

# NOTAT

TIL: NVE v/Ragnhild Stokker  
FRA: Statkraft Energi v/Linda Helland

DATO:  
6.7.2018

## VILKÅRSREVISJONEN FOR RØSSÅGAREGULERINGEN RØSSÅGAS ROLLE I KRAFTSYSTEMET

Statkraft viser til e-post fra NVE datert 10. april hvor Statkraft blir bedt om å svare på spørsmål om betydningen av Nedre Røssåga kraftverk for det omkringliggende kraftsystemet, mulighet for øydrift og start fra «svart». Statkraft er også bedt om å kommentere typer og volum av system- og balanse tjenester, og om det er noen deler av året hvor denne typen tjenester er spesielt viktige fra Røssågareguleringen. Disse spørsmålene er forsøkt besvart under. I tillegg er informasjon knyttet til fremtidig drift også kommentert ettersom en vilkårsrevisjon legger premissene for produksjonen 30 år frem i tid.

### Introduksjon

Kraftverkene i Røssågareguleringen bidrar med betydelige mengder fornybar og fleksibel kraftproduksjon, dvs både stabil energi, rask tilpasning av produksjon gjennom minutter, timer, døgn og uke, lagring av energi fra en sesong til en annen og balanse- og systemtjenester.

Røssågareguleringen ligger i Nordland fylke og ble bygd ut på 1950- tallet. Reguleringens største magasin er Røssvatn som også er den nest største innsjøen i Norge. Det er to kraftverk innenfor reguleringen. Disse er Øvre Røssåga kraftverk (150MW) og Nedre Røssåga kraftverk (tidligere 250 MW). Nedre Røssåga har utløp i elven Røssåga som i dag har en skjønnsforutsatt minstevannføring på 15 m<sup>3</sup>/s. Reguleringen ble i sin tid bygget for å dekke husholdningens og industriens behov, og ligger i direkte nærhet til industrien i Mo i Rana og Mosjøen.

Kraftverksdriften i Røssågareguleringen har vært preget av at Øvre og Nedre Røssåga hadde forskjellig slukeevne. Dette medførte at mens Nedre Røssåga produserte kontinuerlig, produserte Øvre Røssåga ulikt over døgnet. Dette krevde en aktiv regulering innenfor de begrensningene Statkraft selv har pålagt egen drift. Tunnelsystem var bygd for trangt, med den konsekvens at anlegget hadde store falltap. For å få en bedre utnyttelse av vannet er det nå bygd en ny stasjon i Nedre Røssåga med parallelle vannveier, og i tillegg ble tre av de seks aggregatene i gammel stasjon rehabilitert. Den nye stasjonen er utstyrt med et aggregat på 225 MW som ble satt i drift sommeren 2016. Dermed er installasjonen i Nedre Røssåga økt med ca. 100 MW. Vannføringen er økt tilsvarende fra ca. 125 m<sup>3</sup>/s til ca. 165 m<sup>3</sup>/s. Øvre Røssåga har fått ny parallell utløpstunell. To aggregater er totalrehabilitert og det siste blir ferdig i løpet av 2018. Dermed er installasjonen i Øvre Røssåga økt med ca. 30 MW. Nå er det balanse mellom Øvre og Nedre Røssåga slik at begge kraftverkene bidrar til høyere produksjon, økt effekt, større fleksibilitet og bedre forsyningssikkerhet.

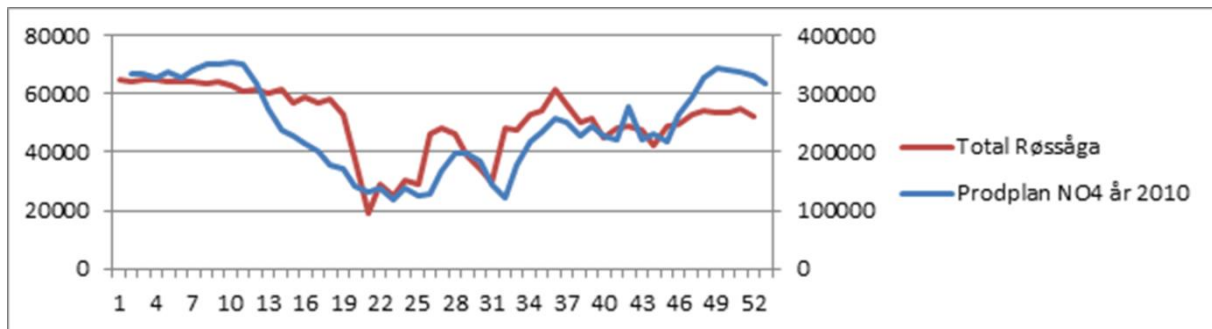
### Røssågas rolle i kraftsystemet

*Røssåga har en viktig rolle i det omkringliggende kraftsystemet*

Røssågareguleringen ligger innenfor prisområdet NO4 (Nord-Norge), og står for ca.13 % av kraftproduksjonen her. På Helgeland er det i hovedsak de store kraftverkene i Rana og Røssåga som bidrar med stor reguleringsevne. Sentralnettet i nærliggende områder på Helgeland er sterkt som følge av kraftkrevende industri. I normale nettsituasjoner bidrar Røssågakraftverkene med reserver som støtter spenning og frekvens. Ved anstrengte nettsituasjoner er kraftverkene en viktig bidragsyter i sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet ettersom kraftverkene forsyner alle tre spenningsnivåer. Produksjon på Øvre Røssåga har i perioder med høyt forbruk vært viktig for lokal forsyningssikkerhet i Helgelandskrafts underliggende nett.

Røssågareguleringen har høy driftstid og bidrar med solid basislast. Anleggene produserer tilnærmet hele året pga.den skjønnsforutsatte minstevannføringen nedstrøms Nedre Røssåga kraftverk.

Vinterenergien er viktig, og Røssågareguleringen kan holde høy produksjon gjennom vinteren. Dette gjelder også ved en eventuell vårknipe. Dette er illustrert i Figur 1 nedenfor. Fra uke 13 begynner rest NO4 å redusere produksjonen, mens Røssågasystemet produserer stabilt frem til uke 19.



Figur 1: Figuren viser den totale produksjonen i Røssåga og samlet produksjonen i NO4 i 2010. Kilde: Statkraft

Grunnen til at datagrunnlaget for figuren over er 2010 er at dette er det siste året hvor Røssågareguleringen hadde sin opprinnelige installasjon. Siden 2011 har det pågått omfattende rehabilitering og nybygging som avsluttes i 2018. Derfor er tallgrunnlaget ikke representativt for den nye installasjon i Røssågareguleringen.

Strengere restriksjoner i Røssågareguleringen kan redusere evnen til å produsere mye ved en eventuell vårknipe. En minstevannføring med slipp av vann til Fallfossen eller et krav om høy sommervannstand i eksempelvis Røssvatn vil medføre at Røssågareguleringen ikke kan bidra med like mye effekt og energi som med dagens manøvreringsreglement. Dette vil ha betydning for forsyningssikkerheten i NO4 generelt og på Helgeland spesielt.

#### *Røssåga har god reguleringsevne*

Røssvatn er et flerårsmagasin. Dette innebærer at magasinet kan lagre energi til perioder hvor etterspørselen er høy. Videre har Nedre Røssåga kraftverk høy installert effekt fordelt på flere maskiner. Det betyr at anlegget kan reguleres i et stort driftsområde fra i størrelsesorden 50 MW til full produksjon. Magasinkapasiteten og stor installert effekt gjør at anlegget har god evne og mulighet til å tilpasse produksjonen etter variasjonen i etterspørsel. Eventuelle fremtidige restriksjoner kan imidlertid redusere denne reguleringsevnen. En minimumsrestriksjon på magasinene i et «vått år» kombinert med lav etterspørsel etter strøm om sommeren, vil øke flomfaren gjennom sommeren og høsten. Anlegget vil i en slik situasjon, når en er over minimumskravet på magasinene, holde produksjonen oppe for å minimere faren for vanntap og flom. Dette vil i stor grad begrense evnen til å både redusere produksjonen og tilbudet for nedregulering i regulerkraftmarkedet. Er det imidlertid en tørr sommer vil en minimumsrestriksjon på magasinene redusere produksjonsevnen, muligheten til å øke produksjonen og tilbudet for oppregulering i regulerkraftmarkedet. En strengere opp- og nedkjøringspraksis (ramping) enn den Statkraft praktiserer i dag i Nedre Røssåga vil også begrense dagens evne til å endre produksjon raskt og tilby systemtjenester (Røssågas bidrag til systemtjenester er utdypet mer under). Under ramping er det svært begrensede muligheter for levering av systemtjenester som regulerkraft og primærregulering. Dette kommer av at disse reguleringene kan medføre brudd på rampingrestriksjoner eller at retningen på vannføringsendringen snus under rampingen som følge av aktivering av reservene.

#### *Røssåga bidrar med betydelig primærregulering og tertiærregulering*

Røssåga kraftverksgruppe har i perioden 2011 til 2017 levert primærreserver i over 8000 av årets 8760 timer, se historikk i vedlegg A. Røssågas bidrag til frekvensstabilisering er derfor betydelig. En strengere opp og nedkjøringspraksis (ramping) enn den Statkraft praktiserer i dag i Nedre Røssåga vil redusere evnen til primærregulering under rampingen. Magasinrestriksjoner vil også redusere evnen til primærregulering gjennom sommeren. En høy minstemagasinrestriksjon gjennom sommeren og høsten vil kunne medføre produksjonspress og flomfare i våte situasjoner. Anlegget vil i slike situasjoner produsere for fullt for å begrense flomfare og eventuelt overløp, og det vil ikke være ledig effekt for levering av primærreserver. I «tørre situasjoner» hvor vannstanden ligger ned mot en minimummagasinrestriksjon, vil vi ikke kunne levere primærreserver for å være sikre på å unngå å bryte magasinrestriksjonen.

Røssågareguleringen er en god kandidat for levering av sekundærreserve fordi anleggene har lang brukstid. Inntil nå har det ikke vært etterspørsel etter sekundærreserver fra kraftverk i Nord-Norge, men det kan bli aktuelt med et felles nordisk marked.

Røssågareguleringen har også bidratt betydelig med tertiærreserver, både opp og nedregulering. For tertiærreserven *regulerkraft* varierer bidragene mellom år avhengig av kraftsystemets behov, men har ligget i intervallet 350 til 4500 MWh. Anlegget har også levert større volumer av tertiærreserven *spesialregulering*<sup>1</sup>. Volumene i vedlegg A viser at anlegget oftere er nedregulert enn oppregulert. Hvis det pålegges en magasinrestriksjon i Røssågareguleringen vil det være lav produksjon i oppfyllingsperioden, i mange tilfeller helt nede på minimum på grunn av den skjønnsforutsatte minstevannføringen i elven nedstrøms. Da reduseres muligheten for opp og nedregulering betydelig i oppfyllingsperioden. I oppfyllingsperioden vil også den reduserte produksjonen medføre lavere inertia enn anleggene leverer i dag. Oppfyllingsperioden vil også typisk sammenfalle med lav produksjon fra andre regulerte kraftverk og høy produksjon fra mindre, uregulerte og dårlig regulerte kraftverk som bidrar med svært lite inertia. Statnett forventer økt behov for inertia fremover som følge av ny ikke-regulerbar kraftproduksjon.

#### *Nedre Røssåga kraftverk kan kjøre i øydrift og starte fra «svart»*

Nedre Røssåga kraftverk kan kjøre i øydrift og kan starte fra «svart». Med start fra «svart» stasjon forstås at anlegget kan starte uten å trekke strøm fra nettet og spenningssette stasjonen mot spenningsløs samleskinne. Dersom overliggende nett faller ut og det ikke utløses vern, kan regionsentralen starte opp produksjonen fra mørk stasjon i løpet av ca. 15. minutter. Dette gjøres i samarbeid med Statnett, som står for oppbygging av nettet til normal drift. Dersom vern er utløst må det legges til responstid fra personell som må rykke ut til kraftverket. Produksjonen kan da starte opp lokalt eller fra regionsentralen i løpet av ca. 1,5 time. Eksempel på en oppkjørings-rutine:

- I samråd med Statnett, kjøre opp fra 0 - 30 m<sup>3</sup>/s / 0 - 66 MW i løpet av 5 minutter
- Videre opp fra 30 - 60 m<sup>3</sup>/s / 66 - 133 MW kan skje i løpet av 60 minutter
- Videre opp fra 60 - 165 m<sup>3</sup>/s / 133 - 353 MW kan skje i løpet av 5 minutter i perioden 01.11 til 01.06. I perioden 01.06 til 01.11 vil oppkjøringen være 60 - 125 m<sup>3</sup>/s / 133 - 277 MW, som følge av restriksjoner i maksimal driftsvannføring.

Røssågareguleringen har ikke startet «fra svart» de siste 5 årene.

#### **Revisjon av Røssåga-reguleringen - en av mange pågående revisjoner**

Antakelig er ingen norske kraftanlegg alene kritiske for det nasjonale kraftsystemet. Derimot vil strengere restriksjoner på flere anlegg i sum kunne bidra til endring i prisnivå, gi større prisvariasjon og avhengig av omfang, en forverret forsyningsikkerhet. I tråd med oppdatert mal for revisjonsdokumenter jobber Statkraft p.t. med å utvikle metoder for å kunne illustrere og svare på dette for de kommende revisjoner. Resultater fra dette arbeidet er ventet tidlig høst. Resultatene vil også være relevante for Røssågareguleringen.

#### **Kraftsystemet gjennomgår omstilling – verdien av fleksibilitet er økende**

Kraftsystemet må håndtere hele spekteret av fremtidige situasjoner, dvs. forbruksvariasjoner, værussikkerhet og uforutsette hendelser som f.eks. tekniske feil i nett og anlegg. Disse faktorene varierer over døgn, uke, sesong og mellom år og har ulik grad av betydning for systemdriften.

En viktig egenskap ved vannkraften i Norge er muligheten til å lagre vann. Vannmagasiner med reguleringsevne kan lagre energi i perioder med overskudd til perioder hvor tilgangen til kraft er lav og forbruket er høyt. Hoveddelen av reguleringsevnen fra dagens vannkraft selges og leveres som del av spot-markedet. I tillegg bidrar regulbar vannkraft med systemstøtte ved hjelp av balanse- og systemtjenester. Eksempler på dette er primær, sekundær og tertiærreserver, innstilling av statikk og roterende masse. Volum av system- og balansetjenester er imidlertid alene ikke tilstrekkelig for å illustrere et reguleringsanleggs betydning i kraftsystemet og ei heller alene tilstrekkelig for å vurdere den samfunnsøkonomiske nytten ved anleggets reguleringsevne.

Økt andel uregulert fornybar energi som vind- og solkraft, markedsintegrasjon i Europa og en betydelig større utvekslingskapasitet ut av det nordiske systemet vil utfordre det nordiske

---

<sup>1</sup> Spesialregulering er at Statnett bestiller, uavhengig av tilbudslisten for Regulerkraft, opp eller nedregulering fra et spesifikt anlegg pga lokale nettbegrensninger.

kraftsystemet og gjøre det mer krevende å opprettholde god og sikker systemdrift. De nordiske systemoperatørene (TSOene) estimerer at installert kapasitet basert på vindkraft vil tredobles i perioden 2010 - 2025. Utvekslingskapasiteten mellom Norden og kontinentet vil økes med 50 % innen 2025 sammenlignet med dagens nivå. Med endret produksjonsmiks endres også karakteristikkene til kraftsystemet. Utviklingen mot et mer klimavennlig kraftsystem øker det fremtidige behovet for reguleringsressurser og opprettholdelse av vannkraftens reguleringssevne er avgjørende for å kunne fase inn mer uregulerbar fornybar energi i tiden fremover. De fire nordiske TSOene har utgitt en rapport «*Challenges and Opportunities for the Nordic Power System*» hvor de fremhever 4 hovedutfordringer for det Nordiske kraftsystemet fram mot 2025. Disse hovedutfordringene er:

- 1) Systemfleksibilitet (evne til å endre produksjon og/eller forbruk for å opprettholde balanse)
- 2) Tilstrekkelig produksjonskapasitet (både energi- og effekt)
- 3) Frekvenskvalitet (sikres gjennom ulike systemtjenester)
- 4) Inertia (roterende masse i kraftsystemet)

Kraftverkene i Røssågareguleringen bidrar i dag på alle disse fire punktene. Både magasinrestriksjoner og minstevannføring vil imidlertid begrense anleggets fleksibilitet (1) og redusere kraftproduksjonen (2). Evnen til å levere systemtjenester (3) og roterende masse (4) vil også påvirkes av eventuelle magasin- og rampingrestriksjoner ettersom anleggene må begrense kjøringen for å oppfylle eventuelt nye vilkår.

### **Oppsummering**

Krav om økt minstevannføring og magasinrestriksjoner i Røssågareguleringen reduserer evnen til å levere energi og effekt i en eventuell vårknipe. Røssågas evne til å levere system- og balansetjenester vil også reduseres, spesielt i oppfyllingsperioden på våren. Rampingrestriksjoner vil ytterligere redusere evnen til å levere system- og balansetjenester.

Det finnes ingen anerkjent metodikk for hvordan man beregner verdien av tap av fleksibilitet, spesielt ikke hvis det slik tilfellet er her at bortfall av effekt kan etablere presedens for senere beslutninger vedrørende flere andre større konsesjoner. Det bør derfor etter Statkrafts mening legges til grunn en svært restriktiv praksis ved innføring av nye pålegg som reduserer anleggenes fleksibilitet.

Det vises for øvrig til Statkrafts tidligere innspill vedr. Røssåga Revisjonen – både Revisjonsdokument, Kommentarer til høringsuttalelsene, samt tilleggsinformasjon oversendt våren 2017.

Energimeldingen fremhever at stor regulerbar vannkraft er sentral for forsynings sikkerheten og at behovet for fleksibilitet vil øke: «*Den store regulerbare vannkraften vil fortsatt være ryggraden i energisystemet vårt. Vannkraftproduksjon er viktig i et europeisk klimaperspektiv, og gjør at vi opprettholder forsynings sikkerheten i det norske og nordiske kraftsystemet. Behovet for reguleringssevne og fleksibilitet forventes å øke i årene som kommer*» (s. 187).

Energimeldingen fremmer videre at «*Energiproduksjon som bidrar med reguleringssevne eller gunstig produksjonsprofil over året og døgnet blir enda viktigere når en større andel av kraftproduksjonen ikke er regulerbar*» (s.187). Slik Statkraft ser det, er Røssågaanleggene slike anlegg.

## Vedlegg A: Historiske data for levert balansetjenester i perioden 2011-2017 fra Røssåga reguleringen (inkludert her Langvatn kraftverk).

De 3 viktigste faktorene for å stabilisere kraftsystemet er primærregulering, sekundærregulering og tertiærregulering. Primærreserver er hurtige reserver som responderer automatisk på endringer i frekvens i kraftsystemet. Sekundærreserver er noe tregere og responderer på styresignal fra TSO, mens tertiærreserver er manuelle aktiviserte.

### Primærregulering – frekvens stabilisering

Primærreserver (FCR) Øvre og Nedre Røssåga, samt Langvatn kraftverker	Totalt volum [MW]	Antall timer	Antall timer totalt
2011 sommer	31 981	4 292	8 605
2011/2012 vinter	39 194	4 313	
2012 sommer	39 089	4 377	8 304
2012/2013 vinter	22 503	3 927	
2013 sommer	26 865	4 188	8 343
2013/2014 vinter	27 308	4 155	
2014 sommer	40 755	4 363	8 715
2014/2015 vinter	41 670	4 352	
2015 sommer	41 630	4 364	8 699
2015/2016 vinter	36 141	4 335	
2016 sommer	40 085	4 383	8 751
2016/2017 vinter	33 780	4 368	

### Sekundærregulering

Røssågasystemet leverer ikke sekundærreserver da Statnett ikke kjøper sekundærreserver i NO3 og NO4. Det er derfor ikke levert sekundærreserver i perioden 2011-2017. Det kan bli aktuelt å levere sekundærreserver fra Røssågasystemet i fremtiden. Røssågaverkene vil være godt egnet fordi de har lang brukstid og har flere maskiner med tilhørende stort effekt-intervall.

### Tertiærregulering – balansere behov for effekt

RK ordinær Øvre Røssåga, Nedre Røssåga og Langvatn	Total volum opp [MWh]	Total volum ned [MWh]	Antall timer opp	Antall timer ned
2011 sommer	2 262	4 573	57	92
2011/2012 vinter	1 246	2 604	29	47
2012 sommer	1 429	274	43	11
2012/2013 vinter	545	1 199	15	23
2013 sommer	869	2 237	32	48
2013/2014 vinter	399	1 014	22	44
2014 sommer	599	589	36	42
2014/2015 vinter	1 679	1 158	64	53
2015 sommer	1 305	1 453	54	55
2015/2016 vinter	2 123	2 041	54	76
2016 sommer	1 141	2 736	52	62
2016/2017 vinter	428	350	13	9

RK spesialregulering Øvre Røssåga, Nedre Røssåga og Langvatn	Total volum opp [MWh]	Total volum ned [MWh]	Antall timer opp	Antall timer ned
2011 sommer	3 079	2 047	101	111
2011/2012 vinter	1 224	724	36	38
2012 sommer	70	477	5	33
2012/2013 vinter	90	180	6	11
2013 sommer	336	455	19	18
2013/2014 vinter	262	1 700	16	51
2014 sommer	1 010	1 296	35	48
2014/2015 vinter	251	1 752	17	66
2015 sommer	628	4 429	23	223
2015/2016 vinter	399	1 980	15	78
2016 sommer	40	2 307	5	72
2016/2017 vinter	628	10 218	24	50

Kilde: Kraftsentral/Statkraft

## Vedlegg B: Systembidrag som følger av Forskrift om Systemansvar

I henhold til Statnetts veileder *Funksjonskrav i kraftsystemet 2012* – stilles tekniske krav til produksjonsflåten. For enkelte av produktene gis regulant en kompensasjon av Statnett, såkalt administrativt satte priser. Disse produktene kommer i tillegg til markedsproduktene primær, sekundær og tertiærreserve, og gir også støtte og bidrag til nettsystemdriften.

Faktor	Røssåga	Kommentarer
Regulerstyrke/ krav til statikk	X	<ul style="list-style-type: none"><li>• Krav om minimumleveranse av regulerstyrke (maks statikk 12) som muliggjør at aggregatet kan levere primærreserve.</li><li>• Alle vannkraftanlegg bidrar – forutsatt at maskinen er i drift.</li><li>• Regulant får kompensasjon fra TSO for grunnleveranse</li><li>• Bidrag utover grunnleveransen bys inn til TSO ved markedsproduktet primærregulering</li></ul>
Reaktiv effekt/ spenningsregulering	X	<ul style="list-style-type: none"><li>• Støtte til nettspenning</li><li>• Et krav kun til anlegg over 10 MVA.</li><li>• Kun mulig å levere når anlegget er i drift. Redusert driftstid gir redusert mulighet til spenningsregulering</li></ul> Administrativt satt kompensasjon
Roterende masse / inertia	X	<ul style="list-style-type: none"><li>• Roterende masse er at et roterende aggregat vil gi en treghet som gjør at den motvirker hastighetsendringer og dermed er med på å stabilisere systemet.</li><li>• Kun bidrag når maskinen roterer. Mindre brukstid gir mindre bidrag.</li><li>• Ingen kompensasjon per i dag, kan bli marked i fremtiden.</li></ul>
Lastfølging / produksjonsflytting	X	<ul style="list-style-type: none"><li>• Statnett kan flytte endring i produksjon opp til et kvarter tidligere eller senere enn planlagt.</li><li>• Gjelder for alle maskiner, også Røssåga.</li><li>• Overgang til 15 minutters avregning fra 2021 vil antagelig redusere behovet for denne type tjenester</li></ul>
PFK, systemvern	-	<ul style="list-style-type: none"><li>• PFK står for ProduksjonsFraKobling.</li><li>• Kun krav om leveranse hvis maskinen er i drift.</li><li>• Lavere brukstid gir redusert evne til å bidra med PFK.</li></ul>
Starte fra Svart	X	<ul style="list-style-type: none"><li>• Starte fra «svart» stasjon forstås spenningssetting mot spenningsløs samleskinne i sentralnettet</li><li>• Røssåga anlegget kan starte fra «svart».</li></ul>

### **Vedlegg C: Alternativer til fleksibel vannkraft**

Dersom det innføres strengere restriksjoner i Røssågareguleringen som medfører mindre produksjon bør dette sees opp mot kostnadene ved å erstatte tilsvarende produksjon. En kortsiktig marginalbetragtning tilsier at denne produksjonen vil erstattes av kullkraftproduksjon i et normalår. I et mer langsiktig perspektiv kan det argumenteres med at denne kraften vil erstattes av ny fornybar kraftproduksjon som f.eks vindkraft. Derfor bør det være et generelt prinsipp at den samfunnsøkonomiske gevinsten ved å fase inn ny vindkraft bør være større enn den samfunnsøkonomiske gevinsten av å ikke legge strengere restriksjoner på eksisterende vannkraft. Særlig når man tar med i betraktningen at vindkraften som fases inn er uregulerbar, mens vannkraften som tas bort er fleksibel.

Det europeiske markedet vil etter utfasing av kull- og kjernekraftverk være hardt presset i en streng kuldeperiode midtvinters. Kulde sammenfaller gjerne med lite vind og begrenset solinnstråling. Variasjoner i etterspørsel innen døgnet vil langt på vei kunne dekkes av batterier eller pumpekraftverk. Men i en sammenhengende kuldeperiode vil det trenge en netto tilførsel av elektrisitet. Statkrafts analyser tilsier at gassturbiner (Open Cycle Gas Turbines) eller gassmotorer (Gas Engines) vil være den billigste måten å levere dette på. Dette understøttes av utviklingen i UK der myndighetene innfører et kapasitetsmarked for å gi aktørene nok incentiver til å investere. Imidlertid må kapitalkost og OPEX fordeles på svært få driftstimer pr. år, og siden behovet for gass til oppvarming i en slik kuldeperiode er svært høyt vil spotmarkedsprisen ligge *vesentlig* over årsmiddelpris. Kostnad på levert energi fra slike anlegg blir derfor svært høy, og kan i mange timer ses på som en alternativ verdi for den vedvarende høye produksjonen man vil kunne levere fra det fleksible norske vannkraftsystemet.

I etterkant av årtusenskiftet ble forsyningssikkerheten i Midt-Norge ansett som svært utsatt for tørrår. For å redusere denne risikoen bygde Statnett to reserve-gasskraftverk, Nyhamna og Tjeldbergodden, hver på 150 MW i tilknytning til landanlegg for gasstransport. Anleggene skulle kunne produsere hvis Statnett vurderte det slik at kriteriene for SAKS (Svært Anstrengt Kraft Situasjon) var oppfylt og at regionen trengte tilførsel av ekstra elektrisitet utover lokal produksjonskapasitet og import fra omkringliggende regioner. Med oppgraderingen av Nea-Järpstrømmen (2010) og åpningen av Ørskog-Fardal (2016) ble forsyningssikkerheten i Midt-Norge ansett som tilstrekkelig. Anleggene har derfor blitt vedtatt demontert og solgt. Det er svært vanskelig å anslå den totale kostnaden for disse to anleggene over deres levetid, men iht Statnetts internettside var kostnadene for anleggene 2,1 milliarder. Imidlertid har driftskostnadene også vært betydelige og et totalt anslag vil derfor trolig ligge rundt 3 milliarder.

Ved omfattende nye begrensninger på vannkraftens fleksibilitet vil slike behov kunne oppstå igjen. Alternativt må behov for fleksibilitet dekkes av import fra kostbare reserve gasskraftverk i tilgrensende områder. I begge disse tilfellene vil det medføre en betydelig samfunnsøkonomisk kostnad.