

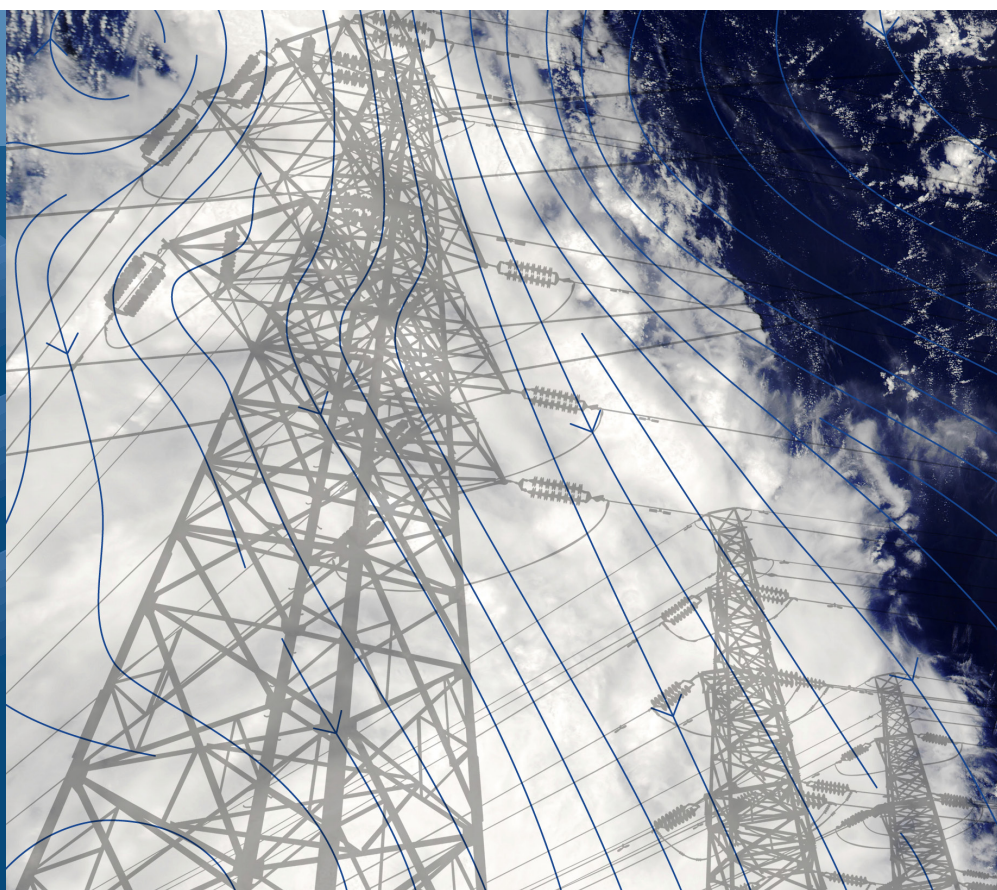


Kraftsystem og nettilknytning

– fagrapport til strategisk konsekvensutredning
av fornybar energiproduksjon til havs

58
2012

R
A
P
P
O
R
T



Kraftsystem og nettilknytning

Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av
fornybar energiproduksjon til havs

Rapport nr 58-12

Kraftsystem og nettilknytning

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Forfatter: Statnett

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: Kun digitalt

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0847-4

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Desember 2012

Forord

Ved Stortingets behandling av St.meld. nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk* ble det oppnådd enighet om at det skulle lages en nasjonal strategi for elektrisitetsproduksjon fra vindkraft og andre fornybare energikilder til havs. Loven ble vedtatt i Stortinget 23. mars 2010 og trådte i kraft 1. juli samme år. Av havenergiloven § 2-2 fremgår det at etablering av fornybar energiproduksjon til havs kun kan skje etter at staten har åpnet bestemte geografiske områder for søknader om konsesjon. Det fremkommer også av samme paragraf at før havområder kan åpnes for søknader om konsesjon skal det gjennomføres konsekvensutredninger i områdene.

Denne rapporten er en av 13 fagutredninger utarbeidet i forbindelse med ”*Havvind – strategiske konsekvensutredninger*” (NVE rapport 47). Fagrapporten er utarbeidet av Statnett for NVE.

Statnett er ansvarlig for innholdet i rapporten.

NVE ønsker å takke Statnett for et godt samarbeid gjennom hele prosjektperioden.

Oslo, desember 2012



Rune Flatby
avdelingsdirektør



Gudmund S. Sydness
prosjektleder

Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – *kraftsystem og nettilknytning*.

Statnett har gjort fagutredning for nett og kraftsystem i forbindelse med NVEs strategiske konsekvensutredning for vurdering av de 15 aktuelle områdene for Havvind. Arbeidet er gjort ved vurdering av hvert enkelt av de 15 områdene men uten å gjøre dyptgående nett eller system analyser. Vi har hensyntatt forutsetningene at bunnfaste lokaliteter nærme land skal vurderes med størrelse 200MW, de 2 bunnfaste områdene i sydlige Nordsjøen og områdene for flytende produksjon er alle vurdert med størrelse 1000MW. Kapasitet i eksisterende nett og kjente planer for ny nettutbygging er tatt med ved vurderingen. Videre er det basert på at det i de fleste områder bygges og planlegges store mengder ny fornybar produksjon på land, som vind og vannkraft, frem til 2020 i forbindelse med det felles sertifikatmarkedet med Sverige. Denne nye produksjonen vil i stor grad belegge eksisterende og ny nettkapasit og derved gjøre det meget krevende og kostbart å ta inn mange av de planlagte mulige havvind områdene.

Vurderingene som beskrevet pr prosjekt er kvalitetssikret gjennom kommunikasjon og tilbakemelding fra de regionale utredningsansvarlige nettselskaper.

Sundskallen – Sørøya nord

Denne produksjons lokalitet passer nettmessig svært godt for 132 kV vekselstrømstilknytning i den planlagte fremtidige transformatorstasjon Hyggevatn ved Hammerfest. Transformatorstasjonen er endestasjon for den nye 420 kV linjen Balsfjord Hammerfest og er planlagt satt opp med 2 transformatorer 132/420 hver på 300 MVA. Produksjonen fra vindparken vil kunne bli viktig for forsyningen av området i forhold til den forventede lastøkningen som forventes ved elektrifisering av økt petroleumsvirksomhet i Hammerfestområdet. Dette gjelder spesielt ved feil eller revisjon på 420 kV ledningen.

I forbindelse med tilknytning til nettet vil det kun være behov for ett nytt bryterfelt i den planlagte transformatorstasjonen.

Trase fra sjøen og inn til stasjonen bør gjøres med kabel som eventuelt kan legges i samme eller parallelt med kabeltrase for Goliat kabler.

Tilknytning av 200MW produksjon sammen med stort forbruk i dette fremtidig sterke nettpunkt vurderes isolert sett av Statnett som svært positivt for kraftsystemet. Det foreligger også planer om relativt store onshore vindparker i området som må vurderes sammenheng med en endelig realitetsvurdering av Sundskallen.

Vannøya – nordøst

Denne lokalitet er krevende når det gjelder nettilknytning. Fakken vindpark bygges nå ut (54 MW). Det bygges nå en 132 kV ledning fra vindparken og inn til Ringvassøy transformatorstasjon, der tilknytning til eksisterende 66kV linje mot Kvalsund. Ledningen vil bli driftet med 66 kV en periode. Det vil ikke bli mulig å legge 200 MW ny produksjon på denne linjen. I tillegg så har Troms Kraft under vurdering å utvide Fakken vindpark med et trinn 2 senere, noe som medfører at en må oppgradere til 132 kV inn til Kvaløya. Nettet inn mot Kvaløya transformatorstasjon må derfor bygges ut med minimum en 132 kV til. På Kvaløya ved Tromsø planlegges bygget ytterligere 2 vindparker på land, Kvittfjell og Raudfjell. Blir begge vindparkene realisert, så må linjekapasiteten ut fra Kvaløya forsterkes. Det må gjennomføres en systemstudie som analyserer hvilke netttiltak som er nødvendige for å legge til rette for den planlagte vindkraften, både onshore og offshore. Troms Kraft Nett, som regionalnettseier i området må involveres i vurderingen.

Alternativt kan Vannøya- nordøst knyttes til nettet i Hamneidet i Nord-Troms. Det vil medføre behov for å øke overføringskapasiteten mellom Hamneidet og Nordreisa. Det kan løses ved å bygge en ny 132 kV linje fra Hamneidet til Nordreisa for tilknytning til den nye linjen Balsfjord - Hammerfest ved den planlagte transformatorstasjonen i Reisadalen. Denne lokaliteten er krevende og krever vesentlige nettinvestering.

Auvær

For denne lokaliteten er tilknytningen til hovednettet tenkt lagt til Kvaløya, men med utbygging av Fakken, Kvittfjell og Raudfjell vindparker så er overføringskapasiteten ut fra Kvaløya allerede meget anstrengt. Det vil medføre at i perioder med gode vindforhold, så må produksjonen reguleres ned. Det må derfor utarbeides en ny totalplan for regionalnettet i Tromsø området. Totalplanen må beskrive hvilke tiltak som er nødvendig avhengig av hvilke vindkraftprosjekter som realiseres. Planen må også si noe om hvilket spenningsnivå som skal benyttes ved overføre inn mot 420 kV nettet. Auvær er derfor også krevende med eksisterende nettstruktur.

Nordmela

Denne er lokalisert i samme området som Andmyran vindpark på 160 MW som har fått konsesjon. Konsesjonen innebærer at dagens 66 kV linje Andenes – Risøyhamn må oppgraders til 132kV på strekningen Risøyhamn-Dverberg. Summen av produksjonen til Andmyran- og Nordmela vindparker blir 360 MW, noe som vil kreve ytterligere nettførsterkninger ikke bare inn til sentralnettet i Hinnøy, men også videre fra Hinnøy og inn mot de sterkere 420 kV-punktene Kvanndal/Ofoten.

Før denne utbygging kan realiseres må det gjøres mer dyptgående nettanalyser for hele dette området, hvor en også hensyntar planer om andre onshore vindparker som en antar vil realiseres først. Dette vil sannsynligvis utløse behov for vesentlige investeringer i sentralnettet i hele regionen. Et moment som kan få avgjørende betydning her, er om det blir satt i gang olje- og gassvirksomhet utenfor Lofoten og Vesterålen, så vil det medføre at lastuttaket øker og at nettet også må oppgraderes av den grunn. Dette vil igjen legge til rette for at mer ny fornybar produksjon kan etableres.

Gimsøy – nord

Denne antas knyttet til Kleppstad Transformatorstasjon. Lofotkraft bygger nå ny 132 kV ledning Kanstadbotn – Kvitfossen. Ledningen har betydelig høyere overføringskapasitet enn den gamle.. Lofotkraft planlegger også å bygge ny 132 kV Kvitfossen – Kleppstad. Dette skulle isolert sett kunne gi kapasitet nok for tilknytning av Gimsøy-nord. Det foreligger også planer om onshore vindparker i dette området.

Skal flere store prosjekter enn Gimsøy nord(200MW) og Andmyran (160MW) knyttes til nettet i Lofoten og Vesterålen så må det gjøres en større systemstudie for området. (Se beskrivelsen under Nordmela)

Træna fjorden-Selvær(200MW)

Denne lokalitet kan eventuelt knyttes til 132 kV nettet i Øresvik transformatorstasjon. Dagens nett er på det nærmeste fullastet i perioder, og med eksisterende planer for vindkraft og vannkraft i området, så må det gjøres nettforsterkninger i regionalnettet for å kunne ta dette inn til sentralnettet. Med ytterligere 200 MW fra Træna fjorden-Selvær, så vil dette kreve en ny 132 kV linje inn til 420 kV nettet. Et mulig tilknytningspunkt kan være i Melfjordbotn til 420kV linjen Svartisen-Rana med en ny 132/420 kV transformator. Dette vil kreve store investeringer for tilknytning. Nå er jo både Sleneset vindpark 225 MW (Konsesjon avslått fra NVE, anket inn for OED) og Sjonfjellet (ca 300-400 MW) konsesjonssøkt planlagt med tilknytning til Melfjordbotn. Hvis disse realiseres først, så vil tilknytningskostnadene for Træna fjorden – Selvær reduseres.

Det er i dag begrenset hvor mye ny produksjon som kan tilknyttes sentralnettet i Nordland før en får kapasitetsbegrensninger med å få overskuddskraften ut av området. Statnett vil i løpet av 2012 gjennomføre en større systemanalyse for denne regionen som vil vurdere dette. Analysen vil bli sett i sammenheng med det svenske kraftnettet (Svenska Kraftnät), da mye av den nye produksjonen vil gå ut via det svenske 420 kV nettet.

Træna - vest

Dette er for en tenkt flytende vindpark med 1000 MW installert effekt. Tilknytning til sentralnettet kan skje via en DC kabel inn til et sterkt 420 kV punkt i nettet. Aktuelle stasjoner i dag kan være Svartisen, Rana eller Nedre Røssåga. På litt sikt også Melfjordbotn. Eksisterende planer for vind og vannprosjekter i Nordland vil i løpet av de neste 10- 12 årene "fylle" opp ledig kapasitet i dette nettet. En ny produksjon på 1000 MW på Træna – Vest utover eksisterende planer vil kreve ytterligere nettforsterkninger for eksport ut av Nordland og sannsynligvis videre til de store forbruksområdene lenger sør. Det må uansett gjennomføres system analyser som vurderer muligheten for å kunne ta inn så store mengder ny produksjon i dette området, ref beskrivelse Trænafjorden - Selvær. Vi forutsetter at mange av de planene som ligger mye nærmere i tid og som er kommet lenger i planstadiet vil realiseres før Træna-Vest. Dette prosjektet vil derfor være betenkelig slik Statnett vurderer den fremtidige situasjonen i Nordland på nåværende tidspunkt.

Nordøyan – Ytre Vikna (200 MW)

Nordøyan – Ytre Vikna er lokalisert like utenfor det planlagte vindkraftverket på land, Ytre Vikna. Dette vindkraftverket har konsesjon på 249 MW. Trinn 1 på 37 MW er under utbygging.

Nærmeste regionale tilknytningspunkt for begge disse vindkraftverkene er Rørvik transformatorstasjon. Første byggetrinn ved Ytre Vikna vindkraftverk utnytter all ledig kapasiteten i eksisterende nett. Ved ny produksjon må nettet forsterkes inn til sentralnettet. I forbindelse med Ytre Vikna vindkraftverk er det planlagt nettforsterkninger 132kV fra Rørvik til Kolsvik transformatorstasjon (sentralnett). Denne 132 kV forbindelsen vil imidlertid ikke ha tilstrekkelig overføringskapasitet til begge vindkraftverkene samlet ca 400 MW. Det vurderes som sannsynlig at det landbaserte vindkraftverket, med konsesjon og betydelig lavere utbyggingskostnader, vil bli realisert først. En realisering av Nordøyan krever således ytterligere nettforsterkninger inn til sentralnettet.

Aktuelle sentralnettspunkter for tilknytning er:

- Kolsvik: Krever økt overføringskapasitet (132 kV) Rørvik-Kolsvik. Produksjonen kommer da inn i overskuddsområdet nord for Tunnsjødalsnettet (Nordland).
- Namsos: Nærmeste eksisterende sentralnettspunkt. Krever økt overføringskapasitet fra vindkraftverket til Namsos. Produksjonen kommer da inn i Midt-Norge, som er positivt for kraftbalansen
- Nytt sentralnettspunkt på ny 420 kV fra Namsos over Fosen og Trondheimsfjorden til sentralnettet i Orkdal/Trollheim

Ny kraft inn til Kolsvik kommer inn nord for Tunnsjødalsnettet, i et område som i dag har et betydelig kraftoverskudd (Nordland samt lengts nord i Nord-Trøndelag). Framtidig ny produksjon i dette området gir økt kraftflyt i sentralnettet ut av området, som fordeler seg mot sør gjennom Midt-Norge og mot øst til Sverige. Kapasiteten i eksisterende nett ut av området gir rom for i størrelsesorden ca 500 MW ny kraftproduksjon. Omfanget kan eventuelt tøyes noe ved hjelp av systemvern samt virkemidler som gir incentiver til et bedre samspill mellom regulert og uregulert produksjon. Nordland har et betydelig potensial for ny småkraftproduksjon, og det er gitt konsesjon til og omsøkt rundt 400 MW. Forutsatt at havbasert vindkraft først vil være aktuell etter 2020, forventes det at mye små-/vannkraft og en del landbasert vindkraft blir etablert i forkant. Det er da sannsynlig at tilgjengelig overføringskapasitet i sentralnettet ut av området er brukt opp. Ytterligere ny produksjon, som ny havbasert vindkraft, vil da kreve økt overføringskapasitet ut av området.

Namsos er nærmeste aktuelle sentralnettspunkt i dagens sentralnett. Det vurderes derfor som mer hensiktsmessig med en nettløsning fra vindkraftverket og sørover til sentralnettet i Namsos, eventuelt til et transformeringspunkt på planlagt ny 420 kV Namsos-Roan. En 132 kV kabelforbindelse (AC) fra vindkraftverket direkte til Namsos kan være en mulig løsning, alternativt kan kabelen tas til land i regionalnettet nærmere vindkraftverket og videreføres til Namsos med en ny 132 kV ledning på land.

Et alternativ til en regional nettløsning fra vindkraftverket og sørover til Namsos, kan på lang sikt være en ny 420 kV sentralnettsledning nord-sør i ytre strøk gjennom deler av Nordland. En slik ny forbindelse kan være en erstatning, supplement, for eksisterende 300 kV simplex-ledning mellom Nedre Røssåga og Tunnsjødal, når det uansett blir aktuelt å reinvestere og/eller spenningsoppgradere denne. En eventuell slik løsning forutsetter større analyser, og det vurderes ikke som aktuelt de nærmeste 10-15 år.

På det tidspunkt det eventuelt er aktuelt å realisere havvind ved Ytre Vikna, vil det sannsynligvis være etablert et forsterket nett med 2 stk 420 kV forbindelser nord-sør gjennom Midt-Norge (sørover fra Namsos), i tillegg til eksisterende 300 kV forbindelse.

Frøyabanken (1000 MW)

Frøyabanken er lokalisert i Midt-Norge, som i dag har et betydelig kraftunderskudd og en utfordrende forsyningssituasjon i tørrår. Den nye Ørskog-Fardal linjen som planlegges i drift i 2015, vil løse dagens forsyningsutfordringer i området. Ny produksjon i Midt-Norge vil likevel være gunstig, både for å redusere sårbarheten i systemet og med henblikk på ytterligere forbruksøkninger. Det planlegges mye ny landbasert vindkraftproduksjon i Midt-Norge, i tillegg til noe småkraft.

Omkring 1200 MW vindkraft på land er gitt konsesjon fra NVE, i tillegg til Havsul på 350 MW. Ytterligere vindkraft er under konsesjonsbehandling. Dersom en større andel av dette blir realisert, vil dette bedre kraftbalansen i området betydelig. Havvind på Frøyabanken er sannsynligvis aktuelt først etter dette, og vil dermed komme i tillegg til konsesjonsgitt og øvrig ny produksjon. En sikring av regional kraftbalanse forventes da ikke å være noe argument.

Frøyabanken krever tilknytning direkte til 420 kV nettet. Aktuelle tilknytningspunkter i sentralnettet er Trollheim, Viklandet, Fræna, eller til nytt egnet transformeringspunkt på 420 kV ledningen Viklandet-Fræna.

Nærmeste regionalnettspunkt er på Frøya eller Smøla. Dersom kabelen fra vindkraftverket tas på land på Frøya (AC), må det etableres en ny 420 kV ledning fra Frøya, via Hitra og Tjeldbergodden til planlagt ny sentralnettsstasjon i Trollheim. Ved ilandføring på Smøla (AC) er det også nødvendig med ny 420 kV forbindelse inn til sentralnettet. Mer aktuelt er det sannsynligvis å føre sjøkabelen inn til Tjeldbergodden og etablere ny 420 kV ledning Tjeldbergodden-Trollheim. En slik ledning er tidligere konsesjonssøkt ifm tidligere planer om gasskraftverk på Tjeldbergodden. Ny transformatorstasjon i Trollheim er under planlegging for å legge tilrette for planlagt ny vindkraft (Skardsøya) og småkraft i området. En ny 420 kV Trollheim-Tjeldbergodden i tillegg til transformeringen i Trollheim, kan gi regionale gevinster ved at man ved ny produksjon i området unngår kapasitetsbegrensninger i Nordmørsringen (132 kV). Med kjente planer om ny produksjon på land vil imidlertid 132 kV være en tilpasset løsning. Sannsynligvis vil det bli aktuelt å forsterke regionalnettet som følge av ny landbasert produksjon (eller forbruk) før det blir avklart om vindkraften til havs skal realiseres. Med stor usikkerhet rundt havbasert vindkraft, vil det da sannsynligvis være vanskelig å forsvare å forskuttere en betydelig overkapasitet på 420 kV.

Frøyabanken med 1000 MW ny kraftproduksjon inn til Trollheim, i tillegg til mye vindkraftproduksjon på ny 420 kV fra Fosen inn til Orkdal/Trollheim, vil medføre svært høy belastning på nettet ut fra Trollheim. Det må i så fall analyseres på eventuelle begrensninger her.

Ilandføring av sjøkabelen i Kristiansundsområdet er også et alternativ, kombinert med ny 420 kV ledning til sentralnettet (Viklandet eller egnet nytt transformeringspunkt på 420 kV Viklandet-Fræna). Sjøkabelen fra vindkraftverket kan også føres helt inn til Viklandet sentralnettsstasjon (DC). Tilknytning med sjøkabel (DC) til Nyhamna eller til Fræna sentralnettsstasjon (420 kV) er sannsynligvis mulig uten større nettforsterkninger på land. Ny produksjon i dette området er gunstig med spesielt med henblikk på forsyningen til prosessanlegget på Nyhamna, men

dette vil ikke være noe argument for Frøyabanken gitt at Havsul er i drift. Med både Havsul (350 MW) og Frøyabanken (1000 MW) vil det bli et betydelig produksjonsoverskudd som føres inn mot Viklandet på eksisterende 420 kV forbindelse. Stabilitets- /spenningsmessige forhold ved å få såpass mye vindkraft inn i dette området må studeres nærmere.

Ved i størrelsesorden 2000 MW ny kraftproduksjon i Midt-Norge vil det være behov for å øke overføringskapasiteten sørover fra Midt-Norge. Dette er imidlertid også avhengig av hva som etableres av ny kraftproduksjon lengre nord og i Sverige. Det må antas at en god del av planlagt små-/vannkraft, landbasert vindkraft (Fosen og i Snillfjordområdet) samt Havsul vindkraftverk som har konsesjon, blir etablert i forkant av at det blir aktuelt med havbasert vindkraft på Frøyabanken. Utbygging av 1000 MW havbasert vindkraft på Frøyabanken forventes da å medføre behov for nettførsterkninger sørover fra Midt-Norge. Første aktuelle tiltak vil være å spenningsoppgradere eksisterende forbindelse mellom Aura/Viklandet til Østlandet. Ved til sammen i størrelsesorden 3000 MW ny kraftproduksjon vil det i tillegg være behov for ytterligere overføringskapasitet sørover fra Midt-Norge, i form av en ny 420 kV ledning. Endepunktene for en slik forbindelse vil være avhengig av den geografiske fordelingen av ny kraftproduksjon og også utviklingen av nye kabelforbindelser til utlandet.

Eventuelle nettførsterkninger for å kunne ta inn Frøyabanken på 1000 MW må studeres nærmere, og også ses i sammenheng med utviklingen av regionalnettet i området.

Med relativt lang avstand til land og behov for betydelige nettførsterkninger, kan denne lokaliseringen synes som relativt kostbart og krevende samlet sett.

Stadthavet (1000 MW)

Dette er lokalitet for flytende vindpark med kapasitet 1000 MW, vest for Ålesund. Minste avstand til land er ca 60 km (115 km til Ålfoten stasjon). Mulig tilknytningen er via DC kabel og omformer for tilknytning til Ørsta/Hovdenakk, Ålfoten eller ny Grov 420 kV transformatorstasjon. Utbygging av denne lokaliteten vil skje i konkurranse med prosjekter på land og bunnfast vind i samme område. Kapasiteten i linjenettet på land mellom Ørskog og Sogndal vil derfor mest trolig være svært begrenset om ikke fullt ut belagt når mulig utbygging av Stadthavet vil bli aktuell. Statnett anser det som svært lite sannsynlig at det vil være kapasitet i linjenettet for tilkobling av denne lokalitet etter at planlagte og nye prosjekter på land er gjennomført. Kapasiteten i nettet kan økes ved å bygge en ny 420 kV ledning i området (i tillegg til Ørskog-Sogndal).

Olderveggen (200 MW)

Denne lokalitet er for bunnfast og ligger på nordsiden av Bremangerlandet. Den mest aktuelle løsningen for tilknytning av Olderveggen er via 132 kV til Bremangerlandet og videre via Svelgen til Ålfoten, som er nærmeste sentralnettstasjon på den nye 420 kV ledningen Ørskog - Sogndal. Utbygging av denne lokaliteten kan dele nettilknytning med andre prosjekter på land i samme område, men vil også kunne gi konkurranse om nettkapasitet. Ved realisering kan nettkapasiteten i lokalt 132 kV nett være utnyttet slik at nye forsterkninger må gjøres.

Frøyagrunnene (200 MW)

Dette er lokalitet for bunnfast, som ligger på sørsiden av Bremangerlandet. Aktuelle løsninger for tilknytning av Frøyagrunnen kan være via 132 kV til Bremangerlandet eller Svelgen, og videre til Ålfoten som er nærmeste sentralnettstasjon på den nye 420 kV ledningen Ørskog - Sogndal. Tilknytning til 132 kV-nettet ved Indrehus og videre til en eventuell 420 kV stasjon på Grov vil også være et mulig alternativ. Utbygging av denne lokaliteten kan dele nettilknytning med andre prosjekter på land i samme område, men vil også kunne gi konkurranse om nettkapasitet. Ved realisering kan nettkapasiteten i lokalt 132 kV nett være utnyttet slik at nye forsterkninger må gjøres.

Utsira Nord (1000 MW)

Dette er lokalitet for flytende vindpark med kapasitet 1000 MW, vest for Haugesund. Mest aktuelle tilknytningen er via AC til sentralnettpunkt Håvik eller Spanne, 300 kV (på sikt 420 kV). Forbruket i området (SKL-ringen) er i dag på 600-800 MW, hvorav det meste er aluminiumsindustri. Det kan komme store forbruksøkninger innen industrien og/eller petroleumsvirksomheten. Annen stor produksjonen i lokalområdet er gasskraftverket på Kårstø på inntil 430 MW. Ny produksjon i dette området med så stort forbruk er positivt i nettsammenheng, særlig dersom forbruket øker vesentlig. Dersom aluminiumsproduksjonen på Karmøy i fremtiden skulle bli redusert så vil nettsituasjonen bli mer krevende med ny produksjon på 1000 MW, og det kan bli nødvendig å oppgradere deler av SKL-ringen til 420 kV. En slik situasjon vil kreve en mer grundig nettanalyse der hele nettsituasjonen i området vurderes. Det kan også bli problemer med kapasiteten ut fra Sauda, avhengig av utviklingen i den samlede kraftbalansen på Vestlandet og samspillet mellom vindkraft og vannkraft.

Sørlige Nordsjø I (1000 MW)

Dette er bunnfast lokalitet med, med mulig tilknytning til strømmettet via DC kabel og med aktuelle landingspunkter Feda eller Lista, eventuelt Tonstad og Stokkeland.

Ved en forstrekning av forsyningen til Nord-Jæren/Stavangerområdet vil også en tilknytning til Stavangerområdet være aktuelt.

Ved en fremtidig oppgradering av sentralnettet i Sør-Rogaland til 420 kV kan også Åna-Sira og Kjelland vurderes. Dette må da ses i sammenheng med mengde vindkraft allerede knyttet til nettet på land.

Dette er en lokalitet ca 200 km fra land og det er derfor nødvendig å vurdere om produksjon her kan eller bør knyttes til en utvekslingskabel med UK eller Europa. Fordelen med å knytte dette prosjektet til en kabel er at det er norsk produksjon som ved eksport ikke trenger å føres til land, det vil gi samme eksportmengde fra Norge som om det var lokalisert på land. Ved import til Norge så vil mengde import bli redusert med den mengde som til enhver tid produseres av vindparken. Skulle man få ubegrenset import måtte kabeldimensjonen fra vindparken og til land på norsk side være med størrelse kabel + vind produksjon. Det ville derfor i en importsituasjon ikke være besparelser i å knytte en vindpark til en utvekslingskabel. Ved tilknytning til kabel øker kompleksiteten og tariffen som vindparken skulle betale måtte tilsvare den til tapte handelsinntekt.

Skulle dette prosjektet knyttes til en kabel så ville det være mest naturlig å knytte seg til en kabel mellom Norge og England.

Ved en mulig utbygging av en offshore HUB med formål å elektrifisere Utsiraområdet så bør det vurderes om det kunne være hensiktsmessig å knytte vindkraft produksjon til denne installasjonen. Størrelse på produksjonen ville da kunne være ca 150 % av kapasiteten på kabelen til land.

Sørlige Nordsjø II (1000 MW)

Dette er bunnfast lokalitet med mulig tilknytning til strømmettet via DC kabel og med aktuelle landingspunkter er Feda eller Lista. Tonstad kan også vurderes.

Ved en fremtidig oppgradering av sentralnettet i Sør-Rogaland til 420 kV kan også Åna-Sira og Kjelland vurderes. Dette må da ses i sammenheng med mengde vindkraft allerede knyttet til nettet på land.

Sørlige Nordsjø II er ca 200 km fra land og det er derfor nødvendig å vurdere om produksjon her kan eller bør knyttes til en utvekslingskabel med Europa. Fordelen med å knytte dette prosjektet til en kabel er at det er norsk

produksjon som ved eksport ikke trenger å føres til land, det vil gi samme eksportmengde fra Norge som om det var lokalisert på land. Ved import til Norge så vil mengde import bli redusert med den mengde som til enhver tid produseres av vindparken. Skulle man få ubegrenset import måtte kabeldimensjonen fra vindparken og til land på norsk side være med størrelse kabel + vind produksjon. Det ville derfor i en importsituasjon ikke være besparelser i å knytte en vindpark til en utvekslingskabel. Ved tilknytning til kabel øker kompleksiteten og tariffen som vindparken skulle betale måtte tilsvare den til tapte handelsinntekt. Skulle dette prosjektet knyttes til en kabel så vill det være mest naturlig å knytte seg til en kabel mellom Norge og Nederland eller Tyskland.

Statnetts anbefaling ved mulig utbygging.

Basert på kjente nettplaner og fremtidig antatt utbygging av ny fornybar produksjon på land har Statnett vurdert havvind prosjektene i følgende mulige utbyggingsfaser ut fra hvor og når prosjektene best passer inn i kraftsystemet og i forhold til hvilke som har den antatt laveste nettinvesteringen:

Følgende kan tilknyttes uten nevneverdige utfordringer:

- Sundskallen Sørøya nord, ca 200MW.
- Gimsøy Nord, ca 200MW
- Utsira Nord, ca 500MW
- Nordøyan- Ytre Vikna, ca 200MW

Følgende områder vil muligens kunne tilknyttes når prosjektene i Statnetts Nettutviklingsplan er gjennomført

- Olderveggen eller Frøyagrunnen, ca 200MW
- Sørliche Nordsjø 1, ca 1000MW
- Træna fjorden-Selvær, 200MW
- Utsira Nord, ca 500MW

Følgende områder vil ha en mer krevende prosess for nettilknytning, trolig mulig først etter 2025

- Vannøya – nordøst, 200MW
- Auvær, 200MW
- Nordmela, 200MW

Følgende områder er de mest krevende og kan etter Statnetts vurdering vanskelig taes inn i nettet før godt etter 2030

- Træna – vest
- Frøyabanken
- Stadthavet
- Sørliche Nordsjø 2

Dette er alle 1000MW lokaliteter og det er meget krevende å knytte så store enheter inn i kraftsystemet, og med brukstid på ca 4000 timer så vil hvert prosjekt medføre ca 4TWh ny produksjon. Statnett kan komme i situasjoner der en må bygge mange helt nye linjer for å kunne implementere disse volumer.

Sørlige Nordsjø 2 kan muligens komme tidligere dersom den knyttes til en utenlandskabel eller produserer direkte mot Europa uten knytning til Norge.

Utgitt i Rapportserien i 2012

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvrelid (20 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2011 (40 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (28 s.)
- Nr. 4 Energy consumption. Energy consumption in mainland Norway (59 s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr. 6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)
- Nr. 7 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2012. Inger Sætrang (53 s.)
- Nr. 8 Flomrisikoplan for Gaula ved Melhus. Et eksempel på en flomrisikoplan etter EUs flomdirektiv (78 s.)
- Nr. 9 Inntak Viddal – FoU-prosjekt på tilbakespyling. Sluttrapport. Jan Slapgård (31 s.)
- Nr. 10 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft 2011 (15 s.)
- Nr. 11 Flomsonekart: Delprosjekt Ålen: Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 12 NVEs årsmelding 2011
- Nr. 13 Vannet vårt. Hydrologi i Norge 2011
- Nr. 14 Capacity building in Hydrological Services Course in Water Level recording and Data Processing at Ministry of Water and Energy 13th – 16th February 2012. Documentation (23 s.)
- Nr. 15 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga og Per Alve Glad (40 s.)
- Nr. 16 Challenges in Flood Risk Management Planning. An example of a Flood Risk Management Plan for the Finnish-Norwegian River Tana. Eirin Annamo (59 s.)
- Nr. 17 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 18 Eksempelsamling. Risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen
- Nr. 19 Annual Report 2011 The Norwegian Energy Regulator
- Nr. 20 Flomberegning for Levangselva. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 21 Driften av kraftsystemet 2011. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 22 Annual report 2009 The cooperation between the Norwegian Agency for Development Cooperation (Norad), the Ministry of Foreign Affairs (MFA) and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 23 Flaumsonekart. Delprosjekt Naustdal Siss-May Edvardsen, Camilla Meidell Roald
- Nr. 24 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2011
- Nr. 25 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 26 Glimt fra NVEs historie. Per Einar Faugli
- Nr. 27 Glimses form the history of NVE. Per Einar Faugli
- Nr. 28 Regiontjenesten 100 år. Per Einar Faugli
- Nr. 29 Flomsonekart. Delprosjekt Vigeland. Per Ludvig Bjerke og Julio Pereira
- Nr. 30 Energibruksrapporten 2012. Energibruk i husholdningene.
- Nr. 31 Flom og stor vannføring forårsaket av ekstremværet Frida august 2012
- Nr. 32 Bioressurser i skog – kartlegging av økonomisk potensial. Even Bergseng, Tron Eid, Per Kristian Rørstad og Erik Trømborg, UMB
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Kvikkleireworkshop. En nasjonal satsing på sikkerhet i kvikkleireområde. Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 34 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Datarapport for Kvikkleireskred ved Esp i Byneset i januar 2012
- Nr. 35 Naturfareprosjektet: Skredvarsling, beredskap og sikring Erfaringer fra studietur til Ministry of Transportation (British Columbia) og Canadian Avalanche Center Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 36 Tid for ny markedsdesign? Finn Erik Ljåstad Pettersen, Anne Sofie Ravndal Risnes

- Nr. 37 Flomberegning for Fagernes (012.LZ). Ingeborg Kleivane
- Nr. 38 Inventory of Norwegian glaciers. Liss M. Andreassen and Solveig H. Winsvold (Eds.)
- Nr. 39 Totalavløpet fra Norges vassdrag 1900-2010. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 40 Naturfareprosjektet: Programplan 2012-2015 for etatsprogrammet "NATURFARE – infrastruktur, flom og skred (NIFS)"
- Nr. 41 Vinden som blåste i fjor. Hvor sterk var Dagmar?
- Nr. 42 Kartlegging av grunnvannsressurser. Dimakis Panagotis
- Nr. 43 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 3. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 44 Isstorm. Ising på kraftforsyningsnettet. Roger Steen (red.)
- Nr. 45 Trær til besvær. Lærdommer om skogrydding i etterkant av ekstremværet Dagmar
- Nr. 46 Naturfareprosjektet: Detektering av kvikkleire fra ulike sonderingsmetoder
- Nr. 47 Havvind – Strategiske konsekvensutredninger
- Nr. 48 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – fiskerinteresser
- Nr. 49 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – skipstrafikk
- Nr. 50 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – teknologi- og kostnadsutvikling
- Nr. 51 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – verdiskaping og sysselsetting
- Nr. 52 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kulturminner og kulturmiljø
- Nr. 53 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – sjøfugl
- Nr. 54 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – landskap, friluftsliv og reiseliv
- Nr. 55 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – forholdet til lover og internasjonale konvensjoner
- Nr. 56 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – petroleumsinteresser
- Nr. 57 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – miljørisiko og beredskap
- Nr. 58 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kraftsystem og nettilknytning



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

