



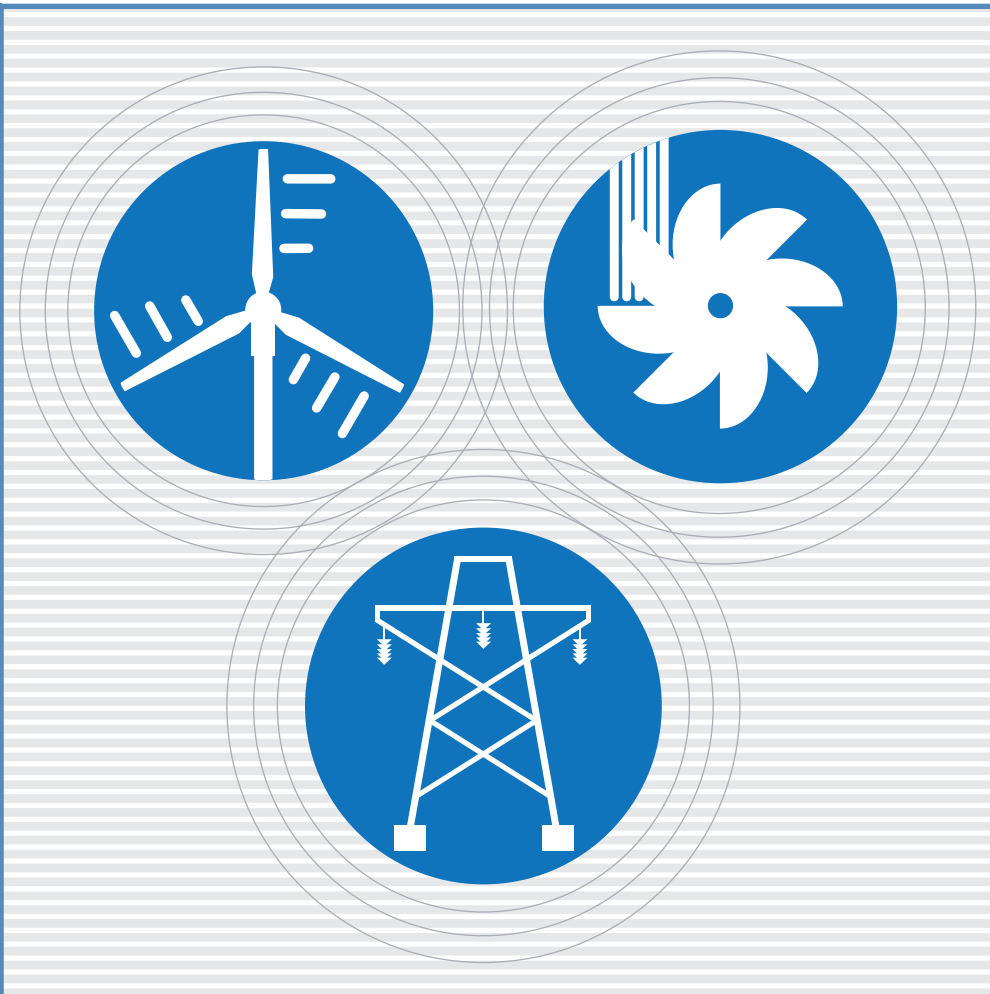
Samkøyring av vind- og vasskraft

Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft

Kjell Erik Stensby og Håvard Hamnaberg (red.)

1
2011

R
A
P
P
O
R
T



Samkøyring av vind- og vasskraft

Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft

Rapport nr 1 - 2011

Samkøyring av vind- og vasskraft

Utgjeven av: Noregs vassdrags- og energidirektorat
Redaktørar: Kjell Erik Stensby og Håvard Hamnaberg
Forfattar vedlegg: Magnus Korpås (Sintef Energi AS)

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 50
Framsidaill.: Rune Stubrud/NVE
ISBN: 978-82-410-0731-6
ISSN 1501-2832

Samandrag: Rapporten skildrar resultatata frå simulering av samkøyring av vindkraft med Guolas vasskraftverk i Troms. Simuleringane har vore utførte av Sintef Energi AS, og føremålet har vore å vurdere i kva grad det er muleg å gjere rom for meir vindkraft i kraftnettet om vasskraftverk vert køyrde med omsyn til vindkraftproduksjonen.

Resultata syner at det er muleg å gjere rom for meir vindkraft om han vert gjeven "forkøyrtsrett" i kraftnettet.

Emneord: vasskraft, vannkraft, vindkraft, nett, effekt, utvidelse

Norges vassdrags- og energidirektorat
Drammensveien 211
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

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

Januar 2011

Innhold

Føreord	4
Vasskraft og vindkraft i tandem	5
Vedlegg: Sintef Energi sin rapport.....	8

Føreord

Dagens energisystem er i endring. Det norske systemet vart bygd under andre føresetnadar og for andre tilhøve enn dei vi har i dag. Difor er det naudsynt å gjere studiar av kva mulegheiter ein har for å endre systemet.

Ei viktig systemendring som kjem raskt er eit større innslag av uregulert kraft, både i form av vindkraft og små vasskraftverk. Dette byr på utfordringar for systemet, både når det gjeld bruk av –, tilgong til –, og kapasitet i kraftnettet. Det kan også gje utfordringar for forsyningssikkerheita.

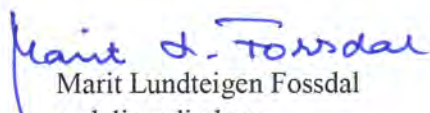
For mange kraftverksprosjekt i Noreg i dag er kapasiteten i kraftnettet ein skranke, og det kan ta lang tid å få realisert nye kraftliner. Vi har difor bede Sintef Energi AS undersøkje om det er muleg å få plass til meir uregulert kraft dersom vasskraftverk vert køyrt annleis, og det er det.

Studien er del av eit program av aktivitetar i NVE. Kommande rapportar vil kaste lys over fleire problemstillingar som kostnader ved effektutvidingar, kostnader ved pumpekraft og kostnader for nye vasskraftprosjekt som kostar meir per kWh enn det er vanleg å investere ved i dag.

Denne rapporten skal ikkje lesast som ei tilråding, då det ikkje er ein fullstendig analyse. Mellom anna er økonomien verken i eventuell ombygging eller i endra køyremønster analysert.

NVE takkar Troms Kraft Produksjon AS, som eig vasskraftverket som er studert her, for velvilje og samarbeid.

Oslo, januar 2011


Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør


Torodd Jensen
seksjonssjef

Vasskraft og vindkraft i tandem

- NVE si oppsummering av arbeidet

Hovudspørsmålet i denne studien var i kva grad ein kan bygge ut meir vindkraft i eit område ved å regulere ned vasskraftverk og spare vatn i magasinet når det er gode tilhøve for vindkraft. Dette er interessant å studere av di kapasiteten i kraftnettet er definert ved maksimal last, dvs. maksimal produksjon eller maksimalt uttak, og det er mange område med knapp kapasitet.

Vi valde å studere området nord for ”Guolassnittet,” som nettmessig er nordre delen av Troms og heile Finnmark. I dette området er det gode tilhøve for vindkraft, men kapasiteten i kraftnettet sørover er avgrensa. Området har også mykje uregulert vasskraftproduksjon, som må produsere etter tilsiget.

Sintef Energi AS har på oppdrag for NVE vurdert om endra køyremønster ved eit spesifikt vasskraftverk, Guolas kraftverk, kan gjere det muleg å realisere fleire vindkraftprosjekt enn det elles ville vore muleg å realisere. Vi gjer her våre vurderingar og tankar om prosjektet og resultata. Den fulle rapporten frå Sintef Energi AS er lagt ved.

Undersøkjinga av Guolas kraftverk i Troms syner at det er muleg å gjere plass til meir vindkraft ved å gje henne forkøyrrett i kraftnettet, og at det i dette høvet er muleg å gjere rom for 60 MW meir enn dei 200 MW det er plass til i kraftnettet no. Dersom ein utvidar installasjonen i Guolas kraftverk kan ein auke vindkraftinstallasjonen meir dramatisk – med 3-400 MW - avhengig av kor store tap ein aksepterer fordi ein når grensa for nettkapasiteten.

Dette prosjektet er ein del av NVE sitt arbeid knytt til effekt frå vasskraftverk, som er ei vidareføring av arbeidet med opprusting og utviding av vasskraftverk. Den overordna konteksten er klimautfordringa, med tilhøyrande ambisjonar om å redusere utslepp og auke produksjonen av fornybar energi.

Meir spesifikt ser det ut til at EU sin fornybarpolitikk gjev store investeringar i fornybar energi både her heime og i våre naboland. Spesielt er det store planar for mykje vindkraft i Nordsjøen, og vindkraft ser ut til å verte ein hovudteknologi i denne politikken.

Mykje vindkraft og annan uregulert kraftproduksjon vil auke verdien av norske vasskraftverk sin evne til å lagre energi og produsere ved behov. Nokre av våre naboland har peika på at Noreg kan bidra til å gjere det muleg med store vindkraftutbyggingar, ved å balansere variasjonane i vindkraftproduksjonen med våre magasin.

Vasskraftverk med magasin er ein av dei mest effektive måtane å lagre energi på, både teknisk og kostnadsmessig. Det finst fleire teknologiar, mellom anna svinghjul, batteri og trykkluft, som kan levere liknande tenester, men det ser ikkje ut til at desse vil vere like konkurransedyktige som vasskraft.

Også i det innanlandske systemet vil magasinane kunne spele ei viktig rolle, som denne studien syner. Sjølv om det i dag ikkje er ein stor marknad for effekt vil mykje meir fornybar kraftproduksjon, som i stor grad vil vere uregulert, kunne auke etterspurnaden etter lagringsevne.

Guolas kraftverk er eit av dei få kraftverka i området med stor evne til å lagre energi. Magasinet kan lagre 225 GWh, medan normal årsproduksjon ved kraftverket er på 310 GWh. I sum gjer dette Guolas til eit veileigna eksempelkraftverk for å studere denne problemstillinga.

Sintef har etablert ein simuleringsmodell i matematikkprogrammet Matlab for å analysere problemstillinga. I modellen har Sintef lagt inn tilsiget til magasinet, Guolas kraftverk sine karakteristikkar, vindtilhøva i området og typiske karakteristikkar for vindkraftverk. Forbruk og annan produksjon er sett eksogent, dvs. som inngongsdata.

Det vert lagt til grunn to hovudprinsipp for fordelinga av nettkapasiteten mellom vindkraftverka og Guolas kraftverk: ”control wind” og ”control hydro.” I det fyrste tilfellet produserer vasskraftverket som i dag, medan vindkrafta regulerer ned når dei møter nettkapasiteten. I ”control hydro” vert vindkraft gjeve forkøyringsrett ved at Guolas kraftverk regulerer ned produksjonen når det er mykje vind.

Sintef-modellen reknar ut kor mykje energi som går tapt ved dei to alternative køyreprinsippa med og utan utvida installasjon i Guolas kraftverk. Tabellen under syner dei ulike alternativa med ulike mengder installert vindkraft.

Alternativ		Installert vindkraft (MW)	Vindenergi (GWh)	Sum tap (GWh)
Forkøyringsrett for vasskraft (80 MW i Guolas)		80	235,2	0,4
		240	655,6	50,4
		400	836,1	340,2
Forkøyringsrett for vindkraft	Opphavleg installasjon (80 MW i Guolas)	80	235,2	0,4
		240	692,1	13,9
		400	939,2	247,8
	Auka effekt i Guolas kraftverk med nytt avlaup til sjø 80 MW mot sjø, mellom 8 og 40 MW mot elv	80	235,2	0,0
		240	688,8	16,8
		400	920,6	255,4

Tabell 1: Muleg vindkraftproduksjon og tapt energi ved ulike oppsett av modellen.

Tabellen syner at auka installert effekt i Guolas kraftverk ikkje ser ut til å gje nokon særleg vinst, medan det er eit etter måten stort potensial for å gjere plass til vindkraft i kraftnettet ved å gje vindkrafta ”forkøyringsrett.” Det er interessant, då det kan gjere det muleg for Noreg å bygge ut vindkraft raskare enn om ein ikkje hadde slike mulegheiter.

At noko er teknisk muleg er ikkje det same som at det er ønskeleg eller praktisk muleg. Denne studien har ikkje vurdert kva handlingsmåte som er rasjonell for aktørane i kraftmarknaden.

Vidare studier bør mellom anna vurdere dei økonomiske sidene ved dette: Kva kan det koste vasskraftverket å ikkje kunne produsere når ein ønskjer det for å dra nytte av spotprisen? Kva er vinsten for vindkraftprodusentane? Kva kan det koste å bygge om vasskraftverket?

Det er heller ikkje openbert korleis eit slikt samarbeid kan koordinerast. Om det er ulike eigarar av vind- og vasskraftverka er det ikkje sikkert dei vil velje å produsere på den teknisk sett optimale måten – dei vil maksimere profitt på kvar sin kant. Dagens marknadssystem tillet heller ikkje regulatoren eller andre myndigheiter å fordele nettkapasiteten mellom ulike produsentar.

Sintef peikar, utover det som er nemnd her, på eit par meir teknisk orienterte oppfølgjingspunkt. Det kan vere relevant å studere korleis eit pumpekraftverk kan fungere i eit slikt ”samarbeid,” og det kunne vore interessant å studere fleire område i Noreg, m.a. Sogn og Fjordane.

Vedlegg: Sintef Energi sin rapport



SINTEF Energi AS

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

www.sintef.no/energi

Organisasjonsnr.:
NO 939 350 675 MVA

TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

Effektøkning i vannkraftverk for bedre utnyttelse av vindkraft og nettkapasitet

SAKSBEARBEIDER(E)

Magnus Korpås

OPPDRAKSGIVER(E)

Norges vassdrags- og energidirektorat

TR NR. TR A7024	DATO 2010-12-08	OPPDRAKSGIVER(E)S REF. Kjell-Erik Stensby, Torodd Jensen	PROSJEKTNR. 12X613
ELEKTRONISK ARKIVKODE		KONTROLLERT AV Kjetil Uhlen	GRADERING Åpen
ISBN NR. 978-82-594-3451-7	RAPPORTTYPE	GODKJENT AV (STILLING, NAVN) FOR Knut Samdal, Forskningsjef	OPPLAG SIDER 17 35
AVDELING Energisystemer	BESØKSADRESSE Sem Sælands vei 11	LOKAL TELEFAKS 73 59 72 50	

RESULTAT (sammendrag)

Begrenset kapasitet i dagens nett hindrer utnyttelse av de store vindkraftressursene som finnes i Nord-Troms og Finnmark. Innen nye nettførsterkninger er på plass kan fleksibel drift av vind- og vannkraftverk gjøre det mulig med mer utbygging enn dersom vindkraftverkene betraktes som passive produsenter. Vannkraftverket Guolas i Kåfjord i Nord-Troms har god reguleringsgrad og det finnes i tillegg muligheter for effektøkning ved å legge utløpet for tilleggseffekten til Kåfjorden i stedet for til Kåfjordelva.

For å kunne kvantifisere disse mulighetene er det valgt å studere problematikken ved hjelp av kraftsystemberegninger. Mer spesifikt har oppgaven vært å vurdere om effektøkning i Guolas kraftverk sammen med mer fleksibel drift kan gi bedre utnyttelse av nettkapasiteten i Troms og Finnmark og dermed muliggjøre økt integrasjon av vindkraft. Simuleringene viser at ved å akseptere rundt 3 % redusert vindkraftproduksjon over året inntil ny 420 kV linje er bygget, kan effektregulering av Guolas kraftverk alene, uten effektøkning, øke mengden vindkraft man kan installere nord for Guolassnittet med ca. 60 MW (fra ca. 200 MW til 260 MW). Guolassnittet består av 132 kV linjene Lyngen-Ullsfjord og Skibotn-Balsfjord. En effektøkning på 80 MW i Guolas kraftverk gir markant bedring av flaskehalssituasjonen først ved 300-400 MW installert vindkraft bak snittet. Sensitivitetsanalyser viser at jo lavere reguleringsgrad, jo gunstigere er effektøkning for å unngå flomtap ved flaskehalssituasjoner forårsaket av vindkraft.

Det er videre simulert 80 MW effektøkning av Guolas kraftverk, hvor det samtidig er satt strenge restriksjoner på driften av eksisterende turbiner som har utløp mot elv. Denne varianten, som vurderes å gi mindre negative miljøkonsekvenser lokalt enn alternativet med full produksjonsfleksibilitet for alle vannkraftturbiner, resulterer i kun marginalt mer redusert vindkraftproduksjon. Simuleringene viser videre at den ekstra effektkapasiteten på 80 MW i store deler av året kan brukes til andre formål enn å unngå redusert vindkraftproduksjon. Dette gjelder i hovedsak for å endre kjøremønsteret for å øke inntektene fra kraftsalg i spotmarkedet, men også for å kunne balansere feilprognosert vindkraft og/eller for å tilby reserver for å dekke forbruket i Finnmark dersom importkapasiteten er begrenset. Dette vil i særlig grad bli aktuelt i et fremtidig scenario for Finnmark med ny 420 kV linje, mye ny vindkraft og nye, store forbrukspunkter. Effektøkning av vannkraft bak Guolassnittet vil gi et kjærkomment reservebidrag i anstrengte importsituasjoner med høy last og lite vindkraftproduksjon.

Studien omfatter ikke markedsmessige forhold; det er kun tekniske muligheter som er vurdert. Studien har vist at man relativt raskt kan nå et punkt der nedregulering av vannkraft ikke er tilstrekkelig for å gi plass til mer vindkraft. Det er derfor relevant å gjøre en tilsvarende analyse av koordinert drift for et vannkraftverk med mulighet for utbygging av pumpekapasitet.

STIKKORD

EGENVALGTE	Vindkraft	vannkraft
	nettbegrensninger	effektøkning

INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
1	INTRODUKSJON..... 3
2	PROBLEMSTILLING 5
3	SIMULERINGSMODELL..... 5
3.1	MODELLBESKRIVELSE..... 5
3.2	SIMULERINGSOPPSETT 7
3.2.1	Vindkraft..... 8
3.2.2	Regulerbar vannkraft 9
3.2.3	Forbruk, kraftutveksling og øvrig vannkraft 10
3.2.4	Nettkapasitet 12
4	SIMULERINGSRESULTATER..... 12
4.1	INGEN EFFEKTØKNING 13
4.1.1	Opprinnelig datasett..... 13
4.1.2	Sensitivitetsanalyse: Alternativ vindserie..... 17
4.2	80 MW EFFEKTØKNING I GUOLAS KRAFTVERK..... 19
4.2.1	Opprinnelig datasett..... 19
4.2.2	Sensitivitetsanalyse: Startnivå på magasin 20
4.2.3	Sensitivitetsanalyse: Lavere reguleringsgrad 22
4.3	EFFEKTRESTRIKSJONER PÅ EKSISTERENDE KRAFTVERK..... 24
5	EFFEKTØKNING FOR REGULERKRAFT 26
6	KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID 29
	REFERANSER 32
	VEDLEGG: REANALYSIS VINDSERIER 33

1 INTRODUKSJON

Det er stor interesse for vindkraftutbygging i Nord-Norge. Høy midlere vindhastighet og store tilgjengelige arealer har resultert i svært mange forhåndsmeldinger og etter hvert også mange konsesjonssøknader, spesielt i Finnmark. Nettkapasiteten er imidlertid svært begrenset, da høyeste systemspenning nord for Balsfjord er 132 kV og det er lite utvekslingskapasitet mot Finland og Russland. En av de begrensende faktorene for utbygging av vindkraft er dagens kapasitet på Guolassnittet. Guolas-snippet består av 132 kV linjene Lyngen-Ullsfjord og Skibotn-Balsfjord [1]. Den geografiske avgrensningen til dette snittet er skissert i Figur 1 samt i Figur 2, som også viser vindkraftplaner i regionen. En annen begrensende faktor i nettet er snittet Lakselv-Adamselv, som også er vist i Figur 2. I følge Statnett er det i eksisterende nett maksimalt plass til ca. 200 MW vindkraft totalt nord for Guolassnittet, mens tilsvarende estimat nord for Lakselv-Adamselv er ca. 120 MW [1][2]. Nord for Guolassnittet er det pr. i dag bygget ut to vindkraftparker med en samlet kapasitet på 80 MW (begge i Finnmark), mens det pr. februar 2010 er konsesjonssøkt mer enn 1000 MW.



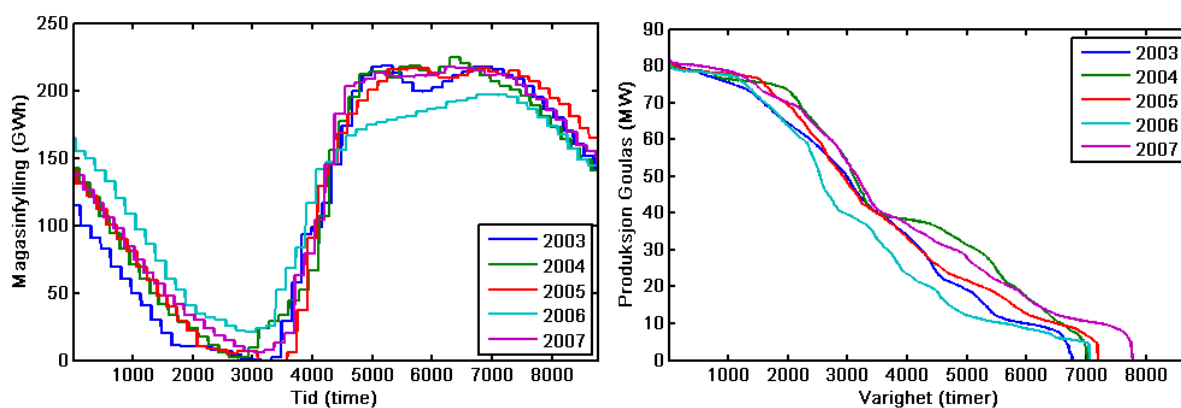
Figur 1: Utdrag fra ENTSO-E nettkart (www.entsoe.eu).



Figur 2: Skisse av nettet i Troms og Finnmark vist sammen med planer for vindkraft pr. november 2007 (basert på kart over vindkraftprosjekter, NVE).

Allerede i dag begrenser Guolassnittet kraftflyten sørover i lavlastperioder da det er mye uregulert vannkraft i området. Utbygging av ny vindkraft og uregulert småskala vannkraft vil forsterke dette problemet, samtidig som det er forventet økt importbehov i høylastpreioder som følge av planer for ny petroleumsindustri og gruvedrift i Finnmark. Statnett har derfor planer om betydelige nettforsterkninger i området, i første omgang med ny 420 kV linje til Hammerfest og senere med 420 kV linje til Varangerbotn og videre til Finland. Planlegging og bygging av nye 420 kV linjer i dette området er en tidkrevende prosess, hvilket gjør det aktuelt å vurdere andre tiltak i tillegg for å få fortgang på vindkraftutbyggingen. Guolas kraftverk er et av de største kraftverkene i området, og magasinkapasiteten gir en høy reguleringsgrad. Ved å regulere produksjonen i motfase med vindkraften i perioder med fare for overlast i sentralnettet, vil det potensielt være mulig å fase inn mer vindkraft enn dersom vann- og vindkraftverk driftes uavhengig av hverandre. Koordinert drift av vindkraft og vannkraft kan således bidra til å løse ”høna og egget”-problemet med vindkraft og nettbegrensninger i Nord-Troms og Finnmark.

Guolas kraftverk har 2x40 MW installert effektkapasitet og 225 GWh magasinkapasitet, med en årproduksjon på ca. 310 GWh. Figur 3 viser historisk magasinnivå og varighetskurve for effekt (timemiddel). Det fremgår av figurene at kraftverket allerede i dag har relativt variabel drift, og det er et spørsmål hvorvidt det er akseptabelt med ytterligere effektkjøring (som blir konsekvensen av samdrift med vindkraft) i eksisterende kraftverk. En interessant mulighet er derfor å øke effektkapasiteten ved å legge et nytt utløp direkte til fjorden. Det eksisterende kraftverket kan dermed kjøres jevnere, mens de nye turbinene med utløp mot fjorden da kan tenkes å regulere hurtig mot vindkraftproduksjonen.



Figur 3: Magasinfylling og varighetskurve for totalproduksjon, Guolas kraftverk (Datagrunnlag: Troms Kraft Produksjon).

Rapporten er inndelt som følger:

Kapittel 2 presenterer problemstillingen som belyses i studien. Kraftsystemberegningene som ligger til grunn for analysene er basert på en simuleringsmodell som er beskrevet i kapittel 3. Her gjennomgås modelleringsprinsipp og algoritme for hvordan vindkraft og vannkraft reguleres for å unngå overlast i nettet. Videre presenteres datagrunnlaget for eksempelstudiene. Kapittel 4 og kapittel 5 presenterer hovedresultatene fra simuleringsstudien mens kapittel 6 konkluderer arbeidet og gir anbefalinger for videre arbeid.

Markedsmessige forhold er ikke vurdert, heller ikke kostnader for effektøkning i Guolas kraftverk. Det er følgelig rene tekniske vurderinger som er utført.

2 PROBLEMSTILLING

Prinsipielle studier [3] har tidligere vist at koordinert drift av vind- og vannkraftverk muliggjør bedre totalutnyttelse av eksisterende nettkapasitet og dermed gjør det mulig å bygge ut betydelig mer vindkraft i begrensede nett enn det enkle beregninger basert på utvalgte kritiske driftssituasjoner skulle tilsi. Dette forutsetter imidlertid fleksibel drift av vind- og vannkraftverkene, og det er derfor av interesse å se på mulighetene som ligger i effektøkninger i aktuelle vannkraftverk. Guolas kraftverk har muligheter for slik effektøkning, bl.a. ved å legge utløpet for tilleggseffekten til fjorden i stedet for til elva.

Hovedproblemstillingen for prosjektet er å vurdere om effektøkning i Guolas kraftverk sammen med mer fleksibel drift kan gi bedre utnyttelse av nettkapasiteten i Troms og Finnmark og dermed muliggjøre økt integrasjon av vindkraft. For å besvare dette er det benyttet en modell som simulerer hvordan vindkraft og vannkraft kan reguleres i begrensede nett. Simuleringsmodellen beregner hvor mye energi som går tapt over året som følge av nettbegrensninger, enten i form av uutnyttet vindkraft (pga. nedregulering) eller i form av flomtap i vannkraftverket. Tapt energi over året øst for Guolas kraftverk kvantifiseres for ulike tilfeller:

- Opprinnelig system uten økt vindkraft
- Økende mengde installert vindkraft
- Økende mengde installert vindkraft, med effektøkning i Guolas kraftverk
- Økende mengde installert vindkraft, med effektøkning i Guolas kraftverk og effektbegrensninger for turbinene med utløp til elva

Avslutningsvis diskuteres hvordan effektøkning i Guolas kraftverk også kan bidra med regulerkraft for feilprognosert vindkraft i et fremtidig scenario med mye ny vindkraft og økt elektrisitetsforbruk i Finnmark.

3 SIMULERINGSMODELL

3.1 MODELLBESKRIVELSE

Det er i tidligere studier blitt etablert en simuleringsmodell i MATLAB som egner seg for å analysere muligheter for samspill mellom vindkraft og vannkraft i nett med begrenset overføringskapasitet [3]. Modellen simulerer kraftsystemet med en tidsoppløsning på en time, og har følgende tidsserier som input:

- Normalisert vindkraftproduksjon i området, beregnet ved bruk av tidsserier for vindhastighet og effektkurve (MWh/h for 1 MW vindkraftverk)
- Planlagt vannkraftproduksjon¹ (MWh/h)
- Tilsig til magasin (MWh/uke)
- Forbruk i området (MWh/h)

I tillegg må man fastsette en rekke statiske parametere:

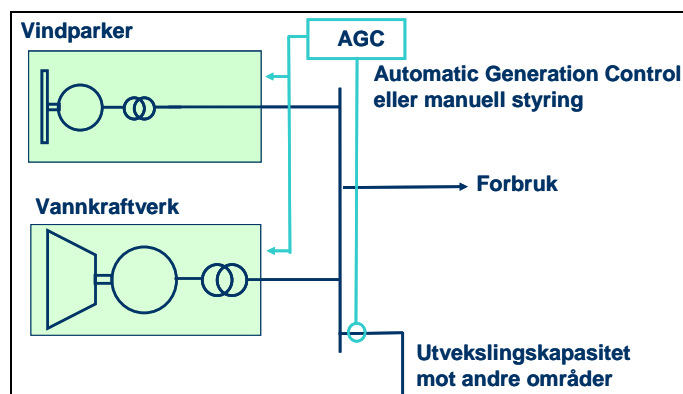
¹ Dvs. uten å ta hensyn til flaskehalssituasjoner som følge av økt utbygging av vindkraft i området.
12X613 TR A7024

- Maksimal eksportkapasitet ut av området
- Installert vindkraftkapasitet
- Installert vannkraftkapasitet
- Maksimalt magasinnivå

Modellens logikk baserer seg på en antagelse om at man benytter Automatic Generation Control (AGC) for å holde effektflyten ut av området under maksimal tillatt eksportkapasitet [4]. AGC anvendes i modellen for to forskjellige kontrollstrategier:

”Control wind”: Vindkraftproduksjonen reguleres ned hvis nødvendig. Vannkraftverket driftes etter en opprinnelig kjøreplan som er upåvirket av vindkraftproduksjonen.

”Control hydro”: Først utnyttes fleksibiliteten i vannkraftverket ved å regulere ned så mye som mulig for å unngå overbelastning i linjenettet. Hvis ikke dette er tilstrekkelig, så reduseres vindkraftproduksjonen som for ”control wind”. Vannkraftproduksjonen økes utover opprinnelig produksjonsplan på et senere tidspunkt (når det mindre vindkraftproduksjon) for å holde magasinnivået i balanse.



Figur 4: Prinsippkisse for simuleringsmodellen.

En enkel skisse av det simulerte systemet er vist i Figur 4. AGC'en slår inn når kraftoverskuddet i området (vannkraft + vindkraft - forbruk) er større enn eksportkapasiteten. Med ”control wind” vil overskuddsenergien være tapt, mens for ”control hydro” vil overskuddsenergien lagres i magasinet. For ikke å få vedvarende høye magasinnivåer, med økte flomtap som konsekvens, definerer vi en parameter P_{step} , som slår inn når kraftoverskuddet igjen er under eksportkapasiteten:

$$\begin{aligned}
 & \text{while } \sum_{i=1}^t P_{hydro}(i) < \sum_{i=1}^t P_{hydro,planned}(i) \\
 & \quad P_{hydro}(t) = \max(P_{hydro,planned}(t) + P_{step}, P_{hydro}^{\max}) \\
 & \text{end}
 \end{aligned}$$

hvor $P_{hydro}(t)$ er faktisk vannkraftproduksjon og $P_{hydro,planned}(t)$ er planlagt vannkraftproduksjon i tidsskritt t . Parameteren P_{hydro}^{\max} er vannkraftverkets installerte effektkapasitet.

Algoritmen sjekker først om sum produksjon hittil i år er mindre enn sum av planlagt produksjon. Hvis så er tilfelle økes produksjonen med P_{step} , hvor installert effekt er øvre beskranking. Dersom P_{step} settes til en høy verdi (f.eks. lik P_{hydro}^{max}) vil produksjonsbalansen gjenopprettes raskt; man øker vannkraftproduksjonen til maksimal effekt inntil den totale vannkraftproduksjonen er tilbake til det nivået som var opprinnelig planlagt. Ulempen med å sette P_{step} til en høy verdi er at man får raske effektsvingninger som kan være u hensiktsmessig dersom vannkraftverket har utløp mot elv.

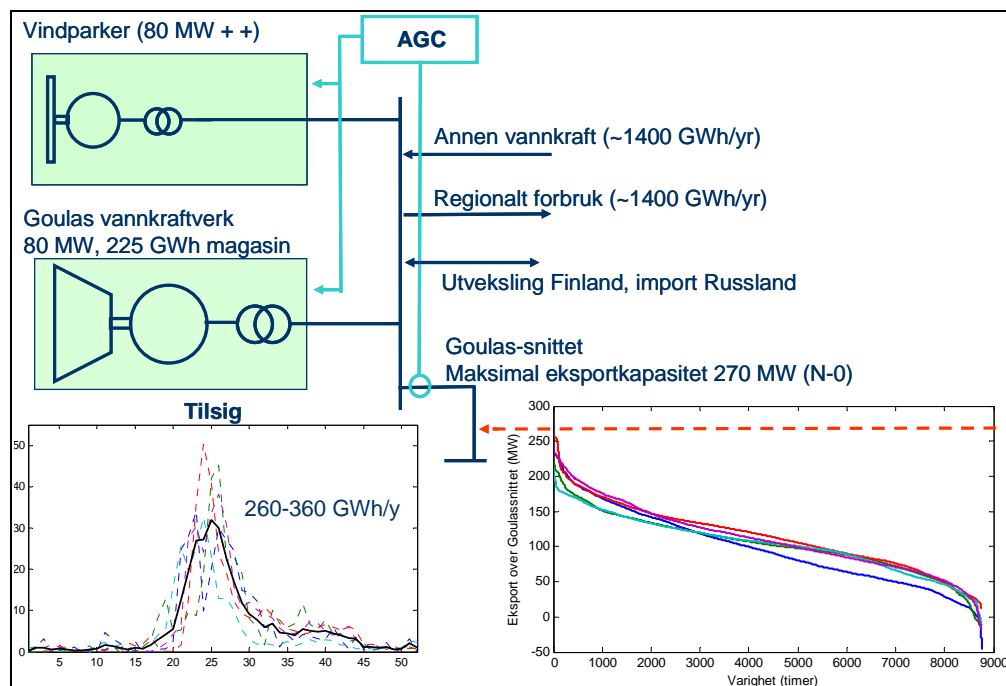
Det er derfor valgt å sette P_{step} dynamisk som en lineær funksjon av magasininnholdet for å avveie behovet for å ha tilstrekkelig margin til maksimal fyllingsgrad og konsekvensen av raske svingninger i produksjon:

$$P_{step}(t) = P_{hydro}^{max} \cdot S(t) / (S^{max} - S^{min})$$

hvor $S(t)$ er magasininnværet ("storage") i tidsskritt t mens S^{max} og S^{min} er henholdsvis maksimum og minimum tillatt magasininnværet. Denne logikken sikrer at det frigjøres plass i magasinet dersom det er fare for flomtap, mens man unngår unødvendige effektsvingninger ved moderat fyllingsgrad.

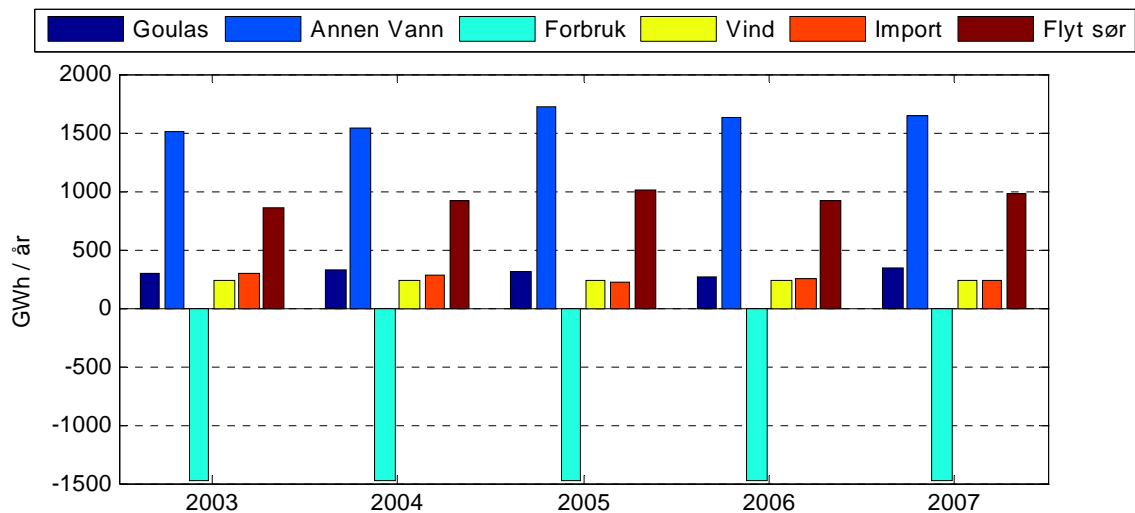
3.2 SIMULERINGSOPPSETT

I dette arbeidet er det valgt å se på området nord for Guolassnittet under ett, med en fast eksportkapasitet sørover. Figur 5 viser det modellerte systemet for dagens situasjon for forbruk, produksjon og nettkapasitet. Den resulterende simulerte kraftflyten over Guolassnittet for dagens situasjon er også vist i figuren for de simulerte tilsigsårene 2003-2007. Varighetskurvene for eksport i Figur 5 har god overensstemmelse med lignende kurver fra Samlast-simuleringer utført av Statnett [1].



Figur 5: Prinsipp-skisse for simuleringsmodellen med data for dagens situasjon.

Simulert årlig kraftbalanse for området nord for Guolas kraftverk er gitt i Figur 6. "Annen vann" er all vannkraftproduksjon i området fratrukket produksjonen i Guolas kraftverk. Import er samlet netto import fra Finland og Russland mens "Flyt sør" er netto eksport over Guolassnittet. I delkapitlene nedenfor gjennomgås datasett og antagelser som ligger til grunn for tallene i figuren.



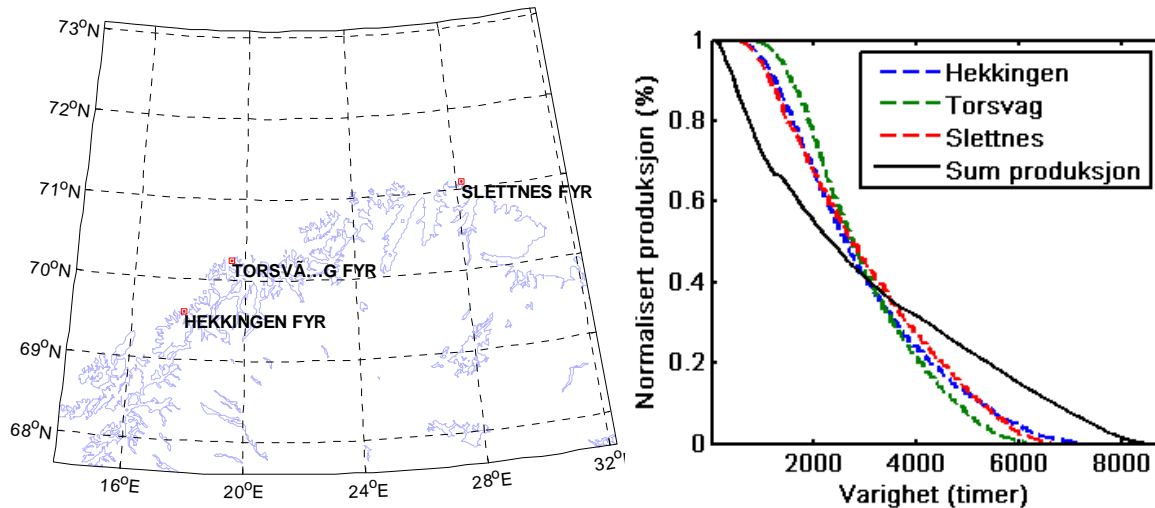
Figur 6: Resulterende årlig kraftbalanse for simulering av tilsigsårene 2003-2007 med konstant årlig forbruk og 80 MW installert vindkraft.

3.2.1 Vindkraft

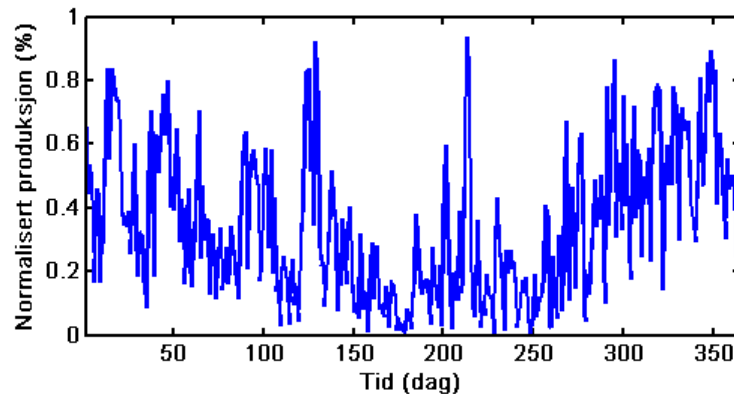
For å representere vindkraftproduksjon nord for Guolas er 1 års timesverdier for vindhastighet fra de tre målepunktene vist i Figur 7 kombinert med en standard effektkurve for vindkraftverk. Tidsseriene for vindhastighet er hentet fra Meteorologisk Institutt's Klima-tjeneste. Som det fremgår av varighetskurvene, så gir tre vindhastighetsserier (blå, heltrukket linje) en betydelig glatting av produksjonen sammenlignet med oppskalering av en måleserie (stiplede linjer). Etter hvert som det bygges ut mer vindkraft, vil den geografiske utjevningen i realiteten bli tydeligere. For enkelhets skyld² velges en jevn produksjonsfordeling over de tre viste målepunktene. Dvs. hvis totalt installert vindkraft er 300 MW blir produksjonen beregnet av 100 MW vindkraft med vindhastighet som på Hekkingen, 100 MW som på Torsvåg og 100 MW som på Slettnes. Som vist i kapittel 4.1.2 gir usikkerhet i vinddata ikke store utslag på simuleringresultatene. De valgte tidsseriene er vurdert til å gi en akseptabel representasjon av de viktigste vindkarakteristikker som geografisk utjevning, korttidsvariasjoner og sesongvariasjoner. Figur 8 viser simulert produksjon midlet over døgnet. Den typiske sesongvariasjonen med høy vinterproduksjon og lav sommerproduksjon er fremtredende.

Utgangspunktet for installert effekt for dagens situasjon er 80 MW (Havøygavlen og Kjøllefjord) som med de valgte tidsserier gir en årlig produksjon på 235 GWh, noe som tilsvarer ca. 2950 brukstimer.

² Dette valget er også en konsekvens av mangelen på gode vindhastighetsserier på tidspunktet da simuleringene ble utført.



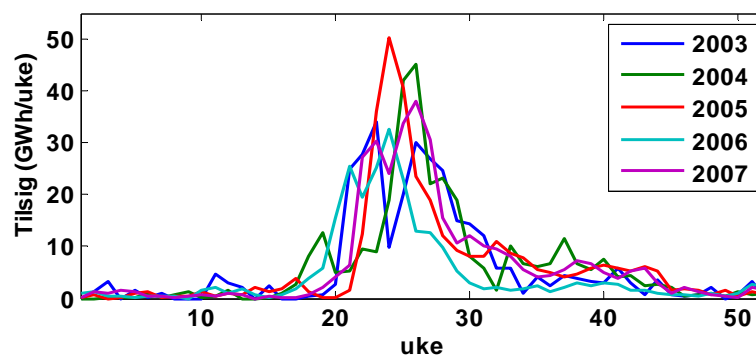
Figur 7: Valgte målestasjoner for vindhastighet og varighetskurve for resulterende vindkraftproduksjon.



Figur 8: Simulert vindkraftproduksjon midlet over 24 timer.

3.2.2 Regulerbar vannkraft

Timesverdier for produksjon og ukentlig magasinnivå for Guolas kraftverk er blitt gjort tilgjengelig for dette prosjektet, se Figur 3. En tidsserie for tilsig på ukensnivå har dermed blitt konstruert ved å benytte en enkel modell for magasinbalanse uke for uke. Den resulterende simulerte tilsigsserien for Guolas kraftverk er vist i Figur 9. Tilsiget innad i uken er modellert som konstant. Årsproduksjonen i det simulerte tidsrommet 2003-2007 er i middel ca 310 GWh med årsvariasjoner som vist i Figur 6.



Figur 9: Simulert ukestilsig for Guolas kraftverk.

3.2.3 Forbruk, kraftutveksling og øvrig vannkraft

I denne studien reguleres kun vannkraftproduksjonen i Guolas kraftverk, mens all annen vannkraft nord for Guolassnittet antas å følge en fastsatt produksjonsplan upåvirket av de valgte scenarier for ny installert vindkraft. Dette er gjort dels for at det er mye uregulert vannkraft i området og dels for at man i studien ønsker å isolere betydningen av koordinert drift mellom vindkraft og ett vannkraftverk. For å generere et fast kjøremønster for annen vannkraft har vi benyttet resultater fra simuleringer med Samkjøringsmodellen [3]. Tidsseriene fra Samkjøringsmodellen har en tidsoppløsning på en uke og er gitt for tilsigsårene 1931-2000. Siden dataene for Guolas kraftverk er for årene 2003-2007, har vi hentet ut de tilsigsårene fra Samkjøringsmodellen som stemmer best overens med faktisk årsproduksjon for KSU-område Finnmark for 2003-2007.

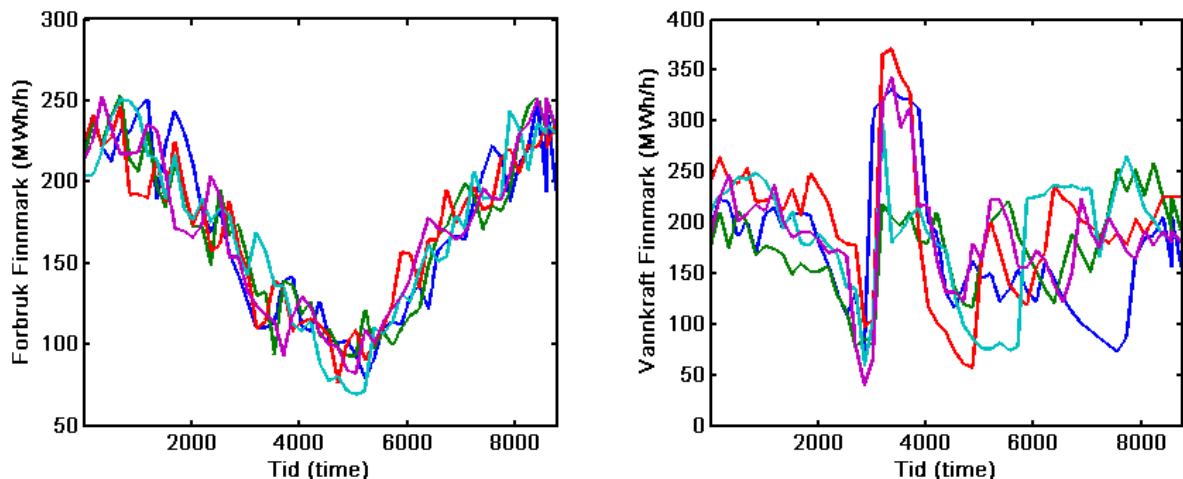
Vannkraftproduksjonen er deretter skalert til den faktiske årsproduksjonen fra disse årene, slik det fremgår av Kraftsystemutredningen for Finnmark³ [5].

Tidsserier for forbruk i Finnmark er hentet fra den samme simuleringen av Samkjøringsmodellen som for vannkraft. Disse er skalert til et årsmiddel på 1470 GWh for å representere dagens situasjon (2008) for forbruk [5].

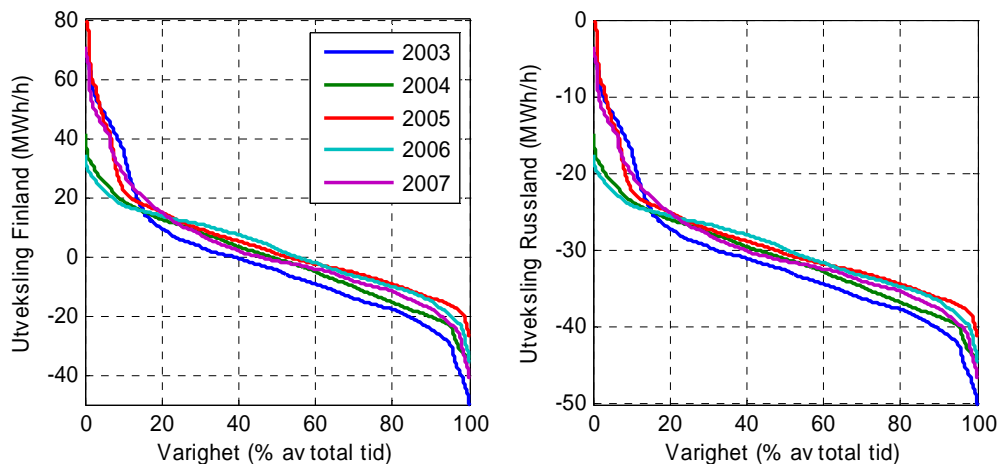
I simuleringene er det ikke tatt hensyn til forbruk og produksjon i Nord-Troms øst for Guolas. Det ble vurdert at forbruk og produksjon i dette området er såpass lavt at feilen denne forenklingen utgjør er neglisjerbar sammenlignet med andre forenklinger som ble gjort, for eksempel med hensyn til produksjonsprofil for vannkraftverk i Finnmark. Det er i ettertid av simuleringene funnet at årsforbruket og årsproduksjonen i Troms øst for Guolas er henholdsvis ca. 182 GWh og 58 GWh [5][6][7], altså svært lavt sammenlignet med totalt forbruk og produksjon i Finnmark (ca. 1500 GWh/år).

Tilsvarende som for annen vannkraft, modelleres utvekslingen med Finland og Russland til å være uavhengig av installert vindkraft og kontrollstrategi for Guolas kraftverk. Det er altså kun flyten sørover over Guolassnittet som blir forskjellig i de ulike simuleringene. For å generere tidsserier for utveksling med Finland er det benyttet en forenklet metodikk som antar en lineær sammenheng mellom kraftbalanse i Finnmark og utveksling. Dvs. høyest eksport (80 MW) ved størst simulert kraftoverskudd og høyest import (50 MW) ved størst simulert kraftunderskudd. Tilsvarende er gjort for Russland, hvor det kun er mulig med import. De resulterende genererte varighetskurver for utveksling med Finland og Russland er vist i Figur 11.

³ Kraftsystemutredningen viser total produksjon for Finnmark (vind+vann), så det er her valgt å trekke fra 150 GWh/år pr. vindkraftverk (Havøygavlen f.o.m. 2003 og Gartefjellet f.o.m. 2006) siden vindkraft er modellert separat.



Figur 10: Simulert forbruk og vannkraftproduksjon i Finnmark. Data fra Samkjøringsmodellen.



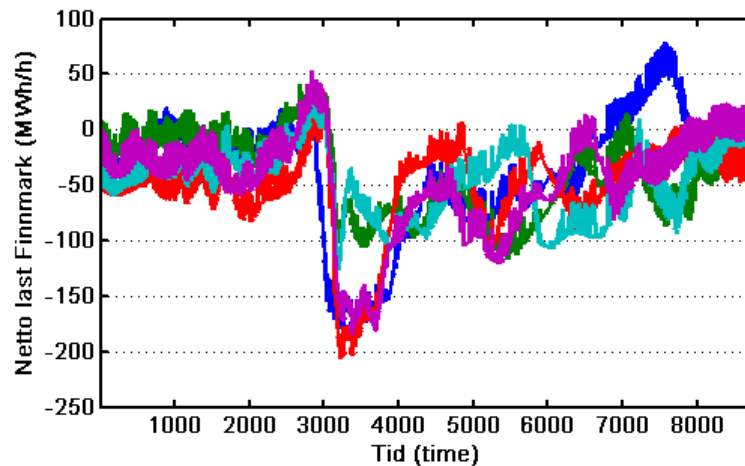
Figur 11: Simulert utveksling mot Finland og Russland. Eksport er angitt med positiv flyt.

Når tidsserier for annen vannkraft, forbruk og utveksling med Finland og Russland er etablert, så velger vi her å representere disse som simulert ”netto last”⁴ i området:

$$\text{Netto last} = \text{Forbruk} - \text{annen vannkraft} - \text{import} + \text{eksport}$$

Netto last er i simuleringen en passiv størrelse som ikke påvirkes av kontrollstrategien for Guolas kraftverk og vindkraftverkene. Den resulterende tidsserien for netto last er vist i Figur 12. Det fremgår at netto last stort sett er negativ. Når Guolas kraftverk og simulert vindkraft inkluderes, blir det gjennomsnittlige årlige kraftoverskuddet øst for Guolas på 680 GWh med dagens situasjon. Dette stemmer godt overens med Statnett’s Samlast-simuleringer for samme område [1].

⁴ Begrepet ”netto last” henspiller på det engelske uttrykket ”net load” som bl.a. har blitt brukt for å representere forbruk – vindkraft i analyser hvor vindkraften anses som en passiv komponent. I våre simuleringer er vindkraften en regulerbar størrelse, mens vannkraft utenom Guolas kraftverk og kraftutveksling er passive størrelser som ikke justeres i simuleringen.



Figur 12: Simulert netto last i Finnmark (forbruk – vannkraft – import + eksport) for de simulerte årene 2003-2007.

3.2.4 Nettkapasitet

Det er i denne studien kun sett på eksportbegrensninger som følge av økt utbygging av vindkraft, og altså ikke importbegrensninger som følge av eventuelt økt forbruk nord for Guolas. Ved eksport ut av området kan nettet driftes akseptabelt etter "N-0 kriteriet", dvs. uten full reservekapasitet ved eventuelle linjeutfall⁵. I følge Statnett er "N-0" grensen på eksport på ca. 270 MW, hvilket også er benyttet i denne studien. Det er ikke sett på mulighetene til fleksibilitet i utveksling mellom Finland og Finnmark. Flyten på disse linjene er implisitt representert i netto last beskrevet i forrige delkapittel. Som det fremgår av Figur 5 ligger den simulerte kraftflyten alltid under grenseverdien på 270 MW ved 80 MW installert vindkraft. I noen timer er flyten imidlertid svært nær grensen, så selv en liten økning i installert vindkraft utover 80 MW forventes å gi perioder hvor kraftproduksjonen bak Goulassnittet må reduseres for å unngå at kraftflyten sørover overstiger eksportgrensen.

4 SIMULERINGSRESULTATER

I simuleringsstudien ønsker vi å analysere hvordan økt installert vindkraft i Nord-Troms og Finnmark bidrar til flaskehalssituasjoner over Guolassnittet. Dette gjøres for de to ulike reguleringsprinsippene som er forklart i kapittel 3.1. Flaskehalssituasjoner gir utslag i at enten vindkraften reguleres ned ("Control wind") eller at vannkraften reguleres ned ("Control hydro"). Med nedregulering av vindkraft går energi tapt direkte siden vindkraftenergien ikke kan lagres. Nedregulering av vannkraft øker magasinnivået sammenlignet med opprinnelig kjøremønster, noe som kan gi økte flomtap. Simuleringsmodellen beregner summen av disse formene for energitap over året. Resultatkapitlet er bygd opp som følger:

- Kapittel 4.1 presenterer resultater fra kjøring av simuleringsmodellen med økende vindkraft for de to reguleringsstrategiene. I dette kapitlet analyseres nytten av koordinert drift uten effektøkning.
- I kapittel 4.2 utføres tilsvarende simuleringer med 80 MW effektøkning i Guolas kraftverk for å kvantifisere nytten av koordinert drift med effektøkning. Det gjøres en

⁵ "N-1 kriteriet" betyr at utfall av en enkeltkomponent ikke fører til avbrudd noe sted i nettet.

sensitivitetsanalyse med hensyn på magasinets reguleringsgrad, for å kunne si noe om nytten av effektøkning i vannkraftverk med mindre magasin enn i Guolas kraftverk.

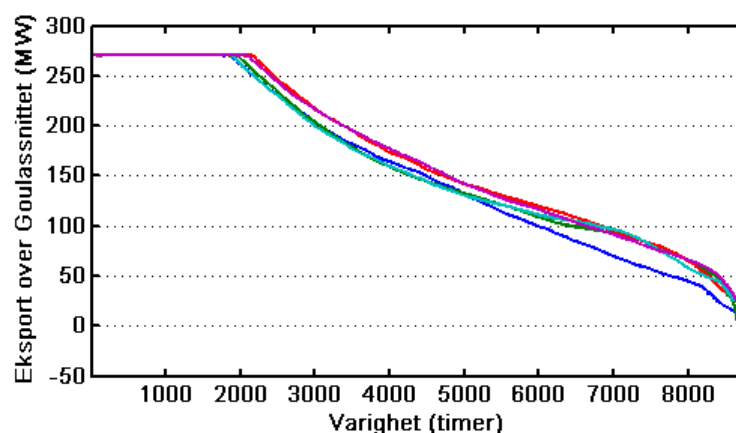
- I kapittel 4.3 simuleres 80 MW effektøkning med utløp direkte mot fjorden, mens det legges effektbegrensninger på eksisterende turbiner med utløp mot elv.

Det gjøres oppmerksom på at resultatene er basert på simuleringer hvor det er antatt at kjøremønstre for andre kraftverk, forbruk og utveksling mot Finland holdes uendret ved økende vindkraftkapasitet bak Goulassnittet. I virkeligheten vil økt vindkraftproduksjon også påvirke resten av systemet, og resultatene må sees i lys av den forenklingen som er gjort med hensyn på dette.

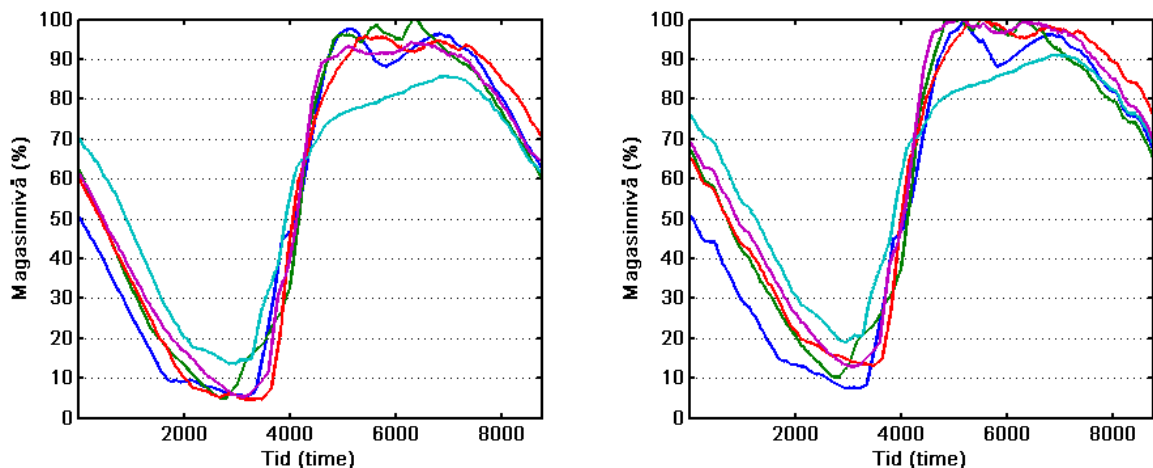
4.1 INGEN EFFEKTØKNING

4.1.1 Opprinnelig datasett

Det første eksemplet som er analysert tar utgangspunkt i dagens Guolas kraftverk med 80 MW installert effekt. For ”control wind” holdes vannkraftproduksjonen uendret fra opprinnelig plan (dvs. faktisk registrert produksjonsmønster for årene 2003-2007) mens vindkraften nedreguleres for å unngå at eksportbegrensningen på 270 MW overskrides. Problemstillingen er illustrert i Figur 13 for en simulering med 300 MW installert vindkraft. Figuren viser at for rundt 2000 timer i året vil kraftoverskuddet øst for Guolas i dette eksemplet være større enn eksportkapasiteten på 270 MW. Med ”control wind” må vindkraften nedreguleres i disse timene, noe som resulterer i tapt energi. Med den andre driftsstrategien ”control hydro” vil Guolas kraftverk redusere produksjonen i disse timene slik at man i størst mulig grad unngår nedregulering av vindkraften. Når vindkraftproduksjonen senere avtar som følge av lavere vindhastigheter, må man øke vannkraftproduksjonen tilsvarende det man holdt igjen for å unngå vedvarende forhøyet magasinnivå med økt fare for flomtap. Den simulerte utviklingen av magasinnivå over året for de to kontrollstrategiene er vist i Figur 14. Vi ser at for ”control hydro” vil man på sommerstid oppleve perioder hvor man ikke klarer å opprettholde tilstrekkelig margin til maksimal fyllingsgrad for å unngå flomtap. Dette skyldes ikke bare vindkraftproduksjonen (som faktisk er lavere på sommeren enn på vinteren) men påvirkes også av forholdet mellom forbruk og vannkraftproduksjon i Finnmark, se Figur 12.



Figur 13: Eksport over Guolassnittet ved 300 MW installert vindkraft for driftsstrategi ”control wind”. De ulike grafene representerer hvert av de simulerte årene 2003-2007.



Figur 14: Magasinnivå for ”control wind” (venstre) og ”control hydro” (høyre) for 300 MW installert vindkraft for de simulerte årene 2003-2007.

For å kvantifisere nytten av å kjøre Guolas kraftverk fleksibelt mot vindkraft, er det kjørt simuleringer for økende vindkraftinstallasjon opp til 400 MW, i steg på 80 MW. Hovedresultatene for ”control wind” og ”control hydro” fremkommer av henholdsvis Tabell 1 og Tabell 2. En dobling av dagens kapasitet opp til 160 MW vindkraft vil gi en svært liten økning i tapt energi, selv uten driftskoordinering med vannkraft. Dette skyldes at det sjelden inntreffer at vindkraftverkene produserer maksimalt samtidig (se Figur 7) og at høy vindkraftproduksjon sjeldent sammenfaller med høyt kraftoverskudd for øvrig (lavt forbruk og høy vannkraftproduksjon). Med andre ord er effektregulering av vindkraft et fornuftig tiltak for å få inn noe mer vindkraft i begrensede nett, sammenlignet med å betrakte vindkraftverkene som passive komponenter i kraftsystemet. Med økende andel vindkraft i systemet, vil imidlertid kontrollstrategien med effektregulering av kun vindkraft gi stadig mer tapt energi over året. Ved 240 MW installert vindkraft gir simuleringene at 7 % av vindenergien går tapt, og denne trenden forsterkes raskt ved økende mengde vindkraft.

Effektregulering av vannkraft ved strategien ”control hydro” har en tydelig positiv virkning på den totale energiutnyttelsen når mengden installert vindkraft i regionen øker. For det overnevnte tilfellet med 240 MW vindkraft, vil kontrollstrategien for vannkraftverket redusere den tapte vindenergien fra 7 % til 2 %, som tilsvarer 36,5 GWh/år. Ved 320 MW vindkraft ser vi også en betydelig reduksjon av tapt vindenergi; fra 18,7 % til 9,9 %. Dette eksemplet viser samtidig at det ligger klare begrensninger i hvor mye mer vindkraft man kan ta imot ved å nedregulere vannkraften. Det som skjer ved høy andel vindkraft er at man i perioder møter eksportbegrensningen selv om vannkraftproduksjonen stoppes helt. Da må man i tillegg begynne å nedregulere vindkraften for å ikke overbelaste nettet. For å bøte på dette må enten flere vannkraftverk delta i driftskoordineringen eller så må det installeres pumpekraftverk (der dette er teknisk mulig). Sistnevnte tiltak anses ikke realistisk for Guolas kraftverk, men kan være en gunstig løsning for andre områder med tilsvarende utfordringer knyttet til nettbegrensninger for vindkraft.

Det fremgår også av resultatene fra simuleringene med ”control hydro” (Tabell 2) at flomtapene øker ved økt andel vindkraft siden nedreguleringen av vannkraftproduksjonen medfører at vann holdes igjen i magasinet. Innvirkningen på flomtap er imidlertid beskjedent sammenlignet med

tapt vindkraft. Dette skyldes at Guolas kraftverk har høy reguleringsgrad, noe som gjør at man klarer å ha god kontroll på magasinutviklingen selv ved mye regulering mot vindkraft. Flomtapene som følge av det endrede produksjonsmønsteret ville vært høyere om magasinkapasiteten hadde vært mindre, eller om tilsiget hadde vært høyere.

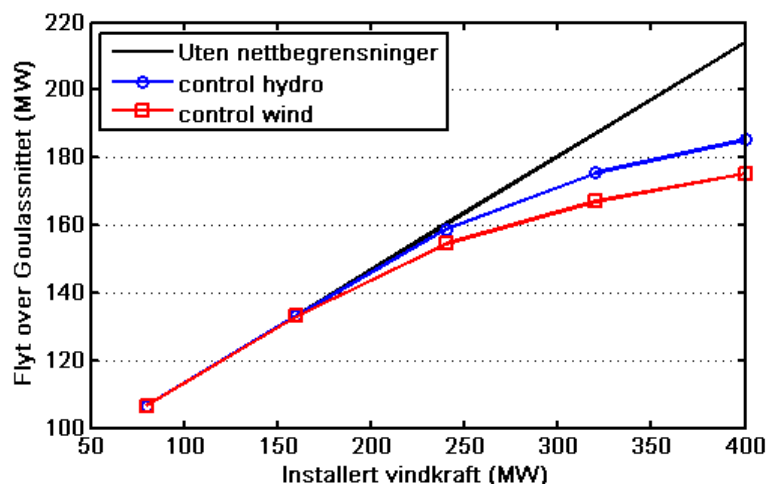
Tabell 1: Simuleringsresultater (gjennomsnitt pr. år) for ”control wind”.

Kapasitet Guolas kraftverk(MW)	80	80	80	80	80
Kapasitet vindkraft øst for Guolas (MW)	80	160	240	320	400
Planlagt produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,5	306,5
Potensiell vindkraft øst for Guolas (GWh/år)	235,2	470,4	705,6	940,8	1176,0
Produksjon vindkraft (GWh/år)	235,2	466,6	655,6	764,4	836,1
Produksjon Guolas (GWh/år)	306,4	306,4	306,4	306,4	306,4
Redusert vindkraft (GWh/år)	0,0	3,8	50,0	176,4	339,8
Flom Guolas (GWh/år)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Tapt energi vindkraft+Guolas (GWh/år)	0,4	4,2	50,4	176,8	340,2
Eksport over Guolassnittet (GWh/år)	933,8	1165,2	1354,2	1463,0	1534,7
Redusert vindkraft (%)	0,0	0,8	7,1	18,7	28,9
Flom Guolas (%)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Redusert vindkraft, justert for flom (%)	0,0	0,8	7,1	18,7	28,9
Kapasitetsutnyttelse Guolassnittet (%)	39,5	49,3	57,3	61,9	64,9
Bruktid Guolas kraftverk (timer)	3829,9	3829,9	3829,9	3829,9	3829,9
Bruktid vindkraft (timer)	2939,9	2916,5	2731,8	2388,8	2090,3

Tabell 2: Simuleringsresultater (gjennomsnitt pr. år) for ”control hydro”.

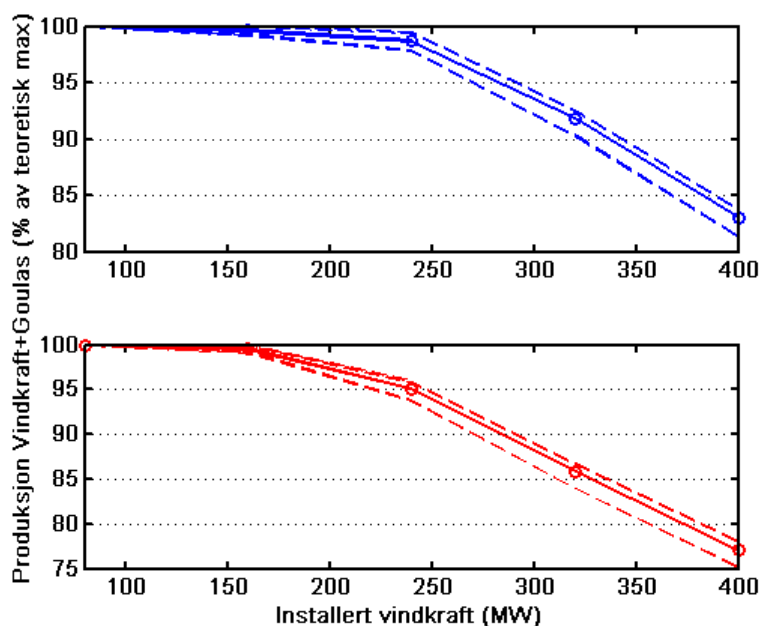
Kapasitet Guolas kraftverk(MW)	80	80	80	80	80
Kapasitet vindkraft øst for Guolas (MW)	80	160	240	320	400
Planlagt produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,5	306,5
Potensiell vindkraft øst for Guolas (GWh/år)	235,2	470,4	705,6	940,8	1176,0
Produksjon vindkraft (GWh/år)	235,2	467,7	692,1	847,2	939,2
Produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	304,3	298,1	291,6
Redusert vindkraft (GWh/år)	0,0	2,7	13,5	93,6	236,7
Flom Guolas (GWh/år)	0,4	0,4	0,4	5,8	11,0
Tapt energi vindkraft+Guolas (GWh/år)	0,4	3,1	13,9	99,4	247,8
Eksport over Guolassnittet (GWh/år)	933,9	1166,3	1388,6	1537,5	1623,1
Redusert vindkraft (%)	0,0	0,6	1,9	9,9	20,1
Flom Guolas (%)	0,1	0,1	0,1	1,9	3,6
Redusert vindkraft, justert for flom (%)	0,0	0,6	1,9	10,5	21,0
Kapasitetsutnyttelse Guolassnittet (%)	39,5	49,3	58,7	65,0	68,6
Bruktid Guolas kraftverk (timer)	3830,9	3830,9	3804,4	3726,5	3645,3
Bruktid vind (timer)	2939,9	2923,0	2883,7	2647,5	2348,1

Figur 15 viser gjennomsnittlig effektflyt over Guolassnittet som funksjon av installert vindkraft. Uten snittbegrensninger er forholdet mellom effektflyt og mengde vindkraft lineært. De andre kurvene begynner å avvike fra den lineære når tapt vindkraft (og flom i eksemplet med “control hydro”) blir signifikant.



Figur 15: Gjennomsnittlig flyt over Guolassnittet uten eksportbegrensninger (svart) og med eksportbegrensning på 270 MW (rød og blå)

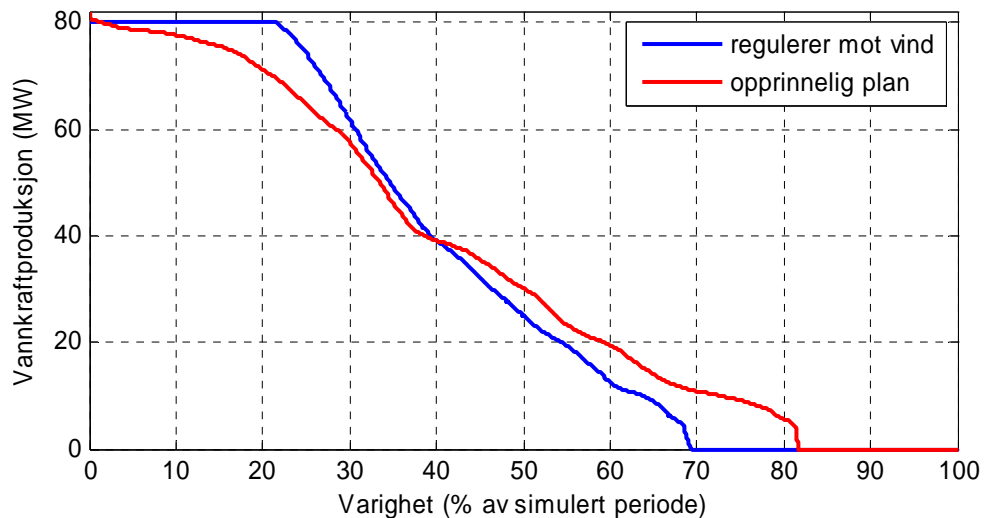
En alternativ fremstilling av resultatene er vist i Figur 16, som viser total produksjon (vindkraft+Guolas kraftverk) i prosent av produksjonen i det ideelle tilfelle uten nettbegrensninger. På grunn av de årlige variasjonene i tilsig så varierer totalproduksjonen fra år til år men vi ser av figuren at det er relativt lite variasjon over de 5 årene som er simulert. Vindkraftvariasjoner fra år til år er ikke tatt hensyn til i disse simuleringene.



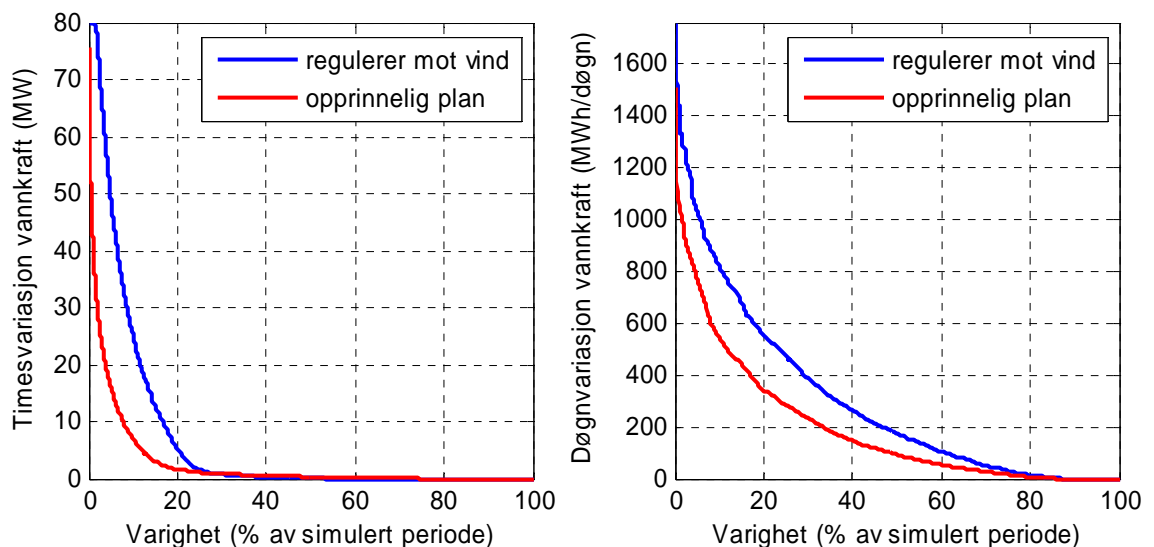
Figur 16: Årlig produksjon vindkraft+vannkraft i % av teoretisk maksimum (ingen flaskehalser).

Resultatene presentert over viser at regulering av eksisterende vannkraftverk (2x40 MW) opp mot vindkraft gir reduserte energitap som følge av nettbegrensninger. En konsekvens av dette er økt effektkjøring av kraftverket, dvs. raskere effektendringer, oftere produksjon på full effekt og oftere full stopp. Dette er visualisert i Figur 17, som viser varighetskurven for vannkraftproduksjon ved de to driftsstrategier. Med "control hydro" vil produksjonen gå for fullt i over 20 % av tiden, mens den totale tiden med full stopp av de to vannkraftturbinene øker fra 18 % til 30 %, sammenlignet med opprinnelig produksjonsplan. Figur 18 viser endringen i

produksjon fra time til time og døgn til døgn. Fra begge plottene går det klart frem at variasjonene i produksjon øker noe når man regulerer mot vindkraft, i dette tilfelle vist for en simulering med 300 MW vindkraft. Dette trenger ikke ha noen negativ konsekvens for selve kraftverket, da vannkraftturbiner er godt egnet for effektkjøring. Spørsmålet er hvorvidt den økte effektkjøringen vil gi en uakseptabel negativ miljøeffekt for elva nedenfor kraftverket. Et mulig tiltak for å dempe effektvariasjonene mot elva er å installere 80 MW med direkte utløp mot fjorden, og la denne ta reguleringen mot vindkraft mens det settes strengere restriksjoner for drift av eksisterende kraftverk. Dette er analysert videre i kapittel 4.3.



Figur 17: Varighetskurve for vannkraftproduksjon for opprinnelig plan (rød) og "control hydro" (blå) ved 300 MW installert vindkraft.

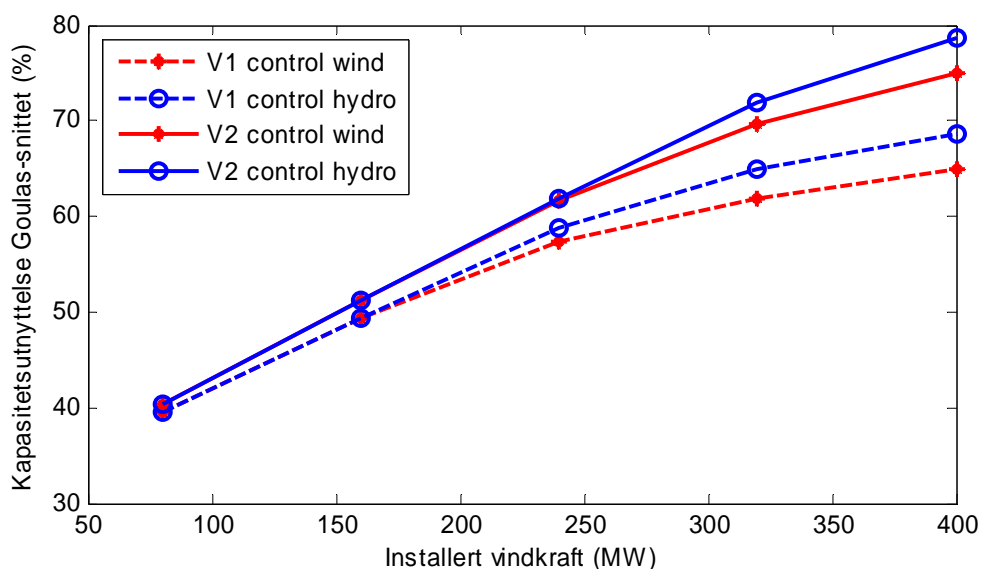


Figur 18: Varighetskurve for endring av vannkraftproduksjon fra time til time (venstre) og dag til dag (høyre) ved 300 MW installert vindkraft.

4.1.2 Sensitivitetsanalyse: Alternativ vindserie

Som beskrevet i kapittel 3.2.1, er vindkraft simulert ved bruk av 1-års vindhastigheter fra tre målestasjoner og en representativ effektkurve. Et annet alternativ, som tidligere er benyttet av

SINTEF i EU-prosjektet TradeWind⁶, er å bruke Reanalysis-data fra Earth System Research Laboratory i USA. Disse er nærmere beskrevet i vedlegg. Tilsvarende simuleringer som i forrige delkapittel er kjørt med vindserier fra Reanalysis-datasettet. Figur 19 viser kapasitetsutnyttelsen til Guolassnittet for økende installert vindkraft for de to datasettene. På grunn av at vindkraftproduksjonen blir noe høyere med Reanalysis-datasettet, blir kapasitetsutnyttelsen av Guolassnittet høyere enn for de opprinnelige vindseriene. Imidlertid ser vi at nytteverdien av samdrift mellom vindkraft og vannkraft er den samme for begge datasett; man får bedre utnyttelse av nettkapasitet ved å nedregulere vannkraften ved høy vindkraftproduksjon. Hovedresultater for Reanalysis-datasettet er gitt i Tabell 3 og Tabell 4.



Figur 19: Gjennomsnittlig utnyttelse av Guolassnittet ved økende installert vindkraft. V1 er opprinnelig vindserie (målestasjoner) mens V2 er for alternativ vindserie (Reanalysis data).

Tabell 3: Simuleringsresultater (gjennomsnitt pr. år) for "control wind" med Reanalysis vinddata.

Kapasitet Guolas kraftverk (MW)	80	80	80	80	80
Kapasitet vindkraft øst for Guolas (MW)	80	160	240	320	400
Planlagt produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,5	306,5
Potensiell vindkraft øst for Guolas (GWh/år)	256,1	512,2	768,3	1024,4	1280,6
Produksjon vindkraft (GWh/år)	256,1	511,9	756,7	945,9	1073,9
Produksjon Guolas (GWh/år)	306,4	306,4	306,4	306,4	306,4
Redusert vindkraft (GWh/år)	0,0	0,3	11,7	78,6	206,7
Flom Guolas (GWh/år)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Tapt energi vindkraft+Guolas (GWh/år)	0,4	0,7	12,1	79,0	207,1
Eksport over Guolassnittet (GWh/år)	955,6	1211,4	1456,2	1645,4	1773,4
Redusert vindkraft (%)	0,0	0,1	1,5	7,7	16,1
Flom Guolas (%)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Redusert vindkraft, justert for flom (%)	0,0	0,1	1,5	7,7	16,1
Kapasitetsutnyttelse Guolassnittet (%)	40,4	51,2	61,6	69,6	75,0
Brukstid Guolas kraftverk (timer)	3829,9	3829,9	3829,9	3829,9	3829,9
Brukstid vindkraft (timer)	3201,4	3199,6	3152,8	2955,9	2684,7

⁶ Se www.trade-wind.eu

Tabell 4: Simuleringsresultater (gjennomsnitt pr. år) for ”control hydro” med Reanalysis vinddata.

Kapasitet Guolas kraftverk(MW)	80	80	80	80	80
Kapasitet vindkraft øst for Guolas (MW)	80	160	240	320	400
Planlagt produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,5	306,5
Potensiell vindkraft øst for Guolas (GWh/år)	256,1	512,2	768,3	1024,4	1280,6
Produksjon vindkraft (GWh/år)	256,1	512,0	765,9	1001,0	1170,7
Produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,1	296,1
Redusert vindkraft (GWh/år)	0,0	0,3	2,5	23,4	109,9
Flom Guolas (GWh/år)	0,4	0,4	0,4	0,4	8,3
Tapt energi vindkraft+Guolas (GWh/år)	0,4	0,7	2,8	23,8	118,2
Eksport over Guolassnittet (GWh/år)	955,7	1211,6	1465,5	1700,2	1859,9
Redusert vindkraft (%)	0,0	0,1	0,3	2,3	8,6
Flom Guolas (%)	0,1	0,1	0,1	0,1	2,7
Redusert vindkraft, justert for flom (%)	0,0	0,1	0,3	2,3	9,2
Kapasitetsutnyttelse Guolassnittet (%)	40,4	51,2	62,0	71,9	78,6
Brukstid Guolas kraftverk (timer)	3831,0	3831,0	3831,2	3826,1	3701,8
Brukstid vindkraft (timer)	3201,4	3199,7	3191,1	3128,1	2926,7

4.2 80 MW EFFEKTØKNING I GUOLAS KRAFTVERK

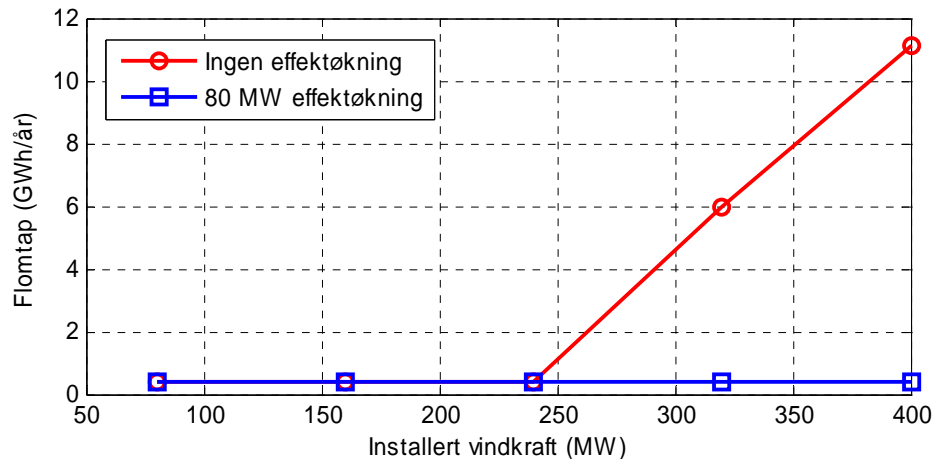
4.2.1 Opprinnelig datasett

Med en effektoppgradering økes produksjonsfleksibiliteten til vannkraften. I denne delen av studien er effektøkning i Guolas kraftverk vurdert som tiltak for å øke mengden vindkraft som kan fases inn i et begrenset nett. Når det blåser mye, reduseres vannkraftproduksjonen tilsvarende for å hindre overlast i nettet. Dette resulterer i økt magasinnivå siden man holder tilbake vann. Med effektoppgradering kan man raskere utnytte det ekstra oppsparte vannet og dermed redusere flomtapene.

Kjøremønsteret for opprinnelig planlagt vannkraftproduksjon er holdt uendret, selv om effektkapasiteten økes til 80 MW. Dette er gjort for på en enkel måte kunne studere nytten av effektøkning for å redusere flomtap isolert sett. I virkeligheten vil en dobling av effektkapasiteten gi et endret optimalt kjøremønster for å øke inntekter ved kraftsalg i spotmarkedet. Denne gevinsten er ikke kvantifisert i studien.

Resultater for 80 MW effektøkning i Guolas kraftverk er vist i Tabell 5, mens flomtapene sammenlignet med opprinnelig effektkapasitet er trukket ut i Figur 20. Vi ser at effektøkningen hindrer flomtap, noe som var uunngåelig med opprinnelig effektkapasitet. Gevinsten er imidlertid begrenset til noen GWh/år, hvilket er lite sammenlignet med årsproduksjonen. Dette resultatet har sammenheng med at Guolas kraftverk har høy reguleringsgrad og at med økende andel vindkraft blir overskuddet fra Finnmark den begrensende faktor i systemet. Altså hjelper det til slutt ikke lenger å redusere produksjonen i Guolas kraftverk til null. Andre tiltak (som ikke er vurdert i analysen) må til for å unngå tapt vindkraft;

- endret kjøremønster for andre kraftverk i området
- pumping eller annet fleksibelt forbruk
- økt eksport til Finland



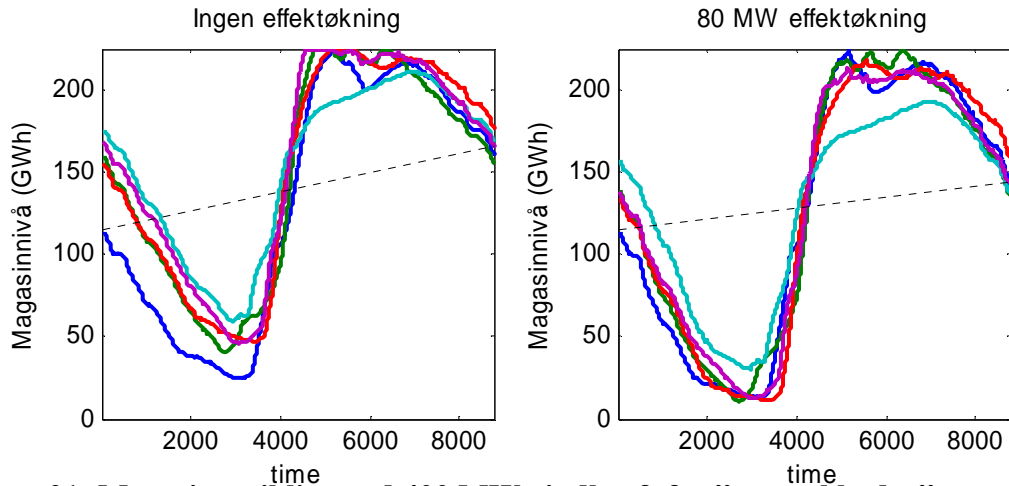
Figur 20: Flomtap i Guolas kraftverk ved økt installert vindkraft.

Tabell 5: Simuleringsresultater (gjennomsnitt pr. år) for "control hydro" med 80 MW effektøkning.

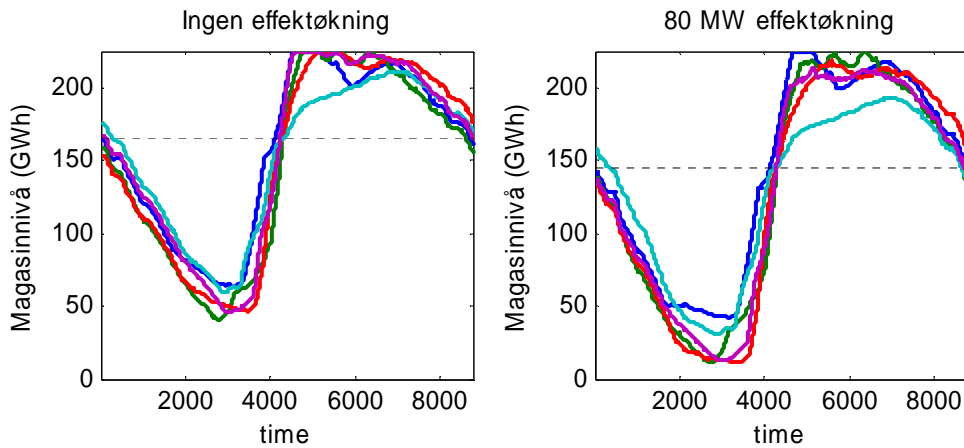
Kapasitet Guolas kraftverk(MW)	80+80	80+80	80+80	80+80	80+80
Kapasitet vindkraft øst for Guolas (MW)	80	160	240	320	400
Planlagt produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,5	306,5
Potensiell vindkraft øst for Guolas (GWh/år)	235,2	470,4	705,6	940,8	1176,0
Produksjon vindkraft (GWh/år)	235,2	467,7	692,1	847,2	939,2
Produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,5	306,5
Redusert vindkraft (GWh/år)	0,0	2,7	13,5	93,6	236,7
Flom Guolas (GWh/år)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Tapt energi vindkraft+Guolas (GWh/år)	0,4	3,1	13,9	94,0	237,1
Eksport over Guolassnittet (GWh/år)	933,9	1166,4	1390,8	1545,9	1637,9
Redusert vindkraft (%)	0,0	0,6	1,9	9,9	20,1
Flom Guolas (%)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Redusert vindkraft, justert for flom (%)	0,0	0,6	1,9	9,9	20,1
Kapasitetsutnyttelse Guolassnittet (%)	39,5	49,3	58,8	65,4	69,3
Brukstid Guolas kraftverk (timer)	1915,4	1915,7	1915,7	1915,6	1915,7
Brukstid vindkraft (timer)	2939,9	2923,0	2883,7	2647,5	2348,1

4.2.2 Sensitivitetsanalyse: Startnivå på magasin

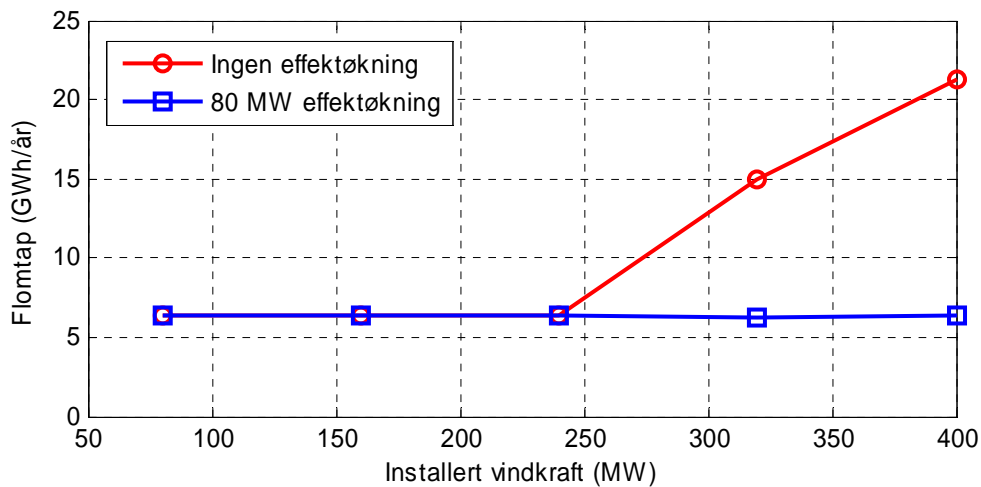
I de foregående simuleringer er startnivå på magasinet i Guolas kraftverk satt konstant lik 114 GWh etter de faktiske data for perioden 2003-2007. Når man endrer produksjonen i Guolas for å frigjøre plass i nettet for mer vindkraft, så vil magasinutviklingen avvike fra de opprinnelige data. Som det fremgår av Figur 21 fører endret produksjonsmønster til høyere magasinivåer mot slutten av simuleringsperioden. Utviklingen fra startnivå 2003 til sluttnivå 2007 er markert med stiplet linje. Sammenligner vi simuleringer med og uten effektøkning ser vi at det er større ubalanse uten effektøkning. Dette skyldes at man får frigjort mindre ledig kapasitet i magasinet etter nedregulering grunnet den lavere effektinstallasjonen. For å få en mer korrekt vurdering av gevinster ved effektøkning er det derfor valgt å kjøre nye simuleringer hvor startnivå er kalibrert mot sluttnivå; dvs. at magasinet er i balanse, se Figur 22. Beregnede flomtap er vist i Figur 23. Ved 400 MW vindkraft gir effektøkningen i Guolas kraftverk en reduksjon i flomtap på 15 GWh/år, mot 10 GWh/år i den opprinnelige simuleringen.



Figur 21: Magasinutvikling ved 400 MW vindkraft for "control hydro" uten effektøkning i Guolas kraftverk (venstre) og med 80 MW effektøkning (høyre).



Figur 22: Magasinutvikling ved 400 MW vindkraft for "control hydro" uten effektøkning (venstre) i Guolas kraftverk og med 80 MW effektøkning (høyre) når startnivå og sluttnivå er i balanse.

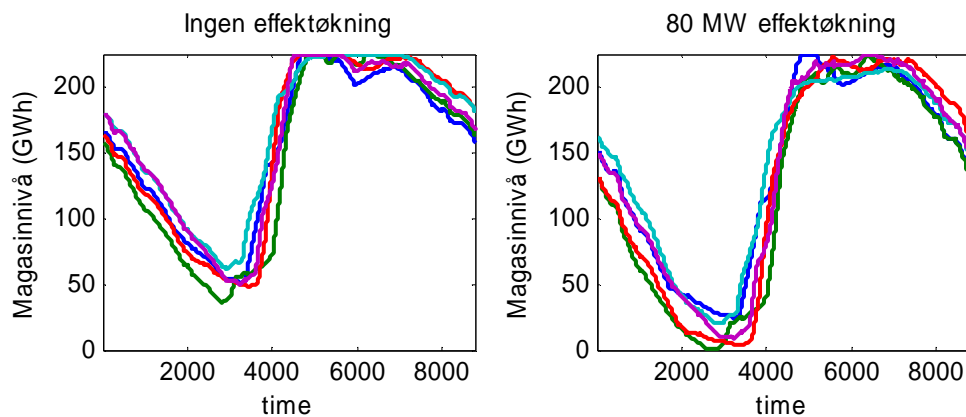


Figur 23: Flomtap i Guolas kraftverk ved økt installert vindkraft for simuleringer med balanse mellom startnivå og sluttnivå for magasin.

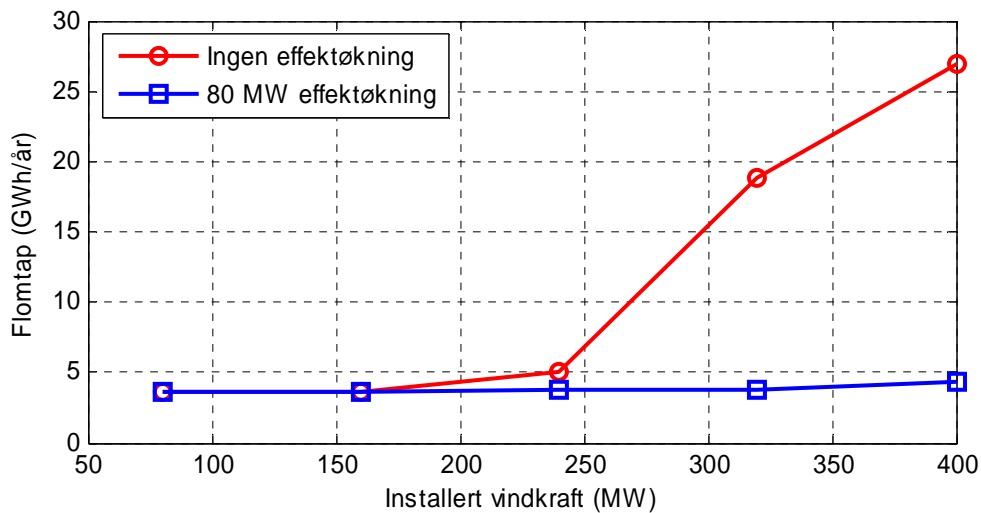
4.2.3 Sensitivitetsanalyse: Lavere reguleringsgrad

Med magasinkapasitet på 225 GWh og midlere årstilsig på ca. 310 GWh har Guolas kraftverk en reguleringsgrad på 73 %. Med så god reguleringsgrad vil ikke en effektøkning gi stor gevinst i form av reduserte flomtap, ettersom man har stort spillerom i tid for å justere vannkraftproduksjonen selv med kun 80 MW installert. Selv om reguleringsgraden til Guolas kraftverk er høy, så vil ikke dette nødvendigvis gjelde for andre kraftverk som kan tenkes utnyttet opp mot vindkraft på samme måte som sett på her. Dette kan for øvrig bli gjeldende for Guolas kraftverk også, dersom klimaendringer gir økt tilsig i fremtiden. Med lavere reguleringsgrad vil behovet for effektutvidelse bli større ved økt mengde vindkraft bak flaskehalsen i nettet. Dette for å unngå flomtap.

For å analysere et eksempel med lavere reguleringsgrad har vi valgt å øke tilsiget med 30 %, og justere opprinnelig produksjonsplan noe slik at vi har et realistisk utgangspunkt for et eksempel uten ny vindkraft. Med det oppdaterte tilsiget blir reguleringsgraden 56 %, som fremdeles må betraktes som god reguleringssevne. Det er likevel åpenbart fra simuleringene vist i Figur 24 at effektøkning i vannkraftverket bidrar til å holde magasinnivået i god balanse sammenlignet med opprinnelig effektinstallasjon. I det sistnevnte tilfelle fører vindkraft og nettbegrensninger til lengre perioder med flom i sommerhalvåret. Dette skyldes at man ikke klarer å frigjøre tilstrekkelig plass i magasinet tidligere på året når det blåser godt og vannkraftverket må nedregulere på grunn av eksportbegrensning sørover. Årlige flomtap som funksjon av installert vindkraft er vist i Figur 25, mens hovedresultater er gitt i Tabell 6 og Tabell 7.



Figur 24: Magasinutvikling ved 400 MW vindkraft for ”control hydro” uten effektøkning (venstre) og med 80 MW effektøkning (høyre) for et eksempel med lavere reguleringsgrad enn opprinnelig.



Figur 25: Flomtap i Guolas kraftverk ved økt installert vindkraft for et eksempel med lavere reguleringsgrad enn opprinnelig.

Tabell 6: Simuleringsresultater (gjennomsnitt pr. år) for "control hydro" med lavere reguleringsgrad enn opprinnelig.

Kapasitet Guolas kraftverk (MW)	80	80	80	80	80
Kapasitet vindkraft øst for Guolas (MW)	80	160	240	320	400
Planlagt produksjon Guolas (GWh/år)	402,9	402,9	402,9	402,9	402,9
Potensiell vindkraft øst for Guolas (GWh/år)	235,2	470,4	705,6	940,8	1176,0
Produksjon vindkraft (GWh/år)	235,2	467,7	692,1	847,2	939,2
Produksjon Guolas (GWh/år)	402,9	402,9	401,6	387,9	379,7
Redusert vindkraft (GWh/år)	0,0	2,7	13,5	93,6	236,7
Flom Guolas (GWh/år)	3,6	3,6	5,1	18,8	27,0
Tapt energi vindkraft+Guolas (GWh/år)	3,6	6,3	18,6	112,4	263,7
Eksport over Guolassnittet (GWh/år)	1030,3	1262,8	1485,9	1627,3	1711,1
Redusert vindkraft (%)	0,0	0,6	1,9	9,9	20,1
Flom Guolas (%)	0,9	0,9	1,3	4,7	6,7
Redusert vindkraft, justert for flom (%)	0,0	0,6	2,1	11,6	22,1
Kapasitetsutnyttelse Guolassnittet (%)	43,6	53,4	62,8	68,8	72,3
Brukstid Guolas kraftverk (timer)	5035,9	5036,1	5019,9	4848,8	4746,1
Brukstid vindkraft (timer)	2939,9	2923,0	2883,7	2647,5	2348,1

Tabell 7: Simuleringsresultater (gjennomsnitt pr. år) for ”control hydro” med lavere reguleringsgrad enn opprinnelig og 80 MW effektøkning i Guolas kraftverk.

Kapasitet Guolas kraftverk (MW)	160	160	160	160	160
Kapasitet vindkraft øst for Guolas (MW)	80	160	240	320	400
Planlagt produksjon Guolas (GWh/år)	402,9	402,9	402,9	402,9	402,9
Potensiell vindkraft øst for Guolas (GWh/år)	235,2	470,4	705,6	940,8	1176,0
Produksjon vindkraft (GWh/år)	235,2	467,7	692,1	847,2	939,2
Produksjon Guolas (GWh/år)	402,9	402,9	402,9	402,9	402,4
Redusert vindkraft (GWh/år)	0,0	2,7	13,5	93,6	236,7
Flom Guolas (GWh/år)	3,6	3,6	3,8	3,8	4,3
Tapt energi vindkraft+Guolas (GWh/år)	3,6	6,3	17,3	97,4	241,0
Eksport over Guolassnittet (GWh/år)	1030,3	1262,8	1487,2	1642,3	1733,8
Redusert vindkraft (%)	0,0	0,6	1,9	9,9	20,1
Flom Guolas (%)	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1
Redusert vindkraft, justert for flom (%)	0,0	0,6	1,9	10,0	20,2
Kapasitetsutnyttelse Guolassnittet (%)	43,6	53,4	62,9	69,4	73,3
Bruktid Guolas kraftverk (timer)	2518,0	2518,2	2518,2	2518,3	2515,1
Bruktid vindkraft (timer)	2939,9	2923,0	2883,7	2647,5	2348,1

4.3 EFFEKTRESTRIKSJONER PÅ EKSISTERENDE KRAFTVERK

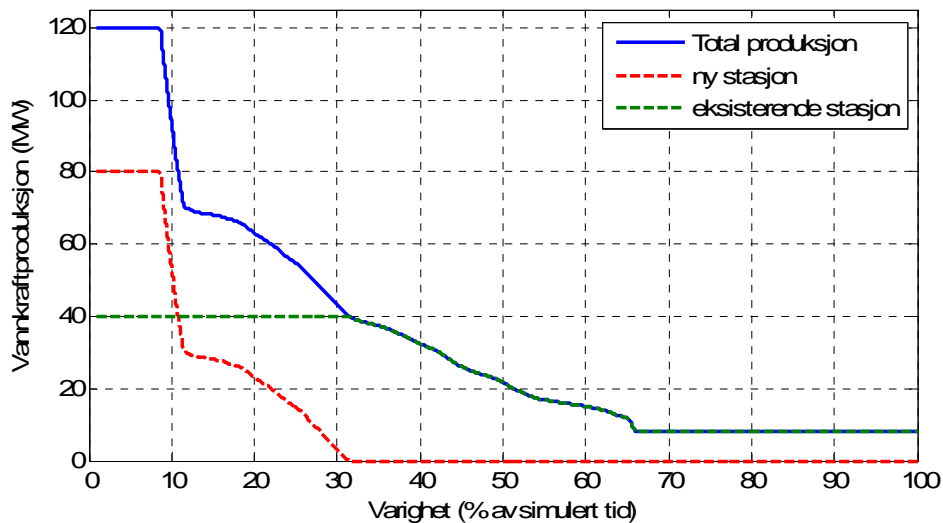
Et problem som ønskes belyst er at vannkraftverket vil kjøre mer varierende enn i dag dersom det reguleres mot vindkraft. Dersom dagens relativt fleksible kjøring allerede kan tenkes å gi negative konsekvenser lokalt, så vil driftskoordinering med vindkraft forsterke dette ytterligere. Et mulig tiltak for å dempe effektvariasjonene mot elva nedenfor kraftverket er å installere 80 MW med utløp direkte til fjorden, og la denne installasjonen ta reguleringen mot vindkraft mens det settes strengere restriksjoner for drift av eksisterende kraftverk. Det ønskes derfor å simulere et eksempel hvor det eksisterende kraftverket kjøres så jevnt som mulig med en ytelse på mellom 10 og 50 % av merkeeffekt, mens en ny turbin på 80 MW med utløp mot fjorden tar vindkraftvariasjonene. Med et slikt alternativ vil kun en av de to eksisterende turbiner være i drift, med produksjon som varierer mellom 8 MW (for å holde et tenkt krav til minimum vannføring nedstrøms utløpet) og 40 MW.

Hovedresultater for eksemplet med effektrestriksjoner på eksisterende kraftverk og nyinstallasjon av 80 MW med utløp mot fjorden er vist i Tabell 8. Det blir ingen flomtap, selv ved 400 MW installert vindkraft, mens tapt vindkraft som følge av nettbegrensninger blir bare marginalt høyere enn for det opprinnelige eksemplet med full effektkjøring (21,7 % redusert vindkraft mot 20,1 % fra Tabell 2). Denne marginale økningen skyldes at vi nå kjører med 8 MW minimumseffekt i eksisterende kraftverk i de timene som opprinnelig hadde null produksjon. Gevinsten av nytt kjøremønster og ny installasjon mot fjorden fremkommer av Figur 26 med 300 MW vindkraft som eksempel. Her ser vi at produksjonen med utløp mot elv har en relativt flat varighetskurve, men den nye turbinen med utløp mot fjorden står stand-by i 70 % av tiden, og kjører fleksibelt resten. Produksjonsfordelingen vist i Figur 26 er kun et eksempel; avhenging av forholdet mellom restriksjon på produksjonsendringer og restriksjon på minimumsproduksjon kan produksjonsfordelingen mellom eksisterende stasjon og ny stasjon varieres. Et viktig aspekt som fremgår av varighetskurven for dette eksemplet er at den nye turbinen kun i 30 % av tiden brukes for å hindre økte flomtap. Det vil si at den ekstra effektkapasiteten over store deler av året kan brukes for andre formål, i første omgang for å øke inntekter fra kraftsalg i spotmarkedet, men også

for å balansere feilprognosert vindkraft eller for å tilby reserver for å dekke forbruket i Finnmark dersom importkapasiteten er begrenset.

Tabell 8: Simuleringsresultater (gjennomsnitt pr. år) for ”control hydro” med 80 MW effektøkning i Guolas kraftverk og restriksjoner på eksisterende kraftverk (produksjon mellom 8 MW og 40 MW).

Kapasitet Guolas kraftverk (MW)	40+80	40+80	40+80	40+80	40+80
Kapasitet vindkraft øst for Guolas (MW)	80	160	240	320	400
Planlagt produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,5	306,5
Potensiell vindkraft øst for Guolas (GWh/år)	235,2	470,4	705,6	940,8	1176,0
Produksjon vindkraft (GWh/år)	235,2	467,1	688,8	833,2	920,6
Produksjon Guolas (GWh/år)	306,5	306,5	306,5	306,5	306,5
Redusert vindkraft (GWh/år)	0,0	3,3	16,8	107,6	255,4
Flom Guolas (GWh/år)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tapt energi vindkraft+Guolas (GWh/år)	0,0	3,3	16,8	107,6	255,4
Eksport over Guolassnittet (GWh/år)	933,9	1165,7	1387,5	1531,9	1618,0
Redusert vindkraft (%)	0,0	0,7	2,4	11,4	21,7
Flom Guolas (%)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Redusert vindkraft, justert for flom (%)	0,0	0,7	2,4	11,4	21,7
Kapasitetsutnyttelse Guolassnittet (%)	39,5	49,3	58,7	64,8	68,4
Bruktid Guolas kraftverk (timer)	2554,2	2554,2	2554,2	2554,2	2554,2
Bruktid vindkraft (timer)	2939,9	2919,1	2870,0	2603,8	2301,4



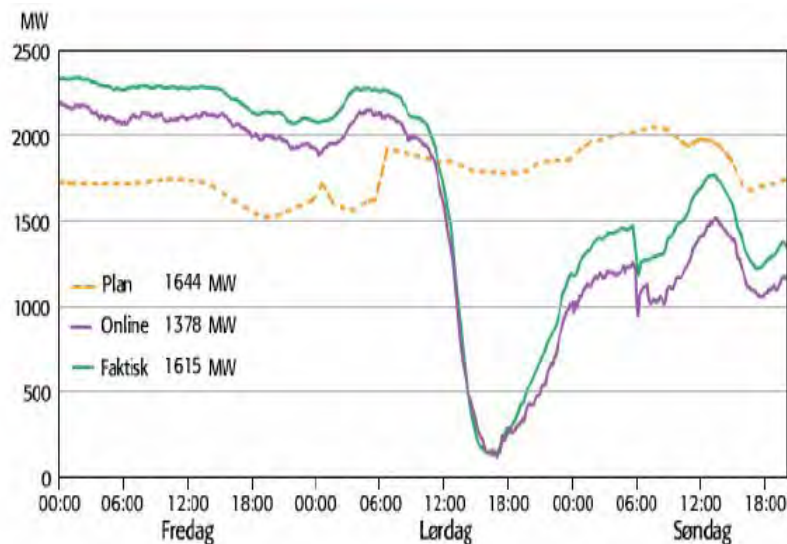
Figur 26: Varighetskurver for vannkraftproduksjon (Guolas kraftverk) med 80 MW mot fjorden (rød) og restriksjon på effektkjøring i eksisterende kraftverk (grønn).

5 EFFEKTØKNING FOR REGULERKRAFT

Økt vindkraft i systemet krever at en har mer alternativ kapasitet tilgjengelig på kort varsel for å erstatte et eventuelt bortfall av vindkraft, spesielt som følge av feilprognosering frem i tid. I NordPool melder man inn vindkraft i spotmarkedet basert på relativt usikre prognoser en dag frem i tid. Effektøkning i Guolas kraftverk vil kunne ha stor nytteverdi for å balansere feilprognosert vindkraft – dvs. at produksjonen i Guolas kraftverk også benyttes som regulerkraft mot vindkraft i Troms og Finnmark. Dette er derfor et spesielt interessant tilfelle, siden man kan oppleve flaskehalser både inn og ut av Guolassnittet.

Det er ofte diskutert hvilken rolle norsk vannkraft kan spille for å regulere vindkraft på kontinentet. Dette vil imidlertid også kunne bli en utfordring innenlands, spesielt for flaskehalssituasjoner i Troms og Finnmark, hvor det pr. i dag er relativt liten reguleringssevne.

Dersom man tenker seg at en effektutvidelse av Guolas kraftverk brukes for å optimalisere nettutnyttelsen inntil nye 420 kV linjer er på plass i nord, slik det er analysert i de foregående kapitler, så vil effektutvidelse også etter en eventuell nettoppgradering være nyttig i forhold til vindkraft, men da som regulerkraft. Spesielt kritisk er de tilfellene hvor vindhastigheten uprognosert øker fra storm styrke slik at vindkraftturbinene kobles ut, typisk skjer dette rundt 25 m/s. Et velkjent eksempel på dette fenomenet er konsekvensene av stormen Gudrun over Vest-Danmark i januar 2005, hvor vindkraftproduksjon sank fra 1800 MW til 100 MW i løpet av 9 timer (det tok 9 timer siden alle vindkraftturbinene ikke møter vindfronten samtidig, se Figur 27). Norske vannkraftverk måtte i dette tilfellet oppregulere for å dekke opp produksjonstapet, og det ikke-prognoserte underskuddet i Danmark ble dekket ved import via Skagerrak-forbindelsen.



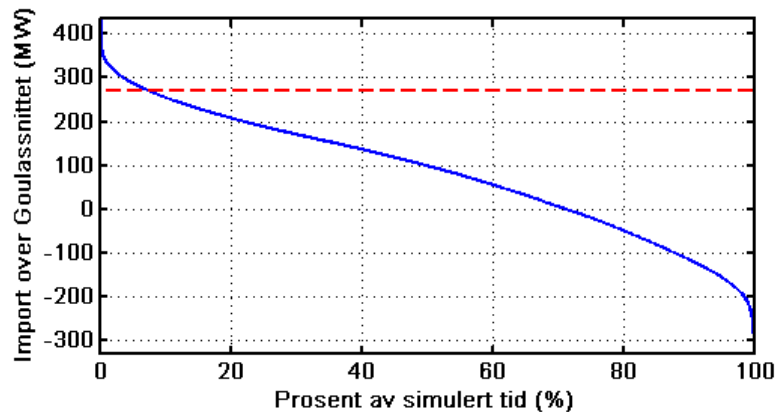
Figur 27: Vindkraftproduksjon og "day-ahead" prognose i Vest-Danmark under stormen "Gudrun" [8].

For å eksemplifisere betydningen av effektutvidelse for balansering av vindkraftusikkerhet, tar vi utgangspunkt i Statnetts scenario "Vind og Vekst" for Finnmark i år 2025 [1]. Dette scenariet kjennetegnes med stort kraftbehov for petroleumsvirksomhet, mye ny vindkraft og kraftige nettforsterkninger på 420 kV nivå fra sør og videre til Finland. Energibalansen er vist i Tabell 9, og som det fremgår dekkes forbruksøkningen opp av ny vindkraft og økt import. Den forventede

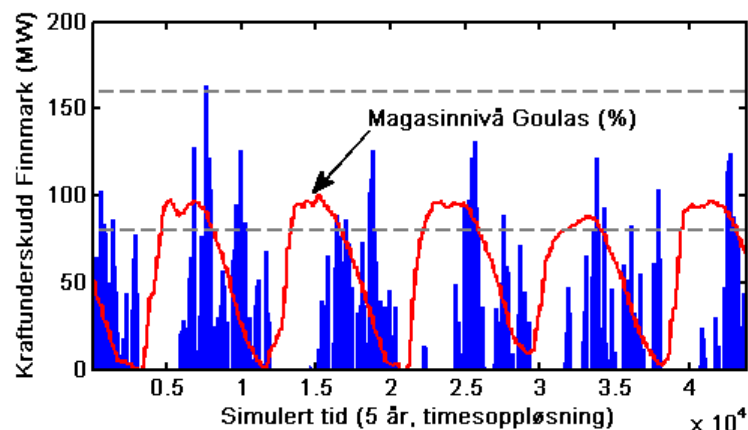
kapasiteten over Guolassnittet er 800 MW ved eksport (N-0) og 270 MW ved import (N-1). Med systemvern/belastningsutkobling kan importkapasiteten økes til 560 MW [1]. Forenklede simuleringer av flyten over Guolassnittet er vist i Figur 28. Figuren avviker noe fra Statnetts Samlast-simuleringer, men illustrerer at det kan oppstå flaskehalssituasjoner for import av kraft til Finnmark i perioder med høy last og lite vindkraftproduksjon. En effektøkning i Guolas kraftverk på 80 MW, eventuelt 160 MW, vil kunne bedre denne situasjonen, dersom man sørger for å holde igjen produksjonen tilstrekkelig i timer hvor kraftunderskuddet ikke er kritisk, se også Figur 29.

Tabell 9: Energibalanse for Finnmark for dagens situasjon og valgt scenario for 2025.

	Situasjon 2008 GWh	Vind og vekst 2025 GWh
Forbruk	1700	7200
Produksjon	2400	5300
Vann	2000	2000
Vind	400	3300
Overskudd	700	-1900

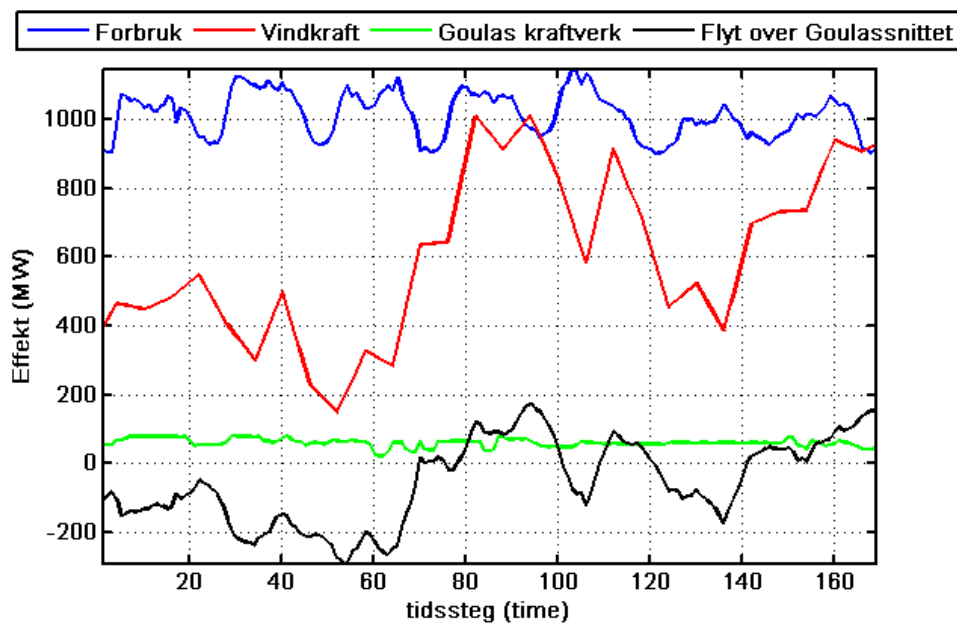


Figur 28: Simulert import over Guolassnittet for valgt år 2025 scenario. N-1 grense er indikert med rød, stiplet linje.

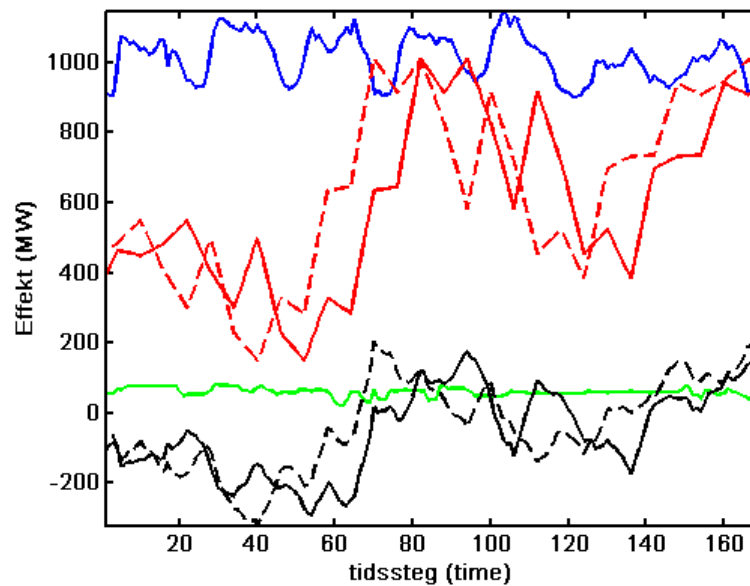


Figur 29: Simulert underskudd av kraft i Finnmark (blå) plottet sammen med magasinnivå for Guolas kraftverk (rød). Stiplede linjer illustrerer bidrag fra effektøkning på hhv. 80 MW og 160 MW.

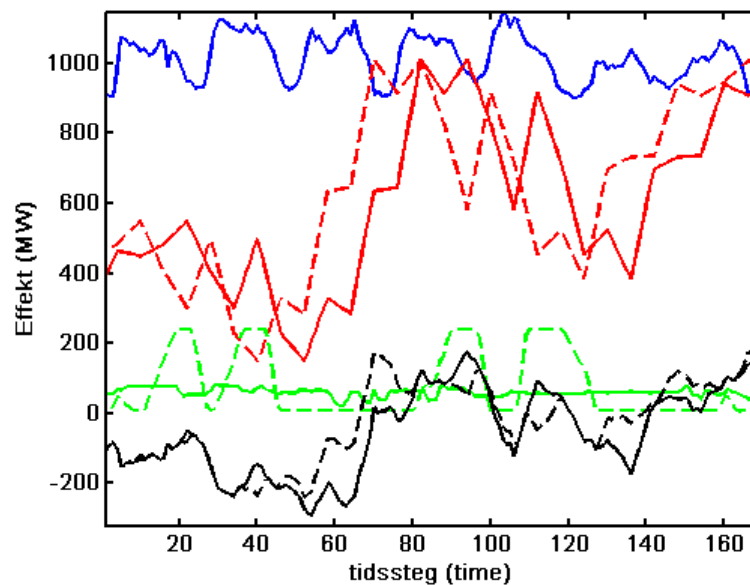
I Vind og Vekst-scenariet dekker vindkraft omtrent 45 % av forbruket i Finnmark. Med 270 MW importkapasitet vil kombinasjonen av lav vindhastighet og høyt forbruk kunne gi effektknapphet. Som eksemplet fra Danmark i Figur 27 viser kan det forekomme store prognoseavvik. Dersom man har overprognosert ved innmelding i spot, samtidig som forbruket er høyt, må reserver være tilgjengelig på kort varsel for å dekke forbruket øst for Guolas. Effektøkning i Guolas kraftverk kan brukes til å balansere noe av vindkraftusikkerheten, og dermed hindre uforutsette flaskehalsar inn mot Finnmark i driftsperioden. Dette er forsøkt illustrert i Figur 30 til Figur 32, som tar for seg simulering av kraftbalansen fra time til time over en uke. Figurene viser ikke annen vannkraft og utveksling mot Finland og for enkelhets skyld er det her antatt at utveksling blir jevnt fordelt sørover i Norge og mot Finland. Videre er en svært enkel metode benyttet for å generere feilprognosert vindkraft, ved simpelthen å tidsforskyve den opprinnelige produksjonskurven med noen tidssteg. Fra Figur 31 ser vi hvordan importbehovet øker betydelig rundt time 40 på grunn av feilprognosen. Med 160 MW effektøkning i Guolas kraftverk, slik Figur 32 viser, kan vindkraftusikkerheten balanseres *innenfor snittet* i de kritiske timene med høy import.



Figur 30: Simulert planlagt produksjon for totalt en uke for Vind og Vekst-scenario 2025.



Figur 31: Simulert planlagt (heltrukne linjer) og realisert (stiplede linjer) vindkraft og eksport uten bruk av Guolas kraftverk for regulerkraft. Se Figur 30 for fargekoder.



Figur 32: Simulert planlagt (heltrukne linjer) og realisert (stiplede linjer) vindkraft, eksport og vannkraftproduksjon med bruk av Guolas kraftverk for regulerkraft (160 MW effektøkning). Se Figur 30 for fargekoder.

6 KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID

Begrenset kapasitet i dagens nett hindrer utnyttelse av de gode vindkraftressursene som finnes i Nord-Troms og Finnmark. Innen nye nettførsterkninger er på plass kan fleksibel drift av vind- og vannkraftverk gjøre det mulig med betydelig mer utbygging enn dersom vindkraftverkene betraktes som passive produsenter. Guolas kraftverk har god reguleringsgrad og det finnes i tillegg muligheter for effektøkning med å endre utløp fra elv til fjord. Simuleringer av kraftflyten over Guolassnittet gir 50 GWh tapt vindkraft i året (tilsvarende 7,1 % redusert vindkraftproduksjon) ved 240 MW installert vindkraft. Med effektregulering av Guolas kraftverk

reduseres mengden redusert vindkraftproduksjon til 14 GWh/år, eller 1,9 % av teoretisk maksimum (ingen flaksehals). Ved å akseptere rundt 3 % redusert vindkraftproduksjon over året inntil ny 420 kV linje er bygget, kan effektregulering av Guolas kraftverk alene øke mengden vindkraft man kan installere nord for Guolassnittet med ca. 60 MW. Resultatene er basert på simuleringer hvor det er antatt at kjøremønster for andre kraftverk, forbruk og utveksling mot Finland holdes uendret ved økende vindkraftkapasitet bak Goulassnittet. I virkeligheten vil økt vindkraftproduksjon også påvirke resten av systemet, og resultatene må sees i lys av den forenklingen som er gjort med hensyn på dette.

Ved 400 MW vindkraft blir magasinnivået i Guolas kraftverk påvirket såpass mye av effektreguleringen at flomtapene øker med 15 GWh/år. Med en effektøkning på 80 MW får man derimot kun en neglisjerbar økning. Forklaringen er at når det blåser mye, reduseres vannkraftproduksjonen tilsvarende for å hindre overlast i nettet. Dette resulterer i økt magasinnivå siden man holder tilbake vann. Med effektøkning kan man raskere utnytte det ekstra oppsparte vannet og dermed redusere flomtapene. Simuleringene viser samtidig at det ligger klare begrensninger i hvor mye mer vindkraft man kan imot ved å nedregulere vannkraften. Det som skjer ved høy andel vindkraft er at man i perioder møter eksportbegrensningen selv om vannkraftproduksjonen stoppes helt. Da må man i tillegg begynne å nedregulere vindkraften for ikke å overbelaste nettet. For å bøte på dette må flere vannkraftverk delta i driftskoordineringen. Alternativt må det bygges pumpekraftverk dersom det er teknisk mulig, eller tilrettelegges for andre former for fleksibelt forbruk.

Sensitivitetsanalyser viser at jo lavere reguleringsgrad, jo gunstigere er effektøkning for å unngå flomtap ved flaskehalssituasjoner forårsaket av vindkraft. Ved en økning i årstilsiget til Guolas kraftverk fra 310 GWh/år til 400 GWh/år får man over 27 GWh/år flomtap uten effektøkning for tilfellet med 400 MW installert vindkraft. Med effektøkning på 80 MW fås kun neglisjerbare flomtap for samme tilfelle.

Det er videre simulert 80 MW effektøkning i Guolas kraftverk med utløp mot fjorden, hvor det samtidig er satt restriksjoner på driften av eksisterende turbiner som har utløp mot elv. Denne varianten, som vurderes å gi reduserte negative miljøkonsekvenser lokalt sammenlignet med alternativet med full produksjonsfleksibilitet for alle turbiner, resulterer i kun marginalt mer redusert vindkraftproduksjon. Simuleringene viser videre at den ekstra effektkapasiteten på 80 MW i store deler av året kan brukes til andre formål enn å unngå redusert vindkraftproduksjon. Dette gjelder i hovedsak for å endre kjøremønsteret for å øke inntektene fra kraftsalg i spotmarkedet, men også for å kunne balansere feilprognosert vindkraft og/eller for å tilby reserver for å dekke forbruket i Finnmark dersom importkapasiteten er begrenset. Dette vil i særlig grad kunne bli aktuelt i et fremtidig scenario for Finnmark med ny 420 kV linje, mye ny vindkraft og nye, store forbrukspunkter. Effektøkning av vannkraft bak Guolassnittet vil gi kjærkomment reservebidrag og balanseringsbidrag lokalt, spesielt i anstrengte importsituasjoner med høy last og lite vindkraftproduksjon.

Forslag til videre arbeid som følger opp denne studien kan være:

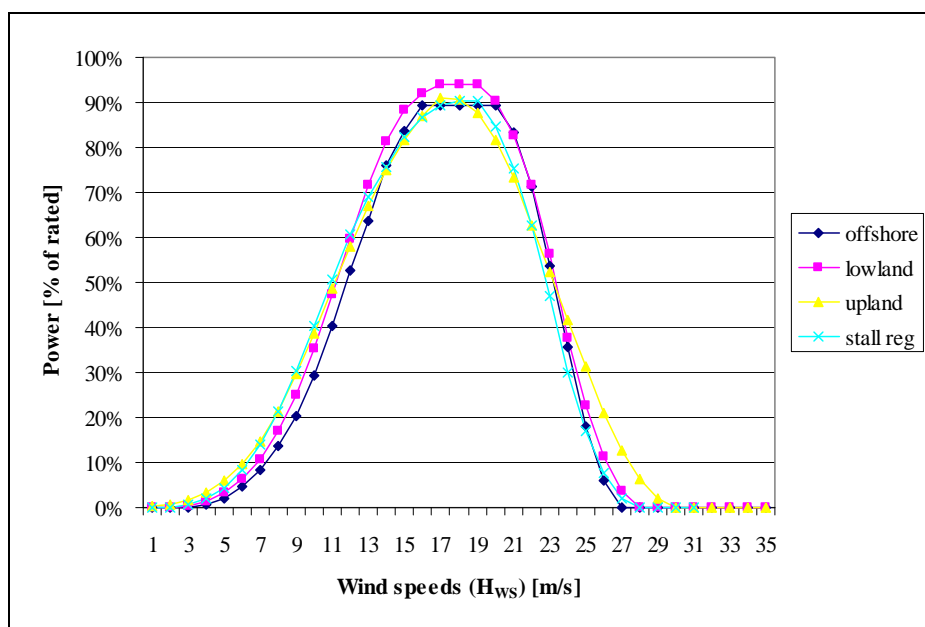
- Kvantifisering av den økonomiske gevinsten fra kraftsalg i spotmarkedet som man oppnår ved å øke effektkapasiteten med 80 MW i Goulas kraftverk (I simuleringene er det kun sett på hvordan effektøkning kan redusere flomtap som følge av økt vindkraftproduksjon bak Goulassnittet). Dette kan gjøres ved bruk av optimeringsmetoder utviklet ved SINTEF Energy som beskrevet i [9].
- Kvantifisering av hvordan økt vindkraftutbygging i Troms og Finnmark påvirker kraftprisen i området, og hvordan dette påvirker inntekter fra kraftsalg fra Guolas kraftverk med/uten koordinert drift og med/uten effektøkning. Hvilke prisforskjeller er nødvendige for at aktørene i kraftmarkedet skal tilpasse seg med koordinert drift, som vist for Goulas kraftverk i denne studien?
- Videreføring av analysen som omhandler bruk av Guolas kraftverk for regulerkraft for feilprognosert vindkraftproduksjon i Nord-Troms og Finnmark. Dette innebærer å kvantifisere hvilken nytteverdi en effektøkning i Guolas kraftverk kan ha ved å tilby regulerkraft for ulike scenarier for nettutbygging, vindkraftutbygging og forbruksutvikling i regionen.
- Gjennomføring av tilsvarende analyser som for Guolas kraftverk for andre områder i Norge med stort vindkraftpotensial, begrenset nett og mye regulerbar vannkraft. For eksempel kan det være aktuelt å vurdere alternativer i Sogn og Fjordane, som har begrenset nettkapasitet for å ta i mot ny vindkraft og vannkraft inntil den planlagte 420 kV linjen mellom Ørskog og Fardal er på plass.
- Studien har vist at man relativt raskt kan nå et punkt der nedregulering av vannkraft ikke er tilstrekkelig for å gi plass til mer vindkraft. Det er derfor relevant å gjøre en tilsvarende analyse av koordinert drift for et vannkraftverk med mulighet for utbygging av pumpekapasitet.

REFERANSER

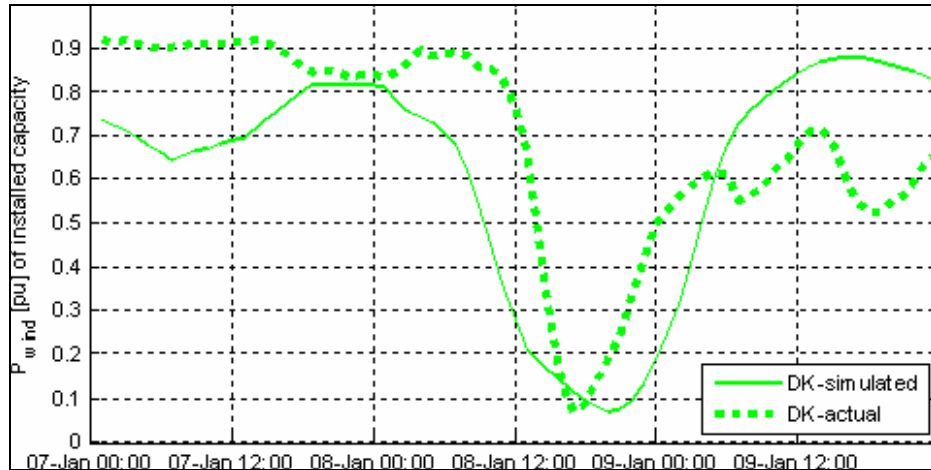
- [1] Statnett. "Kraftsystemutredning for sentralnettet 2009-2025, august 2009. Fortrolig.
- [2] Statnett. "Vindkraft - Statnetts vurdering av ledig kapasitet i sentralnettet", Notat 2008. Fortrolig.
- [3] M. Korpås, J.O.G. Tande, K. Uhlen, E.S. Huse, T. Gjengedal. "Planning And Operation of Large Wind Farms in Areas with Limited Power Transfer Capacity", paper presented at European Wind Energy Conference, EWEC, Athens, 2006.
- [4] M.T. Palsson, T. Toftevaag, K. Uhlen, J.O.G. Tande. "Control concepts to enable increased wind power penetration". Proc. 2003 IEEE-PES Summer Meeting. Toronto, Canada.
- [5] Varanger KraftNett. "Regional kraftsystemutredning for Finnmark 2009-2020", 2009.
- [6] Troms Kraft Nett. Kraftsystemutredning for Troms 2010-2019, 2010.10.25
- [7] Nord Troms Kraftlag. Lokale energiutredninger 2009 for Skjervøy, Nordreisa, Kautokeino og Kåfjord.
- [8] Elforsk: "4000 MW wind power in Sweden – Impact on regulation and reserve requirements", Elforsk rapport 05:19, September 2005.
- [9] M. M. Belsnes, O. B. Fosso, G. Warland. "Combining production and transmission system using relaxed constraints". Proc. 14.th Power Systems Computation Conference (PSCC), Sevilla, 2002.

VEDLEGG: REANALYSIS VINDSERIER

Reanalysis data benytter værmålinger fra en rekke kilder som input til en numerisk atmosfærisk modell for å generere en beskrivelse av atmosfærens tilstand, inkludert vindhastighet. The National Centre for Environmental Prediction (NCEP) har generert 3-dimensjonale globale Reanalysis data for et grid med 2,5 graders oppløsning i lengde- og breddegrad for 28 nivåer over terreng/hav. Tidsoppløsningen er 6 timer (4 verdier per dag) og datasettet er tilgjengelig for årene fra 1948 og frem til i dag. Vindhastighetsseriene blir lineærinterpolert til 1 time, og disse ble konvertert til vindenergiserier ved bruk av ulike effektkurver, avhengig av hva slags terreng som er dominerende for området (lavland, høyland, offshore), se Figur 33. Vindenergiseriene i TradeWind ble validert med faktiske målinger fra en rekke områder. Det ble konkludert med at overensstemmelsen er god for Nord-Europa, men mindre god for deler av Sør-Europa hvor lokale terrengforhold som ikke fanges opp av Reanalysis spiller en avgjørende rolle. Figur 34 viser et eksempel på validering fra Vest-Danmark i år 2005, under stormen Gudrun.

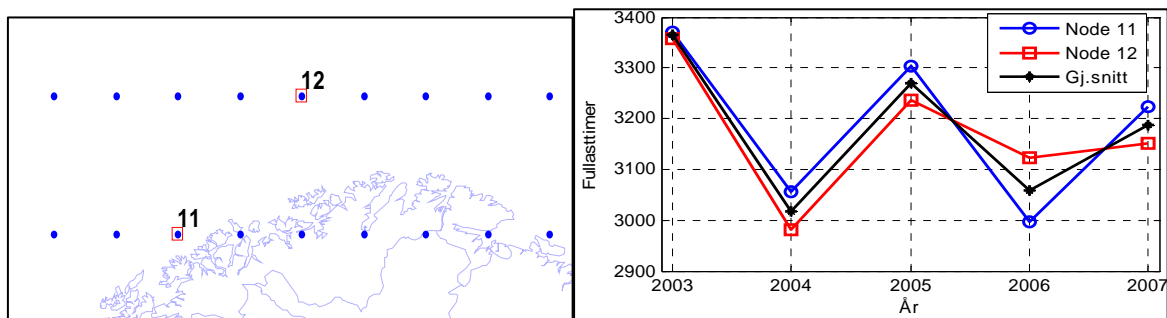


Figur 33: Ekvivalente regionale effektkurver benyttet i EU-prosjektet TradeWind (www.trade-wind.eu).



Figur 34: Validering av Reanalysis-data for Vest-Danmark år 2005 under stormen "Gudrun" (www.trade-wind.eu).

For å representere vindkraft øst for Guolas er det valgt å benytte to Reanalysis-noder, som vist i Figur 35 (venstre figur). Betegnelsen "noder" representerer de geografiske lokasjonene i Reanalysis-datasettet. Vindhastighetsseriene for år 2003 til 2007 (samme år som datagrunnlaget for Guolas kraftverk) gir, etter konvertering til effekt, noe høyere antall brukstimer enn den opprinnelige tidsserien. Figur 35 (høyre figur) viser hvordan fulllasttimene varierer fra år til år.



Figur 35: Reanalysis-noder brukt for representasjon av vindhastighet (venstre) og resulterende variasjon i fulllasttimer fra år til år (høyre).

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2011

Nr. 1 Kjell Erik Stensby og Håvard Hamnaberg (red.): Samkøying av vind- og vasskraft.
Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft (42 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Internett: www.nve.no

