport av reaktiv effekt er ikke ønskelig, og det er derfor nødvendig å ha utstyr som kompenserer for denne. Installering av kondensatorbatterier og reaktorer er ofte nødvendig for å sikre tilfredsstillende spenningsnivå [53]. I tillegg har de fleste transformatorer i dag automatisk regulering av spenningen, fenomenet går under begrepet trinning. Den reaktive effekten vil endres ved trinning av transformatoren. Reguleringen av den reaktive effekten tar dog noe lengre tid enn ved bruk av kondensatorbatteri, hvor reguleringen og spenningsendringen skjer momentant [52]. En SVC kan også benyttes, dette er anlegg som er mer styrbare og fleksible enn kondensatorbatteri, og de kan i tillegg forbruke reaktiv effekt. Kompensering fører til mindre tap, reduserte spenningsfall og lavere overføring av reaktiv effekt [54].

Studier av kraftflyten er viktig i forbindelse med planlegging og utvikling av fremtidens kraftnett og ved optimalisering av driften i eksisterende nett [55]. Lastflytanalysen ble i dette tilfellet brukt for å se konsekvensene av linjeutfall. Programmet PSS®E ble benyttet til analysene.

8.1 PSS®E

Power System Simulation for Engineering (PSS®E) er et beregningsverktøy utarbeidet av Siemens, og blir brukt til simuleringer, analyser og optimalisering av kraftsystemdriften. Programmet tilbyr avanserte metoder innenfor mange tekniske områder som lastflytanalyse, feilanalyse, dynamisk analyse og analyse av overføringsbegrensninger. Siden sitt inntog i 1976 har det blitt det mest brukte programmet innenfor sitt felt [56].

I denne oppgaven ble det bare utført stasjonære analyser i Statnetts modell over Norge i 2030. Det ble sett på tilstandsendringer i nettet ved linjeutfall. Modellen gir en grafisk fremstilling av kraftnettet med tilhørende last og produksjon. Som løsningsmetode ble Newton-Raphson valgt, som består av tre ulike algoritmer; Fixed slope decoupled Newton-Raphson (FDNS), Full Newton-Raphson og Decoupled Newton-Raphson. Så lenge lastflyten konvergerer gir de alle samme svar. Forskjellen ligger i hvor raskt de konvergerer og hvordan Jacobimatrixene er satt opp. Decoupled - metodene er raskere, og i oppgavens lastflytanalyser ble derfor algoritmen, FDNS benyttet.



Figur 17 - Innstillinger satt i PSS®E.

Figur 17 viser noen av innstillingene og fargenotasjoner brukt i PSS®E. Linjenes merkelast kan rangeres på tre nivå, og blir bestemt ut i fra ytre forhold. Grunninnstillingen ble i dette tilfellet satt til rate A, da denne blir brukt i analyser for tunglast, for eksempel kalde vinterdager. Rate C ville typisk blitt brukt ved sommerscenarioer, eller vårflo.

8.2 Lastflytanalyser

Det ble definert et subsystem kalt Midt som bestod av fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag sør for Tunnsjødal. Snittene inn til området i 2030 er nevnt nedenfor.

- 420 kV Namsos – Tunnsjødal
- 300 kV Verdal - Tunnsjødal
- 420 kV Nea - Järpströmmen
- 420 kV Vågåmo – Øvre Vinstra
- 420 kV Ørskog - Fardal

Det ble utført flere simuleringer i PSS®E, alle med utgangspunkt i en produksjonsøkning på 500 MW i Nordland og en forbruksøkning på 300 MW i Møre og Romsdal. Den totale produksjonen og forbruket i Nordland ble da henholdsvis 2642,42 MW og 1246,10 MW, og 961,76 MW og 1866,60 MW i Møre og Romsdal. I trøndelagsfylkene ble gitte verdier brukt, og området hadde da en produksjon på 1115,20 MW og et forbruk på 1707,70 MW. Produksjonsøkningen i Nordland blir begrunnet ut i fra planene om mye ny fornybar kraftproduksjon i området, i tillegg til høy eksisterende produksjon. Store vannkraftverk i Rana, Svartisen og Røssåga sørger for kraftoverskudd til tross for mye industri. Forbruksøkningen i Møre og Romsdal er antatt på grunn av forestillingen om økt forbruk innen kraftintensiv industri og elektrifisering av olje- og transportsektoren. Flyten går derfor sørover mot underskuddsområdet og forbruksøkningen i Midt. I fylkene i Midt-Norge ser vi at forbruket er større enn produksjonen, og bekrefter behovet for overføringskapasitet.

Modellen som ble brukt var 'Tunglast 2030 minimum', og inkluderer det minimum av planlagte nettførsterkninger som er tenkt fram mot 2030. Trolig vil flere utbygginger være realisert, men de gjennomførte simuleringene vil da representere et "underdimensjonert" scenario, og nettet vil være godt rustet dersom utfallskonsekvensene i de prøvde tilfellene blir minimale. Tabell 4 viser de planlagte prosjektene i Midt-Norge.

Tabell 4 - Oversikt over prosjektene i Midt-Norge. Kilde: NUP, 2011 [5].

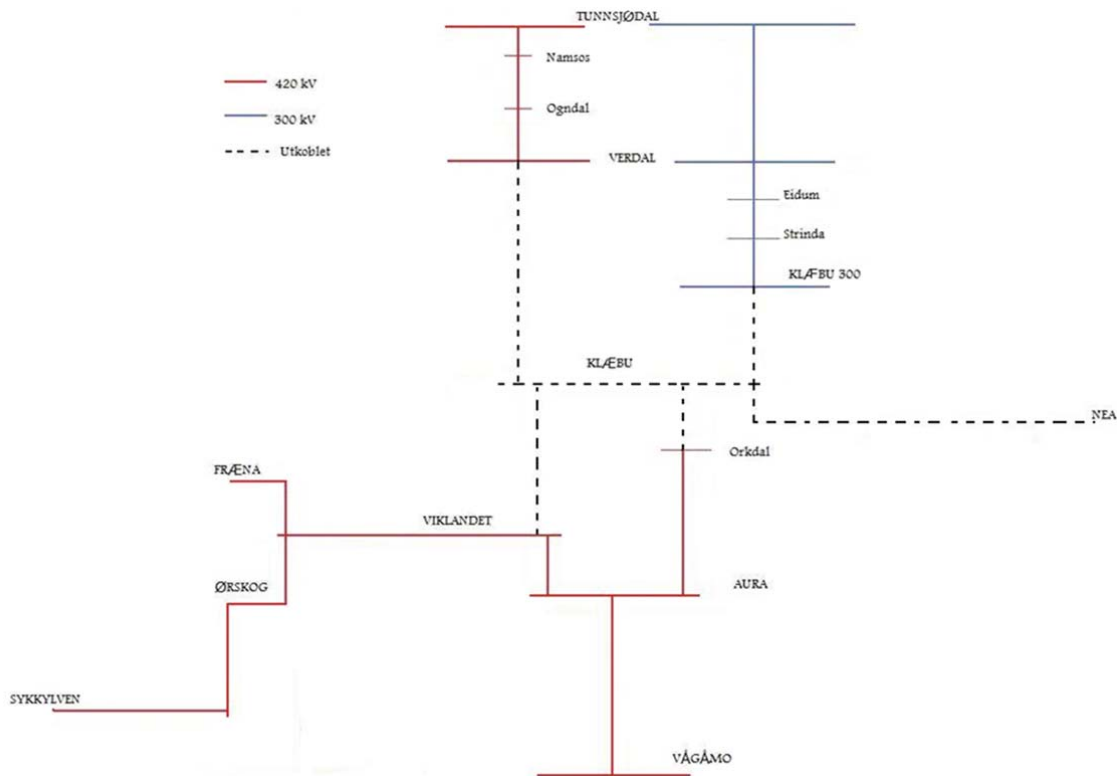
Under gjennomføring	Kostnads-ramme	Endelig konsesjon	Forventet Idriftsettelse	Begrunnelse	Kommentar
Ørskog-Fardal (Sogndal) 420 kV ledning	4000	2011-2012	2015	Forsyningsikkerhet Midt-Norge og ny kraftproduksjon	Det er gitt konsesjon på deler av strekningen
Reaktorer Midt-Norge: Viklandet, Klæbu, Nea	200	2011	2013	Overholde spenningsgrenser	
Pågående konseptvurderinger	Kostnads-Intervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Klæbu-Namsos, spenningsoppgradering	700-1000	2012	ca 3 år	Økt overføringskapasitet nord-sør og ny kraftproduksjon	Konsesjon søkt i mai 2010
Namsos-Roan-Storheia 420 kV ledning	800-1200	2012	3 år	Ny vindkraftproduksjon på Fosøn	Konsesjon 2010, vedtak påklaget. Realisering avhenger av vindkraftproducentene
Storheia-Snillfjord-Orkdal/Trollheim 420 kV ledning	2000-3000	2013	4-5 år	Ny vindkraftproduksjon i Snillfjordområdet	Konsesjon søkt mai 2010. Realisering avhenger av vindkraftproducentene
Trollheim – ny transformatorstasjon	200-300	2013-2014	2-3 år	Ny fornybar kraftproduksjon	
Klæbu-Aura/Viklandet, spenningsoppgradering	1000-1500	2014-2015	2-3 år	Økt overføringskapasitet nord-sør og ny kraftproduksjon	Må være på plass før Storheia-Snillfjord-Orkdal/Trollheim
Pågående konseptvurderinger	Kostnads-Intervall	Forventet konsesjon	Tid til ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Begrunnelse	Kommentar
Orkdal – Transformator kapasitet	40-60			Forsyningsikkerhet, nytt industriforbruk	
Viklandet-Fåberg, spenningsoppgradering	1500-2500			Økt overføringsbehov nord-sør/ny kraftproduksjon	

De ulike scenarioene som ble gjennomførte er listet nedenfor, og alle med den hensikt å strese nettet for å sjekke dets tålegrenser.

1. Dobbel samleskinnefeil på 420 kV Klæbu. Det ble samt testet for om et enkeltutfall kunne håndteres i tillegg, det ble forsøkt med brudd på linja Ørskog – Viklandet og Vågåmo – Aura.
2. Utfall av 420 kV Nea - Klæbu og 420 kV Ørskog – Sykkylven.
3. Utfall av linjene i scenario 2, i tillegg ble 300 kV Tunnsjødal – Verdal lagt ut.
4. Utfall av begge snittene nordfra; 420 kV Tunnsjødal – Namsos og Tunnsjødal – Verdal, i tillegg ble linja Nea – Klæbu koblet fra.

Det vil ikke bli gitt bilder fra PSS®E i denne oppgaven, på grunn av sikkerhetsbestemmelser.

8.2.1 Scenario 1 – salmeskinnefeil i Klæbu i tillegg til to enkeltutfall



Figur 18 - Dobbel samleskinnefeil i 420 Klæbu.

En dobbel samleskinnefeil på 420 kV i Klæbu vil være kritisk da Klæbu er et knutepunkt i nettet, et slags skille mellom sør og nord. Samleskinnefeil, enkel eller dobbel, er eksempel på en hendelse som kan gi store konsekvenser i kraftsystemet, avhengig av sted og tid. Dette er feil på komponenter som gjør at hele skinnen blir liggende spenningsløs, og kan komme av at skillekniven ligger på samleskinnesiden av effektbryteren, eller en kortslutning på en måletransformator [57]. Samleskinnefeil medfører utfall av alle linjer til og fra stasjonen, og følgefeil og lang nedetid kan komme som en konsekvens av dette.

Figur 18 viser intakte linjer og snittene inn til det definerte området, Midt. Flyten på 300 kV linja Verdal – Eidum – Strinda øker betydelig ved samleskinnefeil i Klæbu og produksjonsøkning i nord. Flyten er nær doblert og bruker mer enn 50 % av linjas kapasitet. Denne linja er fremdeles 300 kV i 2030, i motsetning til den andre nordfra som er spenningsoppgradert til 420 kV. På sikt er det nok tenkt at begge skal driftes på høyeste spenningsnivå. Den høye belastningen kommer av at mye av kraften som før kunne føres over 420 kV - linjestykket, Verdal – Klæbu nå må transporteres gjennom denne. Nea har mye produksjon og flyten vil snu og gå inn i Sverige. Likevel oppstår ingen kritiske situasjoner i sentralnettet. Dette kommer av at området sør for Klæbu er sikret gjennom snittene Ørskog – Fardal og snittet inn til Vågåmo, samtidig som området nord for Klæbu blir forsynt gjennom

strekene fra nord, hvor det også er et stort produksjonsoverskudd. Flyten på begge linjene inn til Møre og Romsdal øker betydelig, spesielt er endringen stor på linja Aura – Vågåmo, hvor flyten i tillegg snur kontra før samleskinnefeilen. Tabell 5 viser flyten på de linjene som får størst merkbar effekt av utfallet. Prosentvisene kan i enkelte tilfeller virke misvisende da den prosentvise endringen er moderat, selv ved stor endring i aktiv effektflyt, se Tabell 5. Dette kommer av at den reaktive effektflyten også vil medvirke på den totale strømbelastning i linja, og ved lav last på linja vil den selv produsere reaktiv effekt, mens den ved høyere last går mer mot å trekke reaktiv effekt. Ved store endringer i lastflyt vil også det reaktive effektuttaket variere.

Tabell 5 - Flytendring ved dobbel samleskinnefeil i Klæbu [MW %].

	Før samleskinnefeil		Etter samleskinnefeil	
Verdal - Eidum	305,5	33	600,1	66
Eidum - Strinda	274,3	30	518,3	57
Järpströmmen - Nea	14,3	2	-265	10
Vågåmo - Aura	-45,8	3	304,7	9
Ørskog - Viklandet	275,8	13	460,5	22

Det ble i tillegg sett på to enkeltutfall, samtidig som samleskinnen i Klæbu lå ute.

1. Utfall av Ørskog – Viklandet
2. Utfall av Vågåmo – Aura

8.2.1.1 Utfall av Ørskog - Viklandet

Utfall av linja Ørskog – Viklandet ga ingen ytterligere negative konsekvenser for sentralnettet. 132 kV parallellstrekket fra Ørskog mot Fræna får overlast, men dette vil være delt fra overliggende nett for å forhindre overlast. Ved å dele mellom Ørskog og Giskemo vil forsyningen ivaretas. Fenomenet kalles nettsplitting og er en del av systemvernet. Flyten inn til Ørskog blir da redusert til 55,7 MW. Snittet Vågåmo – Øvre Vinstra blir eneste snitt inn til området sør for Klæbu, og flyten på linja Vågåmo - Aura økte betraktelig, en tredobling av lasten kontra det som oppstod med bare samleskinnen i Klæbu ute, se Tabell 5. Linja har likevel mye ledig kapasitet, og systemet viser ellers ingen store forskjeller i forhold til det vi så før utfallet av denne linja. Området nord for Klæbu er upåvirket av det nye utfallet da sentralnettet i Midt-Norge er delt ved samleskinnefeil i Klæbu.

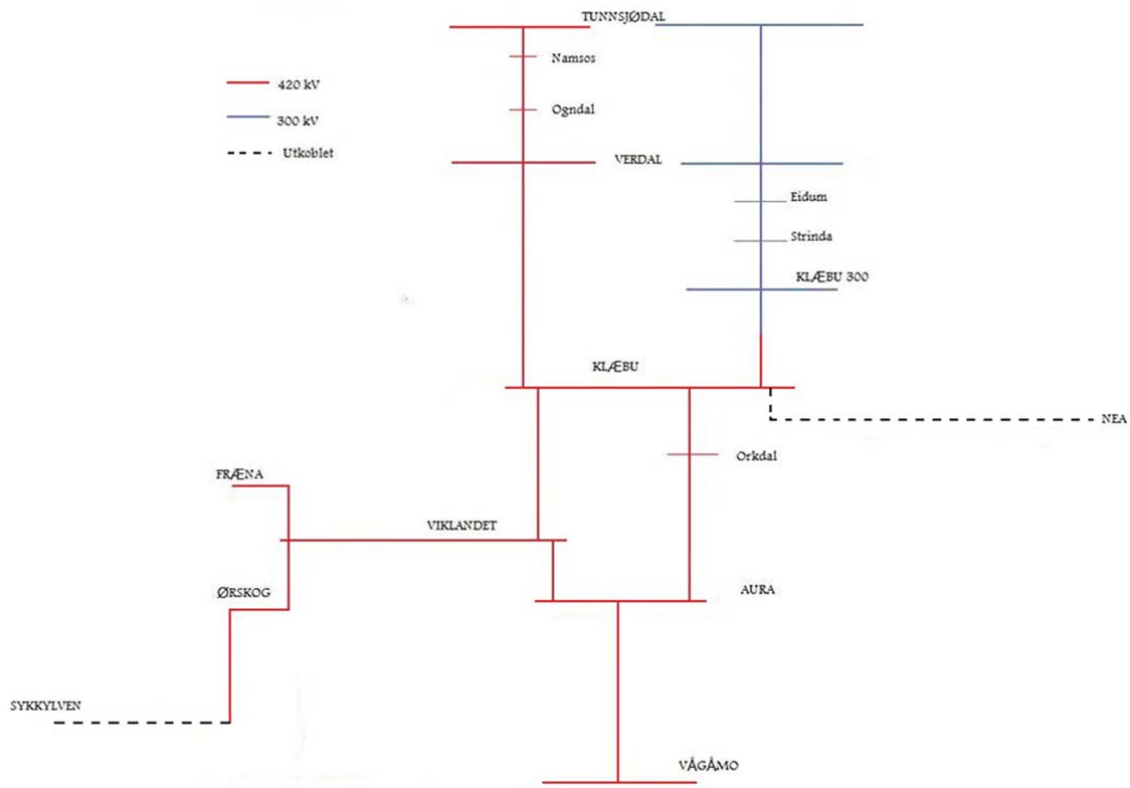
8.2.1.2 Utfall av Vågåmo - Aura

Vågåmo – Aura er ei linje det går mye flyt på ved Klæbu ute. Ved utfall på denne vil det på samme måte oppstå overlast i det parallelle 132 kV – strekket, som da vil være delt fra overliggende nett.

Flyten inn til området sør for Klæbu går via 420 kV linja inn til Ørskog. Ellers går dette systemmessig bra. Dette bekrefter at linja Ørskog – Fardal vil sikre forsyningsikkerheten inn til Midt-Norge da den som eneste snitt inn til området, dog bare for den sørlige delen av Midt-Norge i dette tilfellet, klarer å opprettholde sikker forsyning.

Før begge disse enkeltutfallene er det fremdeles to snitt "ledig" inn til forbruksfylket Møre og Romsdal, og områdets forsyning berges. Flyten på snittene fra nord kan fremdeles gå sørover da Trondheimsområdet og kraftkrevende industri i Trøndelagsfylkene vil bli forsynt fra disse. På denne måten unngås overlast i Nord-Norge til tross for produksjonsoverskuddet. Begge enkeltutfallene fører til at det bare er ett snitt inn til området sør for Klæbu, men dette gir ingen store problemer for resterende linjer, og viser robustheten til nettet. Ingen av enkeltutfallene gir endring i området nord for Klæbu. Da utfallene gikk uten videre problemer ble det ikke behov for å koble ut forbruk.

8.2.2 Scenario 2 – utfall av Nea-Klæbu og Ørskog-Sykkylven



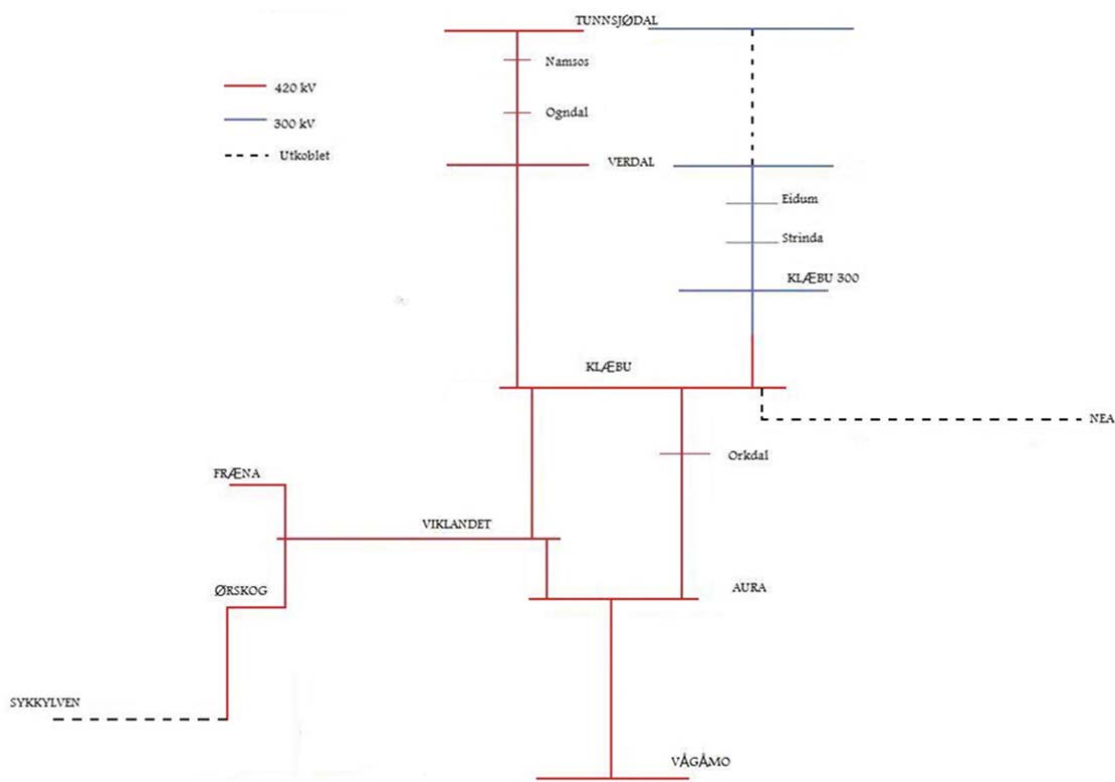
Figur 19 – Utfall av linjestrekkene Nea – Klæbu og Sykkylven – Ørskog.

Statnett drifter som sagt nettet i dag etter N-1 kriteriet, men på grunn av alle investeringene som er gjort i nettet fram mot 2030 ble det valgt å teste om systemet også kunne takle et dobbelutfall. Linjestrekkene Sykkylven – Ørskog og Nea – Klæbu, begge på høyeste spenningsnivå ble koblet ut, se Figur 19. Ørskog – Sykkylven er en del av den nye linja Ørskog – Fardal og ett av snitta inn til området, Nea – Klæbu fører importen fra Sverige og mye av kraften produsert i Nea. Disse ble derfor antatt som to svært viktige linjer. Utfallene førte til økt flyt på de resterende snitta, og spesielt var flytendringen på linja Vågåmo – Aura stor. Flyten snudde og var betydelig økt, se Tabell 6. Ørskog måtte nå forsynes fra Viklandet ved utfall på Ørskog – Sykkylven og flyten er med andre ord snudd. Mye av flyten inn til Aura gikk mot Viklandet, hvor endringen i linjeflyten før og etter utfallene er stor, dette kommer også av at både Fræna og Ørskog nå må forsynes via Viklandet. Ved brudd på Nea – Klæbu vil flyten snus, og det vil bli noe eksport til Sverige. 132 kV strekket fra Nea mot Eidum ville blitt overbelastet på enkelte linjer, men parallellstrekket vil være delt i utgangspunktet, i tilfelle utfall på Nea – Klæbu. Ved brudd mellom Nea og Greslifossen ville forsyningen likevel blitt ivaretatt. Kraften produsert i Nea må gå mot Sverige. Linjene fra Tunnsjødal sørger for at produksjonsoverskuddet i nord blir transportert sørover, og på denne måten unngås overlast på linjer i Nord-Norge. Tabell 6 viser flyten på enkelte linjer før og etter dobbelutfallet.

Tabell 6 - Flytendring ved utfall av Sykkylven – Ørskog og Nea – Klæbu [MW %].

	Før utfall		Etter utfall	
420 kV Verdal – Klæbu	579,7	34	700,3	40
300 kV Tunnsjødal – Verdal	372,7	41	419,1	46
420 kV Klæbu - Viklandet	184,5	10	193,8	12
420 kV Orkdal - Aura	260,1	13	254,7	16
420 kV Vågåmo – Aura	-45,8	3	408,6	12
420 kV Aura – Viklandet	32,8	11	482,7	29
420 kV Ørskog – Viklandet	275,8	13	-175,3	8
420 kV Järpstrømmen – Nea	14,3	2	-111,3	4

8.2.3 Scenario 3 – utfall av linjene i scenario 2 i tillegg til Tunnsjødal - Verdal



Figur 20 - Utfallshendelsene i scenario 2 i tillegg kommer utfallet av 300 kV Tunnsjødal – Verdal.

I scenario 2 i avsnitt 8.2.2 ble det sett på utfall av to betydningsfulle linjer, og det viste seg at nettet taklet utfall av disse to linjene. I dette scenarioet blir det derfor testet, med utgangspunkt i scenario 2, om nettet også kan takle et utfall av en tredje linje. Det blir med andre undersøkt om driftssikkerhetsnivået, N-3 kan forsvares.

300 kV Tunnsjødal – Verdal falt ut, i tillegg til linjene Sykkylven – Ørskog og Nea – Klæbu. Overskuddskraften fra nord har nå bare en linje sørover ut fra Tunnsjødal, se Figur 20, og flyten øker betraktelig på dette strekket. Men på grunn av mye ledig kapasitet på 420 kV - linja kan flyten overføres via denne uten større problemer. Ved Verdal blir mye av flyten transformert ned til 300 kV, og på denne måten avlastes 420 kV linja noe. Dette bidrar også til at Eidum og Strinda forsynes ut fra Verdal. Flyten inn til Aura og til Viklandet øker betydelig, dette kommer først og fremst av bruddet på snittet Ørskog – Fardal. Den store flytendringen kommer i hovedsak fra den økte flyten på linja Vågåmo – Aura. Det er fremdeles eksport til Sverige, men den er noe redusert kontra før utfallet av Tunnsjødal – Verdal. Tabell 7 viser de mest bemerkelsesverdige lastendringene ved utfall av tre linjer.

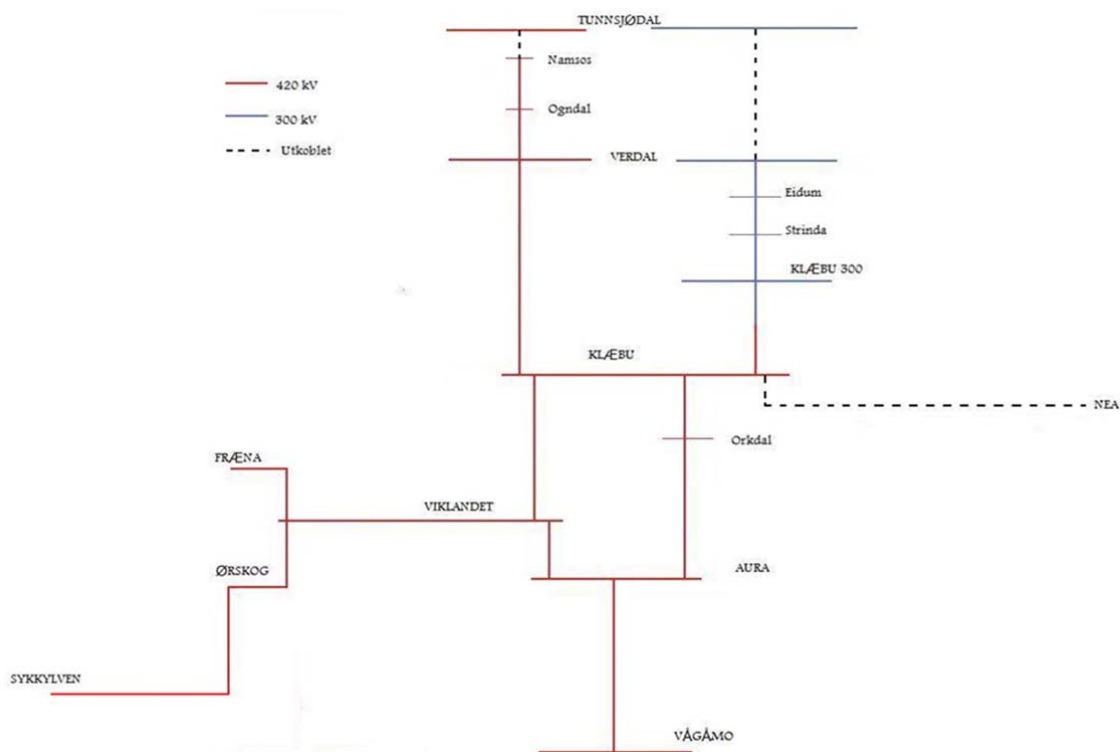
Tabell 7 – Flytendring ved utfall av Nea - Klæbu, Sykkylven - Ørskog og Tunnsjødal – Verdal [MW %].

	Før utfall		Etter utfall	
420 kV Tunnsjødal - Namsos	704,3	34	1157,8	58
420 kV Namsos - Ogndal	711,6	35	1156,1	59
420 kV Ogndal - Verdal	689,2	34	1128,5	58
420 Verdal – 300 Verdal	102,9	29	445,6	52
420 kV Verdal - Klæbu	579,7	34	673,7	39
300 Verdal - Eidum	305,5	33	275,8	30
420 kV Järpstrømmen - Nea	14,3	2	-94,2	4
420 kV Vågåmo - Aura	-45,8	3	464,8	14
420 kV Aura - Viklandet	32,8	11	503,3	30

Scenarioet viser at kraftsystemet faktisk kan tåle utfall av tre linjer, og i dette tilfellet tre betydningsfulle linjer. Dette gjenspeiler et sterkt nett, hvor forsyningen i Midt-Norge ivaretas ved to av fem snitt intakte. Heller ikke i dette tilfellet ble det behov for å koble ut forbruk for å gjenopprette driften. Hadde det blitt ett brudd på linjestrekket Tunnsjødal – Namsos – Ogndal – Verdal ville dette gitt større konsekvenser da denne driftes på høyeste spenningsnivå og har mye større kapasitet enn en 300 kV linje, som i dette tilfellet lå ute. Scenarioet som er utført er i utgangspunktet usannsynlig nok, og noe overdimensjonert, men konsekvensene ville blitt større ved utfall av tre linjer på høyeste spenningsnivå. Det er ut i fra Figur 14 planlagt, på lengre sikt at også 300 kV linja skal være spenningsoppgradert, så trolig hadde ikke dette blitt et problem i 2030, da oppgraderingen sannsynligvis er gjennomført. Men ved 300 kV, vil linja antageligvis få overlast, og produksjonsfrakobling i nord hadde blitt nødvendig. Eventuelt kunne forbruk blitt koblet ut i Midt-Norge for å begrense flyten nordfra. Faren ville da eventuelt blitt at det hadde blitt for mye produksjon i forhold til forbruk innad i Nord-Norge.

Scenarioet over, med utfall av tre linjer til samme tid, hvor ett av utfallene er én av de to ut fra Tunnsjødal, impliserer et så komplisert scenario at sannsynligvis vil det ikke være samfunnsøkonomisk å bygge ut nettet etter utfallsscenarioer av en slik dimensjon.

8.2.4 Scenario 4 – utfall av snittene fra nord og Nea - Klæbu



Figur 21 – Utfall av Tunnsjødal – Namsos, Tunnsjødal – Verdal og Nea – Klæbu.

I dette scenarioet blir det sett på et tilfelle der begge snittene sør fra stasjonen i Tunnsjødal ligger ute, i tillegg til Nea – Klæbu, se Figur 21. Flyten vil endres betraktelig i dette tilfellet. Den totale flyten på disse to linjestrekkene før feil var 1077 MW, og utgjør en betydelig last inn til Midt-Norge. Nord-Norge vil oppleve et kraftoverskudd, uten muligheter til å frakte dette sørover. Overbelastning på flere linjer og transformatoren i Nedre Røssåga blir utfallet av hendelsene. Men på grunn av systemvern vil produksjon bli koblet ut. Ved om lag 300 MW i produksjonsfrakobling berget sentralnettet driften.

Flyten som i utgangspunktet er nord – sør endres og går nå ut fra Møre og Romsdal og nordover, da alle snittene inn til trøndelagsfylkene ligger ute. Snitta inn til Møre og Romsdal er intakte, og mye ledig kapasitet på begge disse gjør at ingen ytterligere konsekvenser av utfallene oppstår i område Midt. Ut i fra Tabell 8 ser man tydelig at flytretningen endres ved utfall av 420 Tunnsjødal – Namsos og 300 Tunnsjødal – Verdal da begge disse har stor last før utfall. Lasten inn til Ørskog og Aura øker betydelig, spesielt er endringen stor på linja Vågåmo – Aura som snur retning og øker fra -45,8 til 785,7 MW. Dette kommer av at disse to snitta nå må forsyne hele underskuddsområdet, og flytendringen blir betydelig da effekten som går på linjene ut fra Tunnsjødal i utgangspunktet er stor. Nord-Norge er et overskuddsområde, og har mulighet til å overføre mye effekt ut av området, ved

ingen forbindelser sørover vil flyten bli stor innad i området. Ved å koble ut forbruk, om lag 300 MW ble forsyningen ivaretatt og snitta inn til Møre og Romsdal viste seg å ha tilstrekkelig kapasitet til å berge Midt-Norge alene.

Tabell 8 - Flytendring ved utfall av Tunnsjødal - Namsos, Tunnsjødal - Verdal og Nea – Klæbu [MW %].

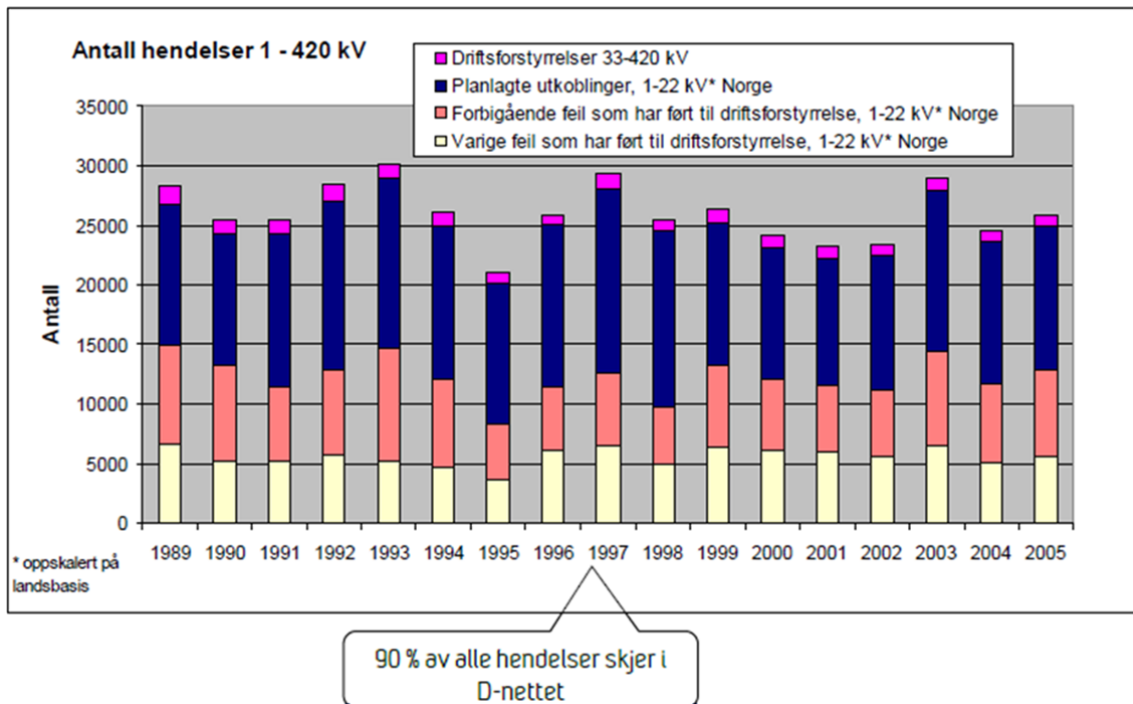
	Før utfall		Etter utfall	
420 kV Tunnsjødal - Namsos	704,3	34	-	-
300 kV Tunnsjødal - Verdal	372,7	41	-	-
420 kV Namsos - Ogdal	711,6	35	12,3	2
420 kV Ogdal - Verdal	689,2	34	-7,4	2
420 kV Verdal - Klæbu	579,7	34	-185,0	15
420 kV Klæbu - Viklandet	184,5	10	-283,3	12
420 kV Klæbu - Orkdal	381,4	16	-425,0	17
420 kV Vågåmo - Aura	-45,8	3	785,7	24
420 kV Ørskog - Viklandet	275,8	13	837,4	41
420 kV Nea - Klæbu	214,8	9	-	-

Scenarioene utført i PSS[®]E viste at sentralnettet i 2030 kan håndtere at både to og tre hendelser inntreffer til samme tid, uten at det er fare for at noen kan miste strømmen. I dag ønskes det at nettet skal driftes etter N-1 kriteriet, men likevel oppstår situasjoner hvor faren for mørklegging er til stede. Figur 13 viste antall timer hvor N-1 ikke var tilfredsstillt enkelte steder i 2010. I Lofoten var tallet spesielt høyt, men også i det mye omtalte BKK - området. I 2030 ser det ut til at drift med både N-2 og N-3 kriteriet kan tilfredsstilles. Utfallsscenarioene bekrefter sentralnettets robusthet og lave feilrate. Et nasjonalt 420 kV nett har økt overføringskapasiteten betydelig, og sikret forsyningen i alle landsdeler. I tillegg er utfall av en slik størrelsesorden som det er vist i disse simuleringene svært sjeldne og usannsynlige, og at det da likevel viser seg at sentralnettet berges igjennom er positivt for Statnett.

På grunn av at utfallet av scenarioene ble så bra som de ble, ble det ikke sett på utkobling av forbruk som et tiltak i utfallsscenarioer, da det ikke var nødvendig. Likevel vil det kunne tenkes at forbruk kan brukes i system- og balansetjenester, og erstatte noe av den opp- og nedreguleringen av produksjon som man ser i dag. I tillegg vil det ved innslag av langt mer uregulerbare og ufleksible energikilder være en fordel å kunne benytte forbruk som reserve. Å aggregere forbruket kan bli nødvendig for å oppnå tilstrekkelig volum og pålitelighet. Inntoget av AMS vil bli en viktig brikke i denne utviklingen.

9 Diskusjon

Utfallsituasjonene som ble simulert i lastflytanalysene var av en slik dimensjon at det er veldig usannsynlig og om tilfelle, svært sjelden at feil av en slik størrelse oppstår. At sentralnettet likevel berges igjennom gjenspeiler at nettet har mye ledig kapasitet og høy driftssikkerhet. Neste generasjon sentralnett skal stå ferdig i 2030, og de store oppgraderingene og nybyggingene har gjort nettet robust, Figur 1 viser tiltakene Statnett står foran fram mot 2030. Det ble ikke i noen særlig grad sett på konsekvensene utfallene fikk i distribusjonsnettet, og trolig ville utfallene blitt en annen her. Utkobling av forbruk for å berge forsyningen kan muligens vise seg å bli nyttig ved de lavere nettnivåene, til tross for at det ikke var nødvendig i sentralnettet. Sentralnettet er på en annen side forholdsvis smart slik det fremstår i dag, kontra distribusjonsnettet. Overvåking av fjernstyrte brytere og anlegg for å håndtere reaktiv effekt er noen av de "smarte" løsningene som har gjort sentralnettet til ett av Europas mest effektive. Figur 22 bekrefter også sentralnettets feilrate kontra det man har ved lavere spenningsnivå. Av figuren ser man at 90 % av hendelsene skjer i distribusjonsnettet (D-nettet) og indikerer at de nye og smarte løsningene trolig vil ha større nytte her.



Figur 22 - Antall hendelser ved de ulike spenningsnivåene i perioden 1989 - 2005. Kilde: G. Kjølle, 2011 [29].

Hadde scenarioene utspunnet seg i dagens nett ville trolig utfallene blitt en helt annen, også i sentralnettet. Ved samme betingelser rundt AMS og større prisvariasjoner som de vi sannsynligvis har i 2030, ville fleksibelt forbruk antageligvis kunne vært benyttet ved utfall. Langt mindre utfall enn

hva som er blitt utprøvd i denne oppgaven ville kunne tolereres. Linja Ørskog – Fardal blir etter planen idriftsatt i 2015, og lastflytanalysene bekreftet at denne vil bli viktig. En av begrunnelsene for byggingen var også at den skal sikre Midt-Norge en god strømforsyning. I tillegg er to av snitta inn til området spenningsoppgraderte. En spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV kan øke kapasiteten med 40-80 %. Alle disse faktorene har bidratt til de resultatene som analysene ga.

Til tross for at fleksibelt forbruk ikke ble nødvendig i utfallssituasjoner i sentralnettet, vil behovet for reserver øke i fremtiden på grunn av mye innfasing av uregulerbare energikilder og større kobling mot Europa. Det er ønskelig at fleksibelt forbruk skal kunne benyttes som frekvensreserve og som reserve på energimarkedene. I dag er disse forbeholdt produksjonssiden, men med mye ufleksibel kraftproduksjon vil markedet åpnes for forbruk som reserve. Slik markedet er i dag er det ikke gitt incentiver til forbruksutkobling, og trolig er økonomisk gevinst viktigste drivkraft for å ville delta. Prisfleksibiliteten har vært lav i Norge. Ved kobling mot det prisvarierende markedet i Europa og ved utrulling av AMS vil det bli lagt til rette for at mindre forbrukere også kan delta med sin fleksibilitet. Fram til i dag har det i hovedsak vært forbeholdt kraftkrevende industri. Flexibiliteten fra mindre sluttbrukere vil i hovedsak komme fra utkobling av varmtvannstanker og andre trege laster. Tilgjengelig volum og tidsrespons blir avgjørende for utviklingen, da energimarkedene stiller krav til minstekvantum og frekvensreservene må være av en slik pålitelighet at gitt mengde er tilstrekkelig og kjent. På grunn av at Norge sitter med mye regulerbar vannkraft har begrepet grønt batteri blitt tildelt. Dette vil potensielt øke foredlingsevnen til norsk vannkraft, og økt reservekapasitet kan utgjøre en fremtidig ny inntekt for Statnett og Norge. Utvexling av reserver på kablene vil øke verdien av overføringskapasiteten. På den nye forbindelsen mellom Norge og Jylland, som skal idriftsettes i 2015 er det allerede avtaler om overføring av både primær- og sekundærreserver [16]. Noe av kapasiteten blir med andre ord tatt bort fra spotmarkedet, men utvekslingsverdien av reservene blir ansett høyere.

Skal teknologien fullt ut la seg realisere, er det trolig nødvendig å samle det fleksible forbruket i større "energipakker", en aggregator blir et mellomledd mellom forbruker og nettselskap. En slik løsning vil legge til rette for at tilstrekkelig volum oppnås, og derav økt pålitelighet. Ved tilfredsstillende pålitelighet kan det antas at aggregert fleksibelt forbruk også kan benyttes ved svært anstrengte og kritiske situasjoner, og på denne måten forhindre at manuell utkobling blir nødvendig for eksempel på grunn av rasjonering. Dette vil også opprettholde forbrukernes velvære, og mørklegging av hele områder vil kunne bli unngått [6]. Dette blir en form for belastningsfrakobling, og potensialet for at aggregert forbruk og produksjon kan bidra med systemvern er ikke utenkelig. Utfordringene ligger nok en gang rundt tilstrekkelig volum og geografisk plassering. Ved utfall av en linje med for eksempel 500 MW last vil det ved hjelp av aggregert produksjon av småskala

vannkraftverk kreve minimum 50 verk for å oppnå nødvendig mengde. At så mange småkraftverk ligger innenfor et visst geografisk område er lite trolig. Det er strenge krav til reservene systemansvarlig skal gjøre seg nytte av. Mengde, tidsrespons og kontroll er krav det stilles forventninger til. Forbruket må være fleksibelt for å kunne være en reserve, men dette alene trenger ikke å kvalifisere som reserve.

Topplasten er dimensjonerende for nettutbygging. Prissignaler som resulterer i lastflytting, kan føre til redusert topplast. Ved AMS hos alle forbrukere, større andel trege laster og langt flere elbiler, i tillegg til sterkere økonomiske incentiver for forbruksflytting vil lastflytting i topplasttimer forhåpentligvis bli utført hos mange forbrukere. Med en slik forventning er det trolig at topplasten vil kunne reduseres. Lastflytanalysene viste at nettet i 2030 tåler utfall av tre betydningsfulle linjer. Slik det blir ansett i dag er det ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt for Statnett å drifte nettet etter sikkerhetskriteriet, N-2. Det kan derfor stilles spørsmålstegn rundt nettets samfunnsøkonomiske lønnsomhet også i 2030. Men samtidig skal nettet i 2030 legge til rette for mye ny fornybar kraftproduksjon, som Norge blant annet er pliktige til å realisere gjennom de grønne sertifikatene, øke forsyningssikkerheten og bidra til økonomiske vinninger som følge av mye regulerbar kraftoverføring til Europa. Det trolige kraftoverskuddet i Norge må føres ut av landet. Dette vil føre til mye langveis kraftoverføring, og høy utnyttelse av nettet. Elektrifisering av petroleums- og transportsektoren vil også kunne bli realisert, og generelt er forbruket spådd å øke på grunn av befolkningsvekst og økonomisk vekst. Forsyningssikkerhet skal inkludere muligheten til å forsyne forbrukerne med energi og effekt i topplastsituasjoner, så selv om nettet virker overdimensjonert i forhold til sikkerhetskriteriet N-1, trenger det ikke å være det i forhold til å unngå flaskehalsen i nettet.

Hvorvidt fleksibelt forbruk kunne erstattet noen av disse investeringene er vanskelig og si, da kravene rundt volum, plassering og tidsrespons må ha en veldig høy pålitelighet for at utkoblingen av forbruk skal kunne anses tilstrekkelig i utfallssituasjoner. Statnett skal dimensjonere for ekstremer og det innebærer at alt som kan skje, skal kunne skje uten at dette går på bekostning av forsyningssikkerheten. Ved ekstremisituasjoner som ved stormen Dagmar, jula 2011, hvor over en million sluttbrukere ved et gitt tidspunkt var uten strøm, kan det bli kostbare minutter for nettselskapene. De totale kostnadene for nettselskapene påløp til 450 millioner kroner, hvor Statnett alene ble belastet for 105 millioner kroner. Dette bekrefter kanskje nytteverdien for Statnett i å bygge et så robust nett som de ser ut til å ha gjort fram mot 2030. Ved flere forventete ekstremisituasjoner vil dette kunne bli avgjørende for en tilfredsstillende forsyning i fremtiden.

10 Konklusjon

Europa står foran store omveltninger på produksjonssiden. På grunn av politiske klimamål skal mye forurensende kraftproduksjon erstattes med fornybar produksjon. Dette vil i stor grad dreie seg om vindkraft, som er en uregulerbar energikilde. Norge er pålagt gjennom de grønne sertifikatene å bygge ut 13,2 TWh ny fornybar kraftproduksjon innen 2020, dette vil dreie seg om småskala vannkraft og vindkraft. Driftsmessige utfordringer ligger rundt tilkoblingen til det underliggende nettet som vil by på problemer for vernløsningene og spenningsstabiliteten, produksjonen er i tillegg sporadisk. Behovet for reserver vil øke da produksjonsuttaket varierer med værforholdene. Større kobling mot Europa vil øke foredlingsverdien til norsk vannkraft. Fordelen med vannkraftproduksjon er at denne kan reguleres opp og ned raskt ved lave driftskostnader, Norge blir derfor sett på som Europas potensielle grønne batteri.

Det ble utført stasjonære analyser i programmet PSS/E med Statnetts modell av nettet i Norge i 2030. Det ble sett på enkelt-, dobbelt- og trippelutfall av enkeltkomponenter i Midt-Norge, og behovet for å koble ut fleksibelt forbruk. Utfallsscenarioene bekreftet at sentralnettet i 2030 er sterkt, og at behovet for utkobling av fleksibelt forbruk ikke er nødvendig i utfallssituasjoner basert på analysene utført i denne oppgaven. Statnett ønsker å drifte nettet etter N-1 prinsippet, det vil si at nettet skal tåle utfall av en enkeltkomponent uten at det går på bekostning av forsyningen. Likevel oppstår det tilfeller hvor et utfall vil kunne resultere i strømbrudd, Bergensområdet har vært sårbart både på grunn av ikke-tilfredsstillende forsyning inn til området, men også internt i BKK – området, driftssituasjoner hvor utfall ville ført til helt eller delvis mørklegging har derfor oppstått. Analysene viste likevel at nettet i 2030 kan tåle utfall av både to og tre betydningsfulle linjer uten at forsyningen ble rammet. Linjene som ble lagt ut var i hovedsak snittene inn til området, og overføringen på disse linjene er tidvis stor da Midt-Norge er et underskuddsområde. Det ble derfor antatt at dette ville gi de største konsekvensene. Scenariene ga likevel ingen fatale konsekvenser, og viser nettets styrke i 2030.

Nettmodellen som ble brukt gir et minimum av de nettutbygginger som er planlagt, og nettet kan derfor i teorien være sterkere enn det vi så i denne oppgaven. For eksempel er det på sikt planlagt at begge snittene nordfra skal være på høyeste spenningsnivå, i tillegg krever de planlagte vindkraftutbyggingene på Fosen og i Snillfjordområdet at linja Namsos – Roan – Storheia – Snillfjord – Orkdal/Trollheim er i driftssatt, denne er ikke inkludert i oppgavens nettmodell, og den potensielle økte produksjonen på grunn av vindkraftutbyggingen ble ignorert. Det ble i analysen antatt en

produksjonsøkning i Nordland på grunn av store potensial for både småskala vannkraft- og vindkraftutbygginger, og gir området et kraftoverskudd. Møre og Romsdal fikk en forbruksøkning med begrunnelse i ny industri, innfasing av industri som ble koblet ut i forbindelse med finanskrisen og elektrifisering av petroleumsindustrien. I tillegg er det antatt en befolkningsvekst og økonomisk vekst i området som vil kunne bidra til forbruksøkning. Økningene ble utført for å stresse nettet, og spesielt vil de to linjene ut fra Tunnsjødal oppleve økt flytoverføring. Flyten vil gå fra overskuddsområdet i nord til underskuddsområdet, Midt-Norge.

Ett gjennomgående trekk ved lastflytanalysene var stor flyt på linjesnittene nordfra, dette kommer av at området får et forholdsvis stort produksjonsoverskudd som det er fordelaktig å transportere sørover til underskuddsområdet i midt. Så fremt begge linjene ligger inne er det mye ledig kapasitet på begge strekkene. Linja Nea – Klæbu er betydningsfull da den overfører den importerte kraften fra Sverige i tillegg til mye av kraften produsert ved Neaverkene. Ved utfall av denne, blir det eksportert kraft til Sverige. Parallellstrekket 132 kV Nea – Eidum vil få overlast ved utfall av Nea – Klæbu og vil være delt fra overliggende nett for å berge forsyningen og øke overføringskapasiteten. Det er vanlig prosedyre at parallelle linjestrekk er delt fra overliggende nett, i tilfelle brudd på 300 eller 420 kV. Ved utfall av ett av snittene inn til Møre og Romsdal vil det resterende snittet få en betydelig lastøkning, men da begge er sterke linjer ved høyeste spenningsnivå er det mye ledig kapasitet og konsekvensene er minimale. Ørskog – Fardal som skal stå ferdig i 2015, blir bygd med utgangspunkt i å sikre Midt-Norge en god strømforsyning. Når man da i 2030 har to sterke snitt bare inn til Møre og Romsdal impliserer dette styrken. I siste scenario ble begge linjene ut fra Tunnsjødal koblet ut, og ga overlast på enkelte linjer i Nord-Norge og transformatoren i Nedre Røssåga. Her ligger det allerede systemvern inne, og forsyningen ville blitt ivaretatt ved utkobling av produksjon. I underkant av 300 MW måtte kobles ut for å berge forsyningen.

Det ble i denne oppgaven i hovedsak sett på sentralnettet og konsekvensene utfallene ga her. Parallellstrekene i underliggende nett fikk overlast ved utfall av linjer på de høyeste spenningsnivåene, men som allerede nevnt ville disse blitt delt fra overliggende nett. Utkobling av forbruk kunne antageligvis vært en mulighet i de lavere nettnivåene, spesielt ved mye distribuert kraftproduksjon tilknyttet. Ved stor produksjon kan det også bli aktuelt å koble inn forbruk, og dette inngår også som en del av fleksibiliteten. Ved å benytte aggregatorer kan man i større grad anta at distribuert produksjon og fleksibelt forbruk kan redusere noe av bruken av system- og balansetjenester. utfordringene i distribusjonsnettet ligger blant annet rundt spenningskvalitet og vernløsninger. Dette ble likevel ikke prioritert i denne oppgaven.

På grunn av mye ny kraftproduksjon fra uregulerbare energikilder og mange utenlandsforbindelser er det forventet at antallet ubalanser vil stige og at behovet for reguleringsreserver vil øke. Bruk av fleksibelt forbruk vil da i langt større grad kunne tas i bruk ved implementering av AMS- målere. I dag har noe industri avtale om belastningsfrakobling, men integrering av mindre forbrukere er ikke utbredt i dag på grunn av mangel på incentiver og styringssystemer. Problemet med fleksibelt forbruk fra mindre sluttbrukere er å oppnå tilstrekkelig volum. For å kunne delta på de ulike markedene er det som regel krav til minstekvantum, og disse er satt høyere enn hva det er realistisk at en enkeltforbruker kan klare alene. En aggregator er en oppsamler av tilgjengelige forbrukslaster og distribuert småskalaprodusenter som tilbyr ressursene til aktører i kraftsystemet som har behov for ressurstilførselen. En aggregator vil altså gjøre det mulig for små forbrukere å ta del i forbrukerfleksibiliteten, da flere små forbrukere kan samles til en større, fleksibel "pakke". Skal Statnett og nettselskaper kunne benytte seg av fleksibelt forbruk er de avhengige av å ha kontroll på volum, tilgjengelighet, responstid og geografisk spredning. Prisfleksibiliteten har vært lav i Norge med liten endring i kraftprisene gjennom døgnet, noe som har gjort at produksjonsenhetene har blitt benyttet ved ubalanser. Ved større kobling mot det prisvarierende markedet på kontinentet og ved utforming av tariffer vil incentivene for å endre eller flytte forbruket øke, da vinning i egen strømgjenging trolig er største motivasjonsfaktor. Dersom teknologien kommer dit at dette kan realiseres kan bruk av fleksibelt forbruk potensielt utgjøre en tjeneste Statnett kan dra nytte av. Fordelen med dette er også at forbruket kan reduseres der hvor det er behov for det, kontra ved bruk av produksjon der kraften gjerne må overføres over lengre distanser, som igjen gir en høyere utnyttelse av kraftsystemet.

Det var ønskelig å se på hvordan fleksibelt forbruk kunne utfordre dagens sikkerhetskriterie. Nettet driftes i dag så langt det lar seg gjøre etter N-1 prinsippet, og innebærer at nettet skal tåle utfall av en kritisk enkeltkomponent uten at dette går på bekostning av forsyningen. Med bakgrunn i at innenlandsknettet i 2030 er veldig sterkt ble det ikke behov for å koble ut forbruk, da det viste seg at utfall av både to og tre linjer gikk tilnærmet problemfritt. Det er derfor lite trolig at driftssikkerheten vil bli truet. Hendelsene det ble testet for er også av en slik dimensjon at sannsynligheten for at uhellene inntreffer er lav, og det trengs derfor ikke noe supplement til kriteriet.

"Fremtiden er usikker, men elektrisk!" Auke Lont.

11 Veien videre

Et nasjonalt 420 kV nett har gjort sentralnettet robust, og sikret de områder hvor forsyningssikkerheten ikke har vært tilfredsstillende i dag. Simuleringene i denne oppgaven ble bare utført i Midt-Norge, men viste at forbrukerfleksibilitet ikke blir nødvendig i utfallssituasjoner. Trolig ville simuleringer i andre landsdeler gitt samme resultat, men dette er noe det eventuelt kunne blitt sett nærmere på.

Utkobling av fleksibelt forbruk ble ikke ansett nødvendig i utfallssituasjoner, men det ble sett på alternative måter å benytte forbrukerfleksibiliteten. Flexibelt forbruk som reserve på energimarkedene og som system- og balansetjeneste er alternative bruksområder. Men det ble i hovedsak sett på konsekvensene utfallene fikk på sentralnettet, antageligvis ville utkobling av forbruk hatt større nytte i distribusjonsnettet. Dette ble ikke prioritert i denne oppgaven, men det kunne vært interessant og sett nærmere på bruksområdet i de lavere nettnivåene. En aggregator vil antageligvis bli avgjørende for nyttiggjøringen av forbruk fra mindre forbrukere.

Produksjonsbildet vil endres, og mye uregulerbar kraftproduksjon vil minke produksjonssidens fleksibilitet og legge til rette for å ta i bruk fleksibelt forbruk. Det er vanskelig å forutsi hvordan samfunnet vil være om tjue år, og utviklingen av fremtidens smarte nett vil dreie seg om mye ny teknologi og nye markedsløsninger, det kunne derfor vært betydningsfullt å se på løsninger for utnyttelse av fleksibelt forbruk til system- og balansetjenester via en aggregator. Faktorer av interesse kunne vært:

- Tilgjengelig volum (MW)
- Responstid
- Datasystem
- Støtte og utvikling av tariffer
- Markedsløsninger
- Ansvarsfordeling
- Økonomiske forhold

Referanseliste

1. Statnett SF. *Neste generasjon sentralnett 2011 - 2030*. 2011. Statnett SF.
2. Statnett SF, *Årsrapport 2011*, 2011: Tilgjengelig fra: <http://www.newsweb.no/newsweb/attachment.do?name=Statnett%20%C5rsrapport%202011.pdf&attId=98339>.
3. Gaudestad, A. *Store muligheter for landbasert vindkraft i Norge*. v/ NEF-konferansen. 2010. Grimstad: SAE Vind.
4. Utne, A. *Sentralnettstariffen 2011 & Neste generasjons prisstrategi*. v/ Regionmøte Trondheim. 2010. Statnett SF.
5. Løvås, G.G., *Nettutviklingsplan 2011*, 2011, Statnett SF: Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf>.
6. Statnett Kube 2011, *Smart Grid og Statnett - Et studentprosjekt*. 2011.
7. Statnett SF. *Systemvern*. 2008 [Lasted ned: 12. mai 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/System--og-balansetjenester/Systemvern/>.
8. Gjerde, J.O., et al., *Delrapport 1: Transmisjon*, 2010, Energi21: Tilgjengelig fra: <http://www.smartgrids.no/attachment.ap?id=3>.
9. Energinet.dk and Dansk Energi. *Smart Grid In Denmark*. [Lasted ned: 19. juni 2012]; Tilgjengelig fra: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/Smart%20Grid%20in%20Denmark.pdf>.
10. Öhlen, C. *The global development of power transmission - from micro grid to macro grid*. v/ Elkraftdagen.
11. Gjerde, J.O. *Smart Grid og Øydrift*. v/ Småkraft og Nett. 2011. Statnett SF.
12. Sand, K. *Smarte nett - Fra tradisjonell distribusjon til intelligens transport og utveksling av elenergi*. [Lasted ned: 3. oktober 2011]; Tilgjengelig fra: <http://www.standard.no/Global/PDF/Elektro-NEK/Lavspenning/Seksjon6-1-Sand-Smart-Grid.pdf>.
13. Hamnes, L. and P.-I. Nikolaisen, *Når hackerne tar strømmen*, in *Teknisk ukeblad* 07122012. s. 38 - 45.
14. Meland, P., A. Tjeldflåt, and T.S. Wahl, *Forbrukerfleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*, 2006, NVE: Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202006/Oppdragsrapport%20A%202006/oppdragsrapportA7-06.pdf>.
15. Maria Bartnes Line, Gorm Johansen, and H. Sæle, *Risikovurdering av AMS - Kartlegging av informasjonssikkerhetsmessige sårbarheter i AMS*, 2012, SINTEF: Tilgjengelig fra: <http://www.sintef.no/Publikasjoner-SINTEF/Publikasjon/?pubid=SINTEF+A22318>.

16. Rue, Ø.K., *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2012*, 2012, Statnett SF: Tilgjengelig fra: http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/Statnett_SMUP_24_05_Ink_Low.pdf.
17. Sand, K. *SmartGrids - Keiserens nye nett? v/ EFIKS 2011*. 2011. Trondheim.
18. Foosnæs, A.H. *Case Danmark - ambisjoner og resultat. v/ Nettkonferansen 2011*. 2011. Siemens.
19. Rue, Ø., *Tertialrapport fra landssentralen*, 2010, Statnett SF: Tilgjengelig fra: http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Tertialrapport/Tertialrapport%20fra%20landssentralen_1_2010.pdf.
20. Dybdal, A. *Forbrukerfleksibilitet i systemdriften. v/ Teknologisk Møteplass*. 2011.
21. Statnett SF, *Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan 2009*, 2009: Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/SMUP%202009.pdf>.
22. Whitley, D. *LFC - avtaler bedrer driftssikkerheten i det nordiske kraftsystemet*. 2012 [Lastet ned: 13. mai 2012]; Tilgjengelig fra: <http://nettopp.statnett.no/aktuelt/nyheter/konsern/Sider/LFC-avtaler-sikker-driftssikkerheten-i-det.aspx>.
23. Grande, O.S., H. Sæle, and G. Solem, *Økt priselastisitet hos husholdningskunder. Kunderespons og endring i forbruksmønster og pilottester*, 2007, S.E. AS.
24. Sæle, H. *Miljømessige gevinster ved AMS. v/ Norges Energidager 2011*. 2011. SINTEF.
25. Statnett SF. *Elspot*. 2008 [Lastet ned: 18. november 2011]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/en/The-power-system/The-power-situation/Market-functions/Elspot/>.
26. Statnett SF. *Norway joins the Elbas intra day market on the 4 March 2009*. 2009 [Lastet ned: 18. november 2011]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/en/News/News-archive-Temp/News-archive-2009/Norway-joins-the-Elbas-intra-day-market-on-the-4-March-2009/>.
27. Wangensteen, I., *Power System Economics - the Nordic Electricity Market* 2006, Trondheim. Antall sider: 354.
28. Norges vassdrags- og energidirektorat. *Regulerkraftmarkedet*. 2008 [Lastet ned: 18. november 2011]; Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Engrosmarkedet/Regulerkraftmarkedet/>.
29. Kjølle, G.H. *Teknologisk utvikling og forsyningssikkerhet. v/ Energiutvalget 25. august 2011*. 2011. SINTEF.
30. Olje- og energidepartementet. *Litt mindre. Hver dag!* 2011 [Lastet ned: 21. februar 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/aktuelt/nyheter/2011/litt-mindre-hver-dag.html?id=631105>.

31. Nordgård, D.E. *Distribuert produksjon tilknyttet nettet*. 2011 [Lastet ned: 2. februar 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2011/Nr-1---mai/Artikkel121111111111/>.
32. Petterteig, A. *Smart Grid Pilot - Reguleringsstrategier for spenning i distribusjonsnett med småkraft*. v/ *Energi Norge konferanse: Småkraft og nett*. 2011. SINTEF.
33. Dyken, S.v., *Utforming av distribusjonsnett med mye distribuert produksjon*, 2011, SINTEF: Tilgjengelig fra: <http://www.sintef.no/project/OiDG/NEF%20Teknisk%20M%C3%B8te%202011/van%20Dyken%20-%20Utforming%20av%20distribusjonsnett.pdf>.
34. THEMA Consulting group, *En landsdel på vent - Nett og verdiskapning i Midt-Norge og Sogn og Fjordane*, 2011: Tilgjengelig fra: http://www.tc.no/userfiles/file/nettogverdskapning_midt-norge.pdf.
35. Statnett SF. *Endring av vilkår for Regulerkraftmarkedet*. 2009 [Lastet ned: 28. mai 2012]; Tilgjengelig fra: http://www.google.no/url?sa=t&rct=j&q=regulerkraftmarkedet%20%2B%2010%20m&source=web&cd=1&ved=0CE8QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.statnett.no%2FDocuments%2FKraftsystemet%2FMarkedsinformasjon%2FEndring%2520av%2520Vilk%25C3%25A5r%2520for%2520regulerkraftmarkedet%2520sep%252009.doc&ei=d07DT9zzlaXQ4QsJ2JnlCQ&usq=AFQjCNFBM7ro_1wRHAiT_YorXiOiGTArJcg.
36. Raaen, J.A. and V. Aarstrand. *Enfo Energy AS*. 2011.
37. Statnett SF. *Tertiærregulering*. 2011 [Lastet ned: 24. mai 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Hva-er-balansetjenester/Innfasingsreserve/>.
38. Statnett SF. *Mål og verdier*. [Lastet ned: 8. januar 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Om-Statnett/Mal-og-verdier/>.
39. Kjølle, G.H. *Fremtidens elektriske energisystem (smartgrids) og forsyningsikkerhet*. v/ *Sikkerhetsdagene*. 2011. Trondheim: SINTEF.
40. Statnett SF. *Hva er N-1?* 2009 [Lastet ned: 27. mars 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2009/Hva-er-N-1/>.
41. Tellefsen, T. and Ø. Breidablik, *Områder med redusert driftssikkerhet i Sentralnettet*, 2011, Statnett SF: Tilgjengelig fra: http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Omr%C3%A5der%20med%20redusert%20driftssikkerhet%20i%20sentralnettet_.pdf.
42. Willumsen, M.Ø., K.D. Vigen, and V. Willumsen, *Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011*, 2011, NVE: Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Rapport%202011/rapport11-2011.pdf>.
43. Fridrik Mar Baldursson, et al., *Konsekvensene av at man trenger lenger tid på en ny overføringsforbindelse til Bergensområdet (BKK-området)*, 2011: Tilgjengelig fra: http://www.regjeringen.no/pages/15604222/Utvalg_III.pdf.

44. Olje - og energidepartementet. *Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet*. 2011 [Lastet ned: 12. mars 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2011-2012/meld-st-14-20112012/4/5.html?id=673866>.
45. Nilsen, J. *Her beregnes risikoen for svikt i kraftnettet*. 2011 [Lastet ned: 11. juni 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/energi/2011/10/07/her-beregnes-risikoen-for-svikt-i-kraftnettet>.
46. Statnett SF. *Områdeinndeling for elspot og elbas*. 2011 [Lastet ned: 1. juni 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Flaskehalshandtering-og-bruk-av-elspotomrader-Ny-inndeling-fra-111210/>.
47. Torkel Bugten, et al., *Masterplan spenningsoppgradering 2011*, 2011, Statnett SF.
48. Grande, O.S. and H. Sæle, *Kan fleksibilitet i forbruk bidra til å redusere "kraftkrisen" i Midt - Norge?*, 2008, SINTEF.
49. Statnett SF. *Kristiansand - Bamble*. 2011 [Lastet ned: 17. april 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Kristiansand---Bamble/>.
50. Nordland Fylkeskommune, *Regional plan om vindkraft i Nordland 2009 - 2021 - Arealmessige vurderinger*, 2009; Tilgjengelig fra: <http://www.nfk.no/Filnedlasting.aspx?MId1=141&Filld=11720>.
51. Aas, K. *Oppvarming anno 2012*. 2012 [Lastet ned: 20. april 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.inneklima.com/index.asp?document=216>.
52. Eidsiva. *Lastflytanalyser*. 2011 [Lastet ned: 30. januar 2012]; Tilgjengelig fra: <http://hovedprosjekter.hig.no/v2011/tol/elektro/vindkraft/analyse.html>.
53. Kundur, P., N.J. Balu, and M.G. Lauby, *Power System Stability and Control*1994, New York: McGraw-Hill. Antall sider: XXIII, 1176 s.
54. Wangensteen, I., *TET4155 Energisystemer - Eltransport*, tapir akademiske forlag2009. Antall sider: 98.
55. Grainger, J.J. and J. William D. Stevenson, *Power System Analysis*1994. Antall sider: 787.
56. Siemens Energy. *PSS@E*. 2011 [Lastet ned: 13. februar 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.energy.siemens.com/us/en/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/pss-e.htm>.
57. Elkraft NTNU. *Fordelingsnett med parallelle forsyningsveier*. [Lastet ned: 27. april 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.elkraft.ntnu.no/~kvitass/die1923/41221-palitelighet-3.pdf>.