



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2018 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Mulighetsstudie av endrede produksjonsmønstre og spotinntekter fra pumpeturbinen ved Øljusjøen kraftstasjon, med prisscenarier for 2025

Feasibility study of changed production patterns
and profits from the pump turbine in Øljusjøen
power station, with price scenarios for 2025

Trym Andreas E. Christensen

Fornybar Energi

Forord

Denne masteroppgaven setter punktumet for 6 gode år ved NMBU, preget av to bachelorgrader og en mastergrad innen fornybar energi. Spesialiseringen innen energimarkeder har vært et valg jeg kan stå godt inne for etter å ha ferdigstilt denne oppgaven. Mastergraden har inneholdt mange viktige og givende fag, som alle kunne bydd på spennende oppgaver innen respektive fagfelt. Da Østfold Energi tilbød et samarbeid, der disponering av pumpeturbinen deres i Øljusjøen med priser for 2025 skulle undersøkes nærmere, ble det allikevel vanskelig å takke nei. Energilagring og balansering av nettet er to svært viktige utfordringer for fremtidens kraftsystem, og pumpekraften kan være et viktig bidrag fra Norge til nettopp dette. Det å få jobbe innen dette fagfeltet, og samtidig lære om bruk av gode verktøy for optimalisering av vannkraftproduksjon, er et privilegium i seg selv.

Arbeidet med denne masteroppgaven har vært preget av mye mer enn bare faglige studier og analyser. Jeg har fått gleden av å være en del av arbeidsmiljøet hos Østfold Energi over en lengre periode, og dermed sett hvordan en velfungerende arbeidsplass skaper glede og samhold blant kollegaer. Jeg har knyttet gode vennskap med flere ansatte, som har vist seg å overgå sin faglige styrke med medmenneskelighet og åpenhet. Takket være dette ser jeg svært positivt på å gå inn i fast arbeid etter endt studietid.

Det er særlig en mann jeg ønsker å rette en stor takk til i forbindelse med ferdigstillelsen av denne oppgaven. Olav Kristian Birkeland er produksjonsplanlegger hos Østfold energi, og en særdeles dyktig en som sådan. Uten han ville arbeidet med denne masteren ha blitt tungt og mangelfullt, og jeg ville ikke lært halvparten av det jeg sitter igjen med i dag.

Videre vil jeg takke Hege Håkonsen og øvrige fagpersoner i Østfold Energi for inspirasjon og hverdagsglede denne våren. Takk også til hovedveileder Bjørn Sønju-Moltzau, for stødig veiledning igjennom semesteret. Til sist vil jeg rette en takk til Jon Gustav Kirkerud og Torjus Bolkesjø for bistand med prisdata fra Balmorel, og bakgrunnsmateriale rundt disse.

Trym Andreas E. Christensen

Ås, 12.mai 2018

Sammendrag

Med bakgrunn i forventningen om økt fremtidig prisvolatilitet, har potensialet for prisstyrt kortsiktig disponering av pumpeturbinen ved Øljusjøen kraftstasjon blitt undersøkt i denne oppgaven. Anlegget befinner seg i Lærdal kommune, og er en del av Borgund kraftverk. Dette er et komplekst anlegg, med flere ulike restriksjoner og begrensinger som påvirker muligheten til å disponere pumpeturbinen. Disse har blitt gjennomgått i kapittelet om bakgrunn for oppgaven. Analysen av temaet ble utført i Excel og SHOP med timesoppløste prisdata for 2025, hentet ut fra Balmorel. For å skape forståelse av prisutviklingen de neste årene og å gi en teoretisk kontekst til oppgaven, ble kraftmarkedet og drivere av kraftprisen undersøkt innledningsvis, sammen med den prinsipielle sammensetningen av optimeringsprogrammet SHOP. Med bakgrunn i optimeringshorisonten i SHOP, ble 14 dager definert som lengde på analyseperiodene i oppgaven.

Etter behandling av historiske pris- og produksjonsdata fra anlegget, ble det tydelig at to perioder av året åpner for ny disponering av pumpeturbinen; **uke 11-18 og uke 31-44**. Ved inngående undersøkelse i Excel av fire ulike simulerte prisbaner for toukersperioder innad i disse periodene, fremgikk det at uke 11-18 innehar for liten kortsiktig prisvolatilitet til at økt vekselvis pumpe-/turbindrift gir økonomisk gevinst. For uke 31-44 derimot, viste det seg at enkelte toukersperioder i de ulike prisdatasettene innehar prissignaler med tilstrekkelig volatilitet. Dette gjelder særlig for uke 37-38 i samtlige prisscenarier. Ved analyse av lønnsomhetspotensiale i disse periodene ble Excel og SHOP anvendt, for å ha to ulike undersøkelsesmetoder å vise til i resultatdelen. Ved løsning i Excel ble profitt funnet ved opprettholdelse av fullstendig vannbalanse, mens det i SHOP fremgikk løsninger med ulik vannmengde til pumping og turbinkjøring. Felles for begge løsningsmåter er at lønnsomhet lar seg realisere uten å påvirke den langsiktige planleggingen i systemet nevneverdig. De viktigste konklusjoner å trekke fra denne analysen følger under:

- Antall perioder over året med frihet til å disponere pumpeturbinen fritt er svært begrenset.
- Prisutsiktene for disse periodene har begrenset verdi for kortsiktig og prisstyrt pumpedrift, spesielt for vårperioden (uke 11-18).
- For toukersperiodene med tilstrekkelig prisvolatilitet vil lønnsomhet være mulig å realisere, men dette forutsetter at den langsiktige planleggingen påvirkes i minst mulig grad ved å sørge for minimalt avvik i vannbalansen.

Abstract

Given expectations for greater price sensitivity in the years to come, this thesis main objective has been to examine the potential for short-term, price triggered usage of the pump turbine in Øljusjøen power station. The facility is located in Lærdal municipality, as a part of the Borgund system. This system is rather complex, with different restrictions and limitations affecting the use of the pump turbine, which are explained in the background chapter. Furthermore, the analysis of the topic has been conducted in Excel and SHOP, with price data from Balmorel for 2025 in hour solution, as input. To create a theoretical understanding for the reader, the Nordic power market and major price drivers are presented in the first part of the thesis, together with a description of SHOP, the modeling tool. Due to the time horizon in SHOP, the analysis period in the thesis was decided to be 14 days.

After processing different historical price and production data from the producer, it became clear that **week 11-18 and 31-44** are the ones available for a change in the production pattern of the pump turbine. By thoroughly examining the price data for 2025 within these periods in Excel, it became clear that week 11-18 is lacking the sufficient short-term level of price differences for profitable pumping. Week 31-44 on the other hand, contains price signals which allow actively using the pump turbine to increase the profits of Øljusjøen. This applies to week 37-38 in particular, in all price datasets. When analyzing these periods, both Excel and SHOP have been used, in order to have different approaches to refer to in the results. While using Excel, the water balance was maintained perfectly throughout the period. Using SHOP, on the other hand, meant that the amount of water used in turbine mode and pump mode during the two-week period could differ. Although the methods are different, they both proved that positive economic results can be achieved during a two-week period, without affecting the long-term planning. The main conclusions from the analysis are shown below:

- Number of periods throughout the year with the liberty to pump freely are rather limited.
- The price expectations for the potential periods have a limited value for price triggered and short-term running of the pump turbine. This applies for the spring period in particular (week 11-18).
- For the periods with sufficient price sensitivity during the fall season, profits can be achieved. This, however, requires that the long-term planning is unaffected, by minimizing the deviations in the hydro balance through the period.

Innholdsfortegnelse

FORORD	II
SAMMENDRAG.....	IV
ABSTRACT.....	V
FIGUR- OG TABELLISTE.....	VIII
BEGREPSLISTE	XIII
INNLEDNING	1
1.1 PROBLEMSTILLING.....	4
BAKGRUNNSMATERIALE	6
2.1 BESKRIVELSE AV BORGUND KRAFTVERK	6
2.2 BEGRENSNINGER FOR PRODUKSJON I BORGUND KRAFTVERK	8
2.3 PERIODER MED MULIGHET FOR Å DISPONERE ØLJUSJØEN ANNERLEDES ENN I DAG	12
2.4 TILSIG TIL BORGUND	12
2.4.1 Vårperiode.....	13
2.4.2 Høstperiode	14
TEORI.....	15
3.1 VANNVERDIMETODEN	15
3.2 SHOP- KORTSIKTIG OPTIMALISERING	17
3.2.1 Modellering av Borgund	18
3.3 P-Q- SAMMENHENDER I PRODUKSJONSPLANLEGGING	19
3.4 DET NORDISKE KRAFTMARKEDET- NORD POOL.....	21
3.4.1 Tre kraftmarkeder – Elspot, Elbas og Regulerkraftmarkedet.....	22
3.5 PRISDANNELSE I MARKEDET.....	23
3.6 SENTRALE PRISDRIVERE FOR KRAFTPRISEN I NORGE.....	25
3.7 ØKT PRISVOLATILITET OG PUMPEKRAFT	30
FORUTSETNINGER, ANTAKELSER OG GRUNNLAG I OPPGAVEN.....	31
4.1 SAMMENLIKNINGSGRUNNLAG - PRISER OG KJØREMØNSTER FREM TIL I DAG	35
4.2 PRISSCENARIOBESKRIVELSER FOR 2025.....	38
METODE.....	42
5.1 LITTERATURSTUDIE OG KURS	42
5.2 INNHENTING AV PRISSCENARIER	42
5.3 SAMTALER MED FAGPERSONER OG BEFARING	42
5.4 BEARBEIDING AV PRODUKSJONS- OG PRISDATA I EXCEL	43

5.5 KORTSIKTIG OPTIMERING I SHOP OG EXCEL	44
RESULTATER	48
6.1 PRESISERINGER FOR ANALYSEN	48
6.2 RESULTATER AV SCENARIOANALYSER.....	49
6.3 PRISSCENARIO 1: BASIS	50
6.4 PRISSCENARIO 2: HIGH WIND	54
6.5 PRISSCENARIO 3: NORTH CONNECT	60
6.6 PRISSCENARIO 4: HIGH WIND + NORTH CONNECT	66
DISKUSJON.....	75
7.1 VERDIEN AV KORTVARIGE PUMPESYKLUSER MED 100 % VANNBALANSE.....	75
7.2 EGNETHET FOR KORTSIKTIG PUMPING FREM TIL 2025	75
7.3 SAMMENLIKNINGSGRUNNLAG OG MÅLING AV MERVERDI.....	76
7.4 EFFEKTEN AV START/STOPPKOSTNADER	76
7.5 NYTTEEFFEKTEN AV Å DISPONERE VANN MELLOM PERIODER	77
7.6 SIKTEMAGASIN VED SLUTTEN AV PERIODEN	77
7.7 DRIVERE AV PRISVOLATILITET	78
7.8 USIKKERHET OG FEILKILDER	78
KONKLUSJON	80
8.1 VEIEN VIDERE	82
BIBLIOGRAFI	85
VEDLEGG	87
VEDLEGG 1: TYPER BUD I SPOTMARKEDET	87
VEDLEGG 2: RESERVEKRAFT- OG REGULERKRAFTOPSJONSMARKEDET	88

Figur- og tabelliste

Figur 1: Geografisk lokasjon for Øljusjøen kraftstasjon. Kilde: Google Maps med søkeord: Øljusjøen.	XIV
Figur 2: Varighetskurve for kraftpris i Norge, i 2020, 2030 og 2040 (til høyre). Som vi ser, vil variasjonen i prisene øke betydelig, særlig om vinteren. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).2	
Figur 3:Bruksområde og marginalkostnad for ulike løsninger for fleksibilitet. Vannkraft (herunder pumpekraft) bistår med fleksibilitet over flere tidshorisonter, til lave kostnader. Kilde: (Kringstad et al. 2018).	3
Figur 4: Vassdrag med magasiner i tilknytning til Borgund kraftverk. Kilde: (ØstfoldEnergi 2010).	6
Figur 5: Vannføring i tilløpstunnel mellom Eldrevatn og Vasset, etter høydeforskjell. Kilde: (Birkeland 2018b)	7
Figur 6:Produksjonsmønster for 2017, et representativt år i Borgund. Kilde: eget arbeid med produksjonsdata	9
Figur 7: Utsnitt fra Borgundsystemet, der sammenhengen mellom Øljusjøen, Eldrevatn og Vaset fremgår. Kilde: (ØstfoldEnergi 2010).	9
Figur 8: Oversikt over hvordan magasinutviklingen skal se ut igjennom rasjoneringsperioden på våren. Det røde feltet representerer handlingsrommet til produksjonsplanleggerne igjennom perioden. Kilde: (Birkeland 2018b).	11
Figur 9: Magasinfylling over året fra 2007-2015 i Eldrevatn. Magasinfyllingen reduseres betydelig før vårløsningen i samtlige år. Kilde: (Birkeland 2018b)	11
Figur 10: Tilsigsdata for Borgund, 2002-2011 og gjennomsnittsåret. Kilde: (Birkeland 2018b).	12
Figur 11: Tilsig til Borgund over uke 11-18. Kilde: eget arbeide med tilsigsdata fra Østfold Energi.	13
Figur 12: Tilsig til Borgund over uke 31-44. Kilde: eget arbeide med tilsigsdata fra Østfold Energi.	14
Figur 13: Fallhøydeoptimalisering i SHOP. Som vi ser av likningene, så er effektutbyttet i aggregatene avhengige av vannføring (Q) og fallhøyde (H). Kilde: (Fosso & Belsnes 2012).	17
Figur 14: Strukturell fremstilling av Borgund i SHOP. Kilde: (Birkeland 2018b).	18
Figur 15: Sammenheng mellom energiekvivalenter, effekter og fallhøyder for Øljusjøen. Kilde: (Nilsen 2010).	19

Figur 16: Sammenheng mellom fallhøyde og energiekvivalenter for pumpemodus i Øljusjøen. Kilde: (Nilsen 2010).	20
Figur 17: Prisområder og overføringskapasiteter i Nord Pools kraftmarked. Kilde: (Söderström 2017).	21
Figur 18: Stigende rangering av produksjonsteknologier etter marginalkostnad danner tilbudskurven. Ved store innslag av vind- og solkraft, vil tilbudskurven forskyves mot høyre, og gi lavere markedspris. Dette kalles Merit-order-effekten. Kilde: (Appunn 2015).	24
Figur 19: Varighetskurve for over hvor store deler av året kraftprisen i Norge avviker fra vannverdien. Vi ser at vannverdien vil være prissetter i langt færre timer i 2040. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).	25
Figur 20: Kraftpriser over en tilfeldig vinteruke i NO1 og Tyskland, i 2016 og i 2040 (til høyre). Vi ser at kraftprisen i NO1 blir mer volatil, og mer avhengig av den tyske kraftprisutviklingen. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).	25
Figur 21: Utvikling i termisk produksjonskapasitet i EU10 frem mot 2040. Gass er her representert med blått. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).	26
Figur 22: Prisutvikling for CO2-kvotemarkedet i EU mot forventet nivå ved opprettelse. Kilde: (Capion et al. 2018).	27
Figur 23: Statnetts prognose for forbruksutvikling i EU10. Enøk-tiltak vil bli overskygget av de positive prisdriverne på kontinentet. Tilsvarende vil gjelde for Norden. Kilde: (Kringstad et al. 2018).	27
Figur 24: Fordeling mellom regulerte og uregulerte kilder i det nordiske kraftsystemet. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).	29
Figur 25: Varighetskurve for norsk systempris i 2020, 2030 og 2040. Vi ser av kurvenes bratthet, at volatiliteten blir størst i 2040, blant annet som følge av økt integrasjon med Tyskland. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).	29
Figur 26: Sammenhengen mellom nødvendig lengde på pumpe/-turbinsyklus og prisforskjell utover 28 %. Denne ble anvendt i caser med full vannbalanse i en syklus. Kilde: eget arbeid.	33
Figur 27: Timespriser (NOK/MWh) over året i NO5. Kilde: (NordPool 2018).	35
Figur 28: Kjøremonster i Øljusjøen kraftstasjon, 2014 (øverst)-2017(nederst). Kilde: eget arbeide med produksjonsdata.	36
Figur 29: Et representativt eksempel på hvordan pumpingen tradisjonelt har vært operert uavhengig av pris ved Øljusjøen. Kilde: eget arbeide med pris- og produksjonsdata.	37

Figur 30: Strukturell oppbygging av Balmorel, med tilhørende systemgrenser og teknologier. Kilde: (Kirkerud 2018).	38
Figur 31: Timespriser (NOK/MWh) i 2025 i basisscenario. Kilde: eget arbeid med tilsendt prisdata.	39
Figur 32: Priser for uke 11-18 i 2025, for scenario med 2000 MW vind over forventning. Kilde: eget arbeid med tilsendt prisdata.	40
Figur 33: Priser for uke 11-18 i 2025, for basisscenario med North Connect. Kilde: eget arbeid med tilsendt prisdata.	40
Figur 34: Priser for uke 11-18 i 2025, med ekstra vindkraft og North Connect tillagt. Kilde: eget arbeid med tilsendt prisdata.	41
Figur 35: Befaring av Borgund kraftverk, her ved Vassetvatn. Biveileder Olav Kristian Birkeland til høyre. Foto: Trym Andreas Christensen (til venstre).	43
Figur 36: Magasinkurve for Øljusjøen. Tilsvarende ble også brukt for Eldrevatn. Kilde: (Birkeland 2018b).	46
Figur 37: Prisvarighetskurve for året 2025. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	50
Figur 38: Prisutvikling uke 11-18 for basisscenarioet. Kilde: Eget arbeide med tilsendt prisdata.	50
Figur 40: Prisutvikling uke 31-44 for basisscenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	51
Figur 41: Prisutvikling for uke 31-32 i basisscenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	52
Figur 42: Prisutvikling for uke 37-38 i basisscenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	53
Figur 43: Produksjons- og pumpeprofil i Øljusjøen, ved manuell analyse i Excel. Kilde: eget arbeide i Excel.	53
Figur 44: Prisvarighetskurve for året 2025. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	54
Figur 45: Prisutvikling uke 11-18 for HW-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	54
Figur 46: Prisutvikling uke 31-44 for HW-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	55
Figur 47: Prisutvikling uke 31-32 for HW-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	56
Figur 48: Kjøreforslag for uke 35-36 i SHOP. Figuren illustrerer hvordan start/stoppkostnadene tas med i vurderingen i SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	56

Figur 49: Prisutvikling uke 37-38 i HW-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	57
Figur 50: Pumpe- og produksjonsprofil i Øljusjøen ved manuell analyse i Excel. Kilde: eget arbeide i Excel.....	57
Figur 51: Produksjons- og pumpeprofil for Øljusjøen fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	58
Figur 52: Magasinutvikling for Eldrevatn ved kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	58
Figur 53: Prisvarighetskurve for året 2025. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	60
Figur 54: Prisutvikling uke 11-18 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	60
Figur 55: Prisutvikling uke 31-44 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	61
Figur 56: Prisutvikling uke 31-32 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	62
Figur 57: Prisutvikling uke 37-38 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med prisdata.	63
Figur 58: Produksjons- og pumpeprofil fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.....	63
Figur 59: Magasinutvikling for Eldrevatn ved kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	64
Figur 60: Prisutvikling uke 39-40 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	64
Figur 61: Produksjons- og pumpeprofil fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.....	65
Figur 62: Magasinutvikling for Eldrevatn med kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	65
Figur 63: Prisvarighetskurve for 2025. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	66
Figur 64: Prisutvikling uke 11-18 for HW+NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.....	66
Figur 65: Kjøremønster uke 17-18 i SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.....	67
Figur 66: Prisutvikling uke 31-44 for HW+NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.....	68
Figur 66: Prisutvikling uke 37-38 for HW+NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.....	69
Figur 68: Produksjons- og pumpeprofil fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.....	69

Figur 69: Magasinutvikling for Eldrevatn med kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	70
Figur 70: Prisutvikling uke 39-40 for HW+NC-scenariet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	71
Figur 71: Pumpe- og produksjonsprofil for Øljusjøen fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	71
Figur 72: Magasinutvikling for Eldrevatn med kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	72
Figur 73: Prisutvikling uke 43-44 for HW+NC-scenariet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.	72
Figur 74: Pumpe- og produksjonsprofil for Øljusjøen fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	73
Figur 75: Magasinutvikling for Eldrevatn med kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.	74
Figur 76: Illustrasjon av effekten ved å halvere start/stoppkostnaden i SHOP. Modellen foreslår betydelig mer turbinkjøring ved å endre kostnaden. Hentet fra simuleringene for uke 37-38 i HW-scenariet. Kilde: simuleringer i SHOP.	77
Tabell 1: Teknisk data for kraftstasjonene i Borgund. Kilde: (ØstfoldEnergi 2010)	8
Tabell 2: Periodevise fallhøyder mellom Øljusjøen og Eldrevatn. Kilde: eget arbeide med produksjonsdata.	46

Begrepsliste

Helårsmagasin: magasin med fylle- og tappesyklus på et år, og reguleringsgrad tilnærmet 100 % (LVK 2018).

Energiequivivalent: energiutbytte pr kubikkmeter med vann igjennom turbinen. For pumpedrift blir betydningen motsatt, altså energiforbruk pr kubikkmeter pumpet vann (Fladen et al. 2010).

EU- ETS: EU- Emissions Trading System. Kvotemarkedet i den europeiske union + Norge, Island og Liechtenstein.

Flerårsmagasin: magasin av en slik størrelse at fylling og tapping kan skje over flere år, med den hensikt å jevne ut årlige variasjoner i tilsig og avløp fra nærliggende nedbørfelt. Reguleringsgrad > 100 % (LVK 2018).

HRV: høyeste regulerte vannstand.

Iterasjon: en (data) prosedyre som gjentar samme beregning, datamanipulering eller optimering i flere steg med forbedrede inputdata til neste iterasjon (Birkeland 2018a).

LNG: liquefied natural gas.

LRV: laveste regulerte vannstand.

Prisvolatilitet: usikkerhet i prisutviklingen. For kraftprisen i denne analysen innebærer volatiliteten evnen til å variere i nivå på kort sikt (DN 2018).

Reguleringsgrad: forholdet mellom magasininvolum og midlere års tilløp, i prosent eller brøk (LVK 2018).

Sesongmagasin: magasin av mindre størrelse enn total årlig mengde tilsig, der fylling og tapping skjer på sesongmessig basis, med den hensikt å disponere vannet best mulig, etter ulike målsetninger. Reguleringsgrad < 100% (LVK 2018).

TSO: Transmission System Operator. Ansvarlig organ for nettdrift og kraftoverføring i nettet. Statnett har denne rollen i Norge (Söderström 2017).

VRE: Variable Renewable Energy. Samlebetegnelsen på produksjonsteknologier uten reguleringsevne, herunder vind og solenergi.



Figur 1: Geografisk lokasjon for Øljusjøen kraftstasjon. Kilde: Google Maps med søkeord: Øljusjøen.

Innledning

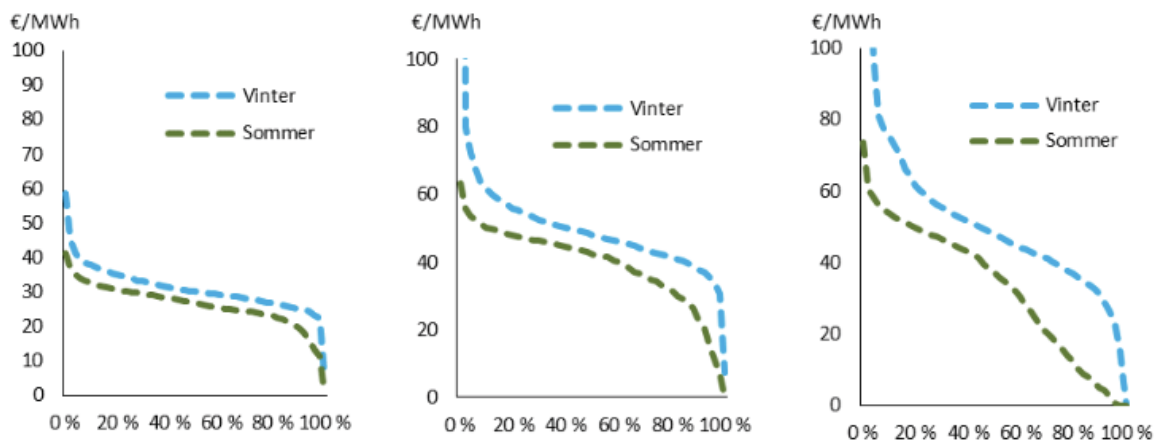
Det er i ferd med å bli bred konsensus om at klodens klima er i endring. Hver dag blir de av oss med tilgang til et kommunikasjonsmedium fôret med nyheter om farligere, villere og våtere vær på kloden. Våre ledere har forsøkt å tøyse denne potensielle krisen ved å forplikte seg til ambisiøse handlingsplaner og forpliktelser hva gjelder utslippskutt. Parisavtalen er kanskje det fremste eksemplet på at dette er et problem som angår oss alle, og som vil komme til å overskygge andre særegne og lokale utfordringer vi står ovenfor. Fra rapporten til FNs klimapanel, som ligger til grunn for Parisavtalen, går det frem at utslippene fra energiproduksjon utgjør den største andelen av verdens klimagassutslipp. Videre hevdes det som helt nødvendig at utslippene fra energisektoren må ned 90 % i perioden 2040-2070, sammenliknet med 2010-nivå (Bruckner et al. 2014).

De seneste års tiltak for å nå målet om utslippskutt har i stor grad innebåret betydelige kapasitetsutvidelser innen sol- og vindkraft, spesielt i Europa. Bare i Tyskland alene blir det i landets handlingsplan for fornybar energi prognostisert en total kapasitet for vindkraft på 46 GW innen 2020 (IEA 2013). Dette vil medføre en enorm omstilling av energisektoren i årene som kommer, med en betydelig økning av produksjonskapasitet som ikke lar seg regulere eller bidrar til fleksibilitet i systemet.

Som følge av utfasing av mer fleksibel produksjon og økt innføring av variable produksjonsteknologier, vil regulerbare komponenter i systemet som magasinert vannkraft og energilagring være sentrale i fremtidens energisystem. I FNs klimarapport fremgår det at *kapasitetsverdiene* til magasinert vannkraft og vindkraft er henholdsvis 90 % og 5 til 40 %. Dette er et mål på en gitt produksjonsteknologis evne til å sikre tilstrekkelig mengde produksjon over tid, og eksemplet over sier dermed noe om hvor viktig vannkraft vil være for å sikre forsyningssikkerhet i systemet i fremtiden (Bruckner et al. 2014). For vannkraftprodusenter og andre som kan tilby reguleringsevne i kraftsystemet, vil det derfor være viktig å finne nye inntektskilder i markedet som kan premiere denne systemtjenesten, og dermed skape incentiver hos ulike aktører til økt satsning på regulerbare og fleksible teknologier.

Kraftmarkedene i Norden vil komme til å oppleve mer volatilitet (se ordliste) i prisene, som følge av blant annet det ovennevnte. Med innføring av mer variabel produksjonskapasitet vil antall timer der vannverdien (se ordliste) ikke lenger er prissetter i markedet komme til å øke.

Når teknologier som vind- og solkraft er prissettere i flere timer, der produksjonen er mer stokastisk, vil kraftprisen bli mindre forutsigbar og mer volatil enn i dag. Dette skaper en økt prisarbitrasje over døgnet og sesonger, som lagringsteknologier vil kunne utnytte for å øke profitten sin (Kringstad et al. 2018).



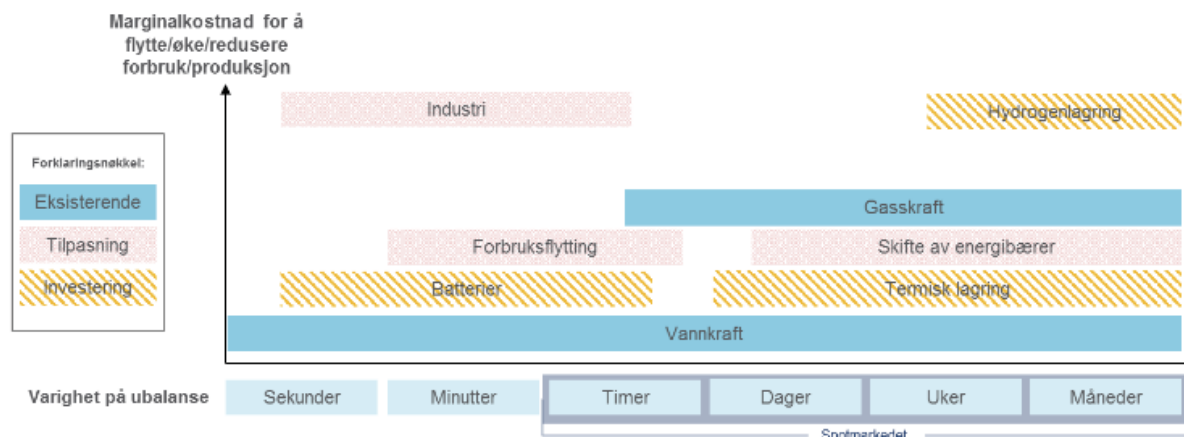
Figur 2: Varighetskurve for kraftpris i Norge, i 2020, 2030 og 2040 (til høyre). Som vi ser, vil variasjonen i prisene øke betydelig, særlig om vinteren. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).

Pumpekraft- lagringsteknologi med gode forutsetninger i Norge

Hvis prisnivået- og forskjellene over året øker, vil lønnsomheten til ulike energiteknologier, og da særlig lagringsteknologier med evne til å flytte produksjon mellom perioder, kunne øke betydelig. Som vi ser av varighetskurvene over, vil nivået og uforutsigbarheten til prisene øke gradvis over de neste tiårene, noe som vil skape et behov for teknologier med evne til å utnytte prisarbitrasje. I Norge er vannkraften, med store magasiner for energilagring, det åpenbare alternativet for å utnytte nettopp dette. I dag har brorparten av norske magasinkraftverk evnen til å produsere på pristopper og å holde igjen produksjonen ved lavere priser. I så måte kan disse være godt rustet for lønnsomhet i fremtidens prisbilde. Begrensingen med dette kjøremønsteret for kraftprodusenten, er at vedkommende ikke utnytter prisbunnene.

Produsenter med tilgang til pumpekraft derimot, vil kunne lagre vann i perioder med prisfall, og produsere i perioder med pristopper. Dette vil potensielt sett ha en tosidig nytteeffekt, ved at driften bidrar til å balansere nettet i et samfunnsøkonomisk perspektiv, og genererer merinntekt til produsenten i et bedriftsøkonomisk perspektiv. Lønnsomheten her er dog avhengig av at prisforskjellen er større enn effektivitetstapet ved en pumpesyklus.

Figuren under viser at vannkraft og pumpekraft er svært fleksibelt og kostnadseffektivt, sammenliknet med andre teknologier for fleksibilitet. Til tross for dette, blir pumpekraft i liten grad utnyttet til strategisk bruk for merinntekt i dag.



Figur 3: Bruksområde og marginalkostnad for ulike løsninger for fleksibilitet. Vannkraft (herunder pumpekraft) bistår med fleksibilitet over flere tidshorisonter, til lave kostnader. Kilde: (Kringstad et al. 2018).

Marked for fleksibilitet

For å øke fleksibiliteten i systemet, og samtidig sikre merinntekt fra den magasinerte vannkraften, undersøker sentrale aktører i den norske kraftbransjen mulighetene for å etablere et såkalt fleksibilitetsmarked. Dette vil bli en markeds plass der både produsenter og konsumenter av kraft får en gitt pris for henholdsvis opp- og nedregulering av produksjon og forbruk av kraften. Kunden i dette markedet vil typisk være en TSO med behov for å justere kapasitet på kort sikt. Agder Energi og Nord Pool er i skrivende stund i gang med et pilotprosjekt for et slikt marked, som skal testes mot kontinentale markeder allerede til sommeren 2018. Målsetning for prosjektet blir å utnytte den fleksible kapasiteten hos produsenter og konsumenter bedre, og dermed potensielt sett redusere behovet for nettutvidelser (Vilnes 2017).

Pumpekraft i et fleksibilitetsmarked

I slike markeder vil mer aktiv bruk av pumpeturbiner være en meget kostnadseffektiv måte å utnytte fleksibilitet på. I perioder med kraftunderskudd og svært høye priser, vil eksempelvis industriutkobling være en svært kostbar form for fleksibilitet, ettersom dette kan medføre betydelig tap av inntekter fra produksjon. Ved å heller anvende fleksibiliteten til en

pumpeturbin, vil produsenten kunne tjene på produksjonen i en gitt periode, for så å kunne øke inntekten ytterligere ved økt forbruk av kraft ved pumping i overskuddsperioder. Vannkraftprodusenter med tilgang på pumpekraft vil dermed kunne få en svært kostnadseffektiv måte å tilby systemtjenester på, og dermed også øke sin profitt fra en tosidig merinntekt i et potensielt fleksibilitetsmarked der de fungerer som både produsent og konsument opp mot kunden (TSOen) (Kringstad et al. 2018).

1.1 Problemstilling

I denne oppgaven vil den fremtidige lønnsomheten ved Øljusjøen pumpekraftstasjon i Borgund kraftverk bli analysert nærmere. Dette kraftverket består av 3 kraftstasjoner, som eies og driftes av Østfold Energi. Per i dag, blir Francis- pumpeturbinen deres brukt tilnærmet ensbetydende som balansemiddel for det øvrige systemet i kraftverket, og svært lite som taktisk inntektskilde. Dette betyr grovt sett at pumpemodus kjøres i perioder der det kreves for å unngå spillvann i nedreliggende magasiner, og at turbinmodus kjøres i tørre perioder der nedreliggende magasiner trenger tilførsel utover det naturlige tilsiget. Over øvrige deler av året er bruken svært begrenset, grunnet mindre svingninger i prisen på kort sikt. I denne sammenheng vil det være av interesse å undersøke om en endring i prisvolatilitet i fremtiden kan utløse et potensiale for å endre kjøremønsteret i Øljusjøen, med målsetning om å øke driftsinntekter ved pumpeturbinen.

På oppdrag fra Østfold Energi, har jeg forsøkt å belyse dette temaet ved å anvende prisdata på timenivå, for 2025. Prisdatasettet er hentet fra energisystemmodellen Balmorel (se delkapittel om prisscenariobeskrivelser), og inneholder 4 ulike prisscenarier for det aktuelle året. Disse vil igjen bli brukt som inputverdier i programmet SHOP (se teoridel) og i Excel, for å finne ut om det er økonomiske insentiv for produsenten til å endre kjøremønsteret i Øljusjøen pumpeturbin i fremtiden. I denne sammenheng vil jeg forsøke å svare på følgende problemstillinger:

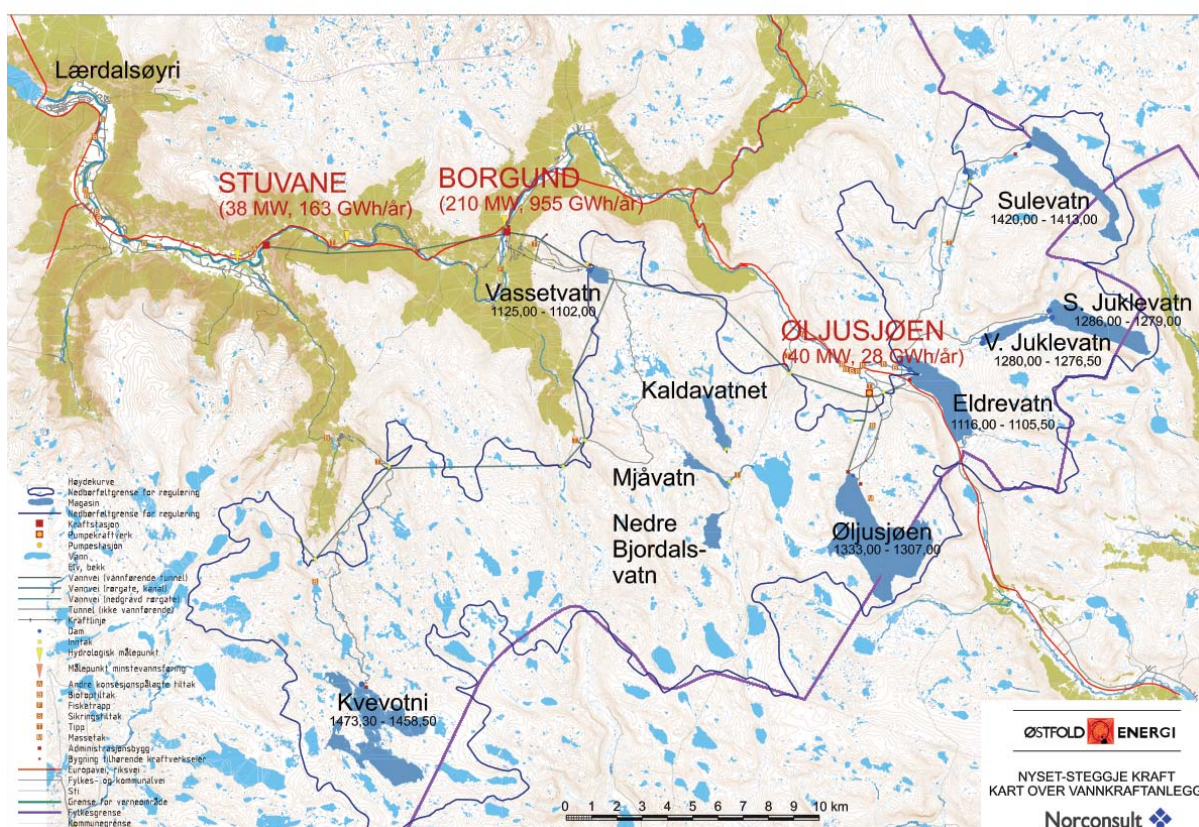
- **For hvilke perioder av året er det aktuelt å endre kjøremønster i Øljusjøen kraftstasjon?**
- **Hvordan vil prisbildet for 2025 påvirke grunnlaget for inntjening i disse periodene?**
- **Hvordan kan pumpeturbinen brukes annerledes i 2025 sammenliknet med i dag, for å oppnå økt lønnsomhet for kraftprodusenten?**

For å kunne besvare disse problemstillingene, er det nødvendig å gå igjennom den komplekse strukturen i Borgund kraftverk. Videre er det viktig å forklare hvordan prisen dannes i det nordiske kraftmarkedet, og hvilke drivere som påvirker denne. Dette vil gjøres for å skape kontekst til oppgaven og helhetsforståelse for hovedtemaet i masteren, nemlig potensiale for økt profitt i pumpekraft ved endrede prisstrukturer og volatilitet i kraftmarkedet.

Bakgrunnsmateriale

2.1 Beskrivelse av Borgund Kraftverk

Borgund kraftverk ligger i Lærdal kommune i Sogn- og Fjordane, og eies i hovedsak av Østfold Energi AS. Kraftverket består av 3 ulike kraftstasjoner- Øljusjøen, Borgund og Stuvane. Borgund er selskapet sitt største produksjonsanlegg, og produserer om lag 1,2 TWh pr år. Nedbørfeltet tilknyttet kraftverket er på 404 km² (ØstfoldEnergi 2010).



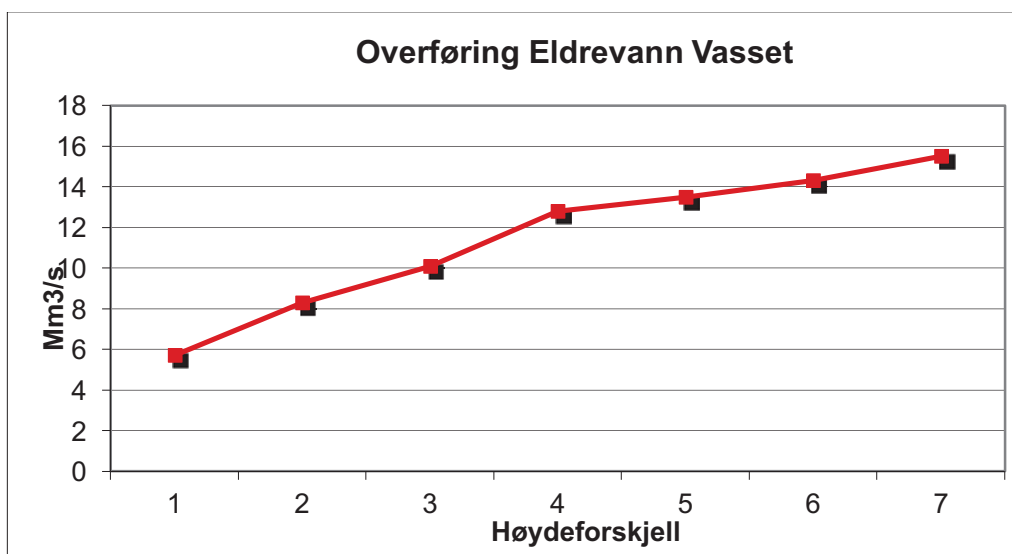
Figur 4: Vassdrag med magasiner i tilknytning til Borgund kraftverk. Kilde: (ØstfoldEnergi 2010).

Øljusjøen kraftstasjon og pumpekraftverk

Det mest høytliggende av de regulerbare magasinene i Borgund kraftverk er Øljusjøen, på rundt 1320 moh. 220 fallhøydemeter nedenfor, på om lag 1100 moh ligger Øljusjøen kraftstasjon, utstyrt med en reversibel Francisturbin. Denne kan kjøres som turbin og pumpe, med aggregatytelse opp mot henholdsvis 48,5 og 38 MW. Energiekvivalenten (se ordliste) for turbindrift ligger mellom 0,4 og 0,56 kWh/m³, avhengig av generatoreffekt og høydeforskjell mellom vannstanden i Øljusjøen og Eldrevatn (Nilsen 2010). Øljusjøen er det største av magasinene tilknyttet kraftverket, med en magasinkapasitet på 161 mill m³ (ØstfoldEnergi

2010). Det er allikevel ikke å regne som et flerårsmagasin, men et sesongmagasin (Birkeland 2018a).

I pumpedrift pumper turbinen vann opp til Øljusjøen fra en overføringstunnel som kobler Eldrevatn og Vassetvatn sammen. Ettersom Eldrevatn er større og vannstanden her vanligvis ligger noe høyere over havnivå sammenliknet med Vassetvatn, vil det meste av vannet i tunnelen strømme fra førstnevnte til sistnevnte magasin. Brorparten av vannet som brukes i pumpedrift vil derfor komme fra Eldrevatn. Vannføringen ved pumping ligger eksempelvis på 15,4 m³/sek ved 36,3 MW, med en tilhørende energiekvivalent på 0,65 kWh/m³. Disse variablene endrer seg med geodetisk høyde (Nilsen 2010).



Figur 5: Vannføring i tilløpstunnel mellom Eldrevatn og Vasset, etter høydeforskjell. Kilde: (Birkeland 2018b)

Borgund kraftstasjon

Borgund kraftstasjon er den største i kraftverket, med en samlet aggregatytelse på 212 MW fra to like Pelton-turbiner. Fallhøyden fra Vassetvatn ned til kraftstasjonen er på 873 m, og vannføringen til turbinene ved 200 MW ytelse ligger på om lag 2*13 m³/sek. Samlet magasinering for Borgund kraftstasjon omfatter alle de 9 magasinene i vassdraget oppstrøms kraftstasjonen, og utmåler 270,5 mill m³. Energiekvivalenten fra Vassetvatn til havnivå er på hele 2,44 kWh/m³, ettersom vannet passerer gjennom både Borgund og Stuvane (Birkeland 2018a).

Stuvane kraftstasjon

Stuvane kraftstasjon ligger nedstrøms Borgund i Lærdalselva, og benytter en fallhøyde på 164 m. Ettersom forholdet mellom fallhøyde og vannføring her er langt mindre, benyttes det to Francisturbiner på 19 MW i Stuvane (ØstfoldEnergi 2010).

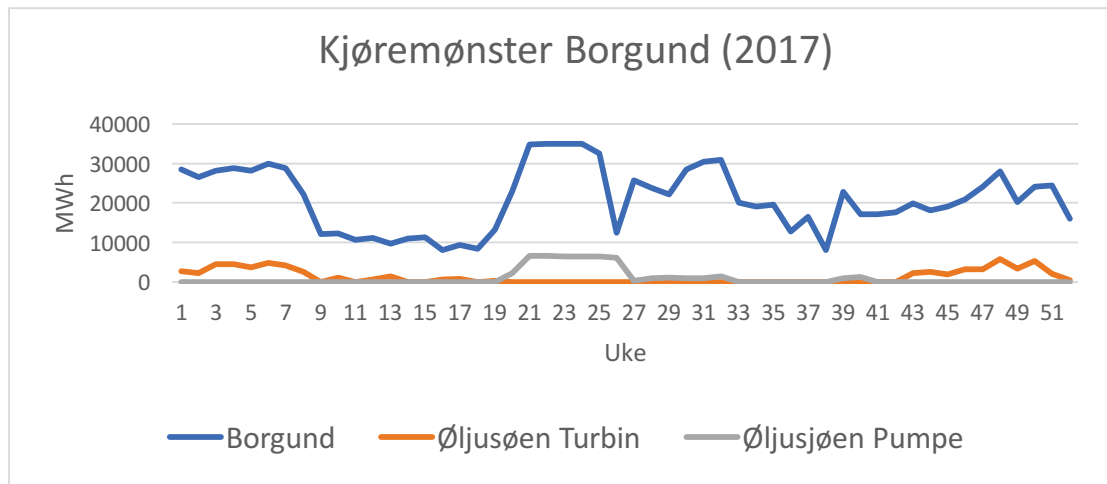
Data for de tre kraftstasjonene i Borgund kraftverk kan sees under:

Tabell 1: Teknisk data for kraftstasjonene i Borgund. Kilde: (ØstfoldEnergi 2010)

Tekniske data				
	Øljusjøen	Borgund	Stuvane	Sum
Nedbørsfelt:				404 km ²
Middelvannføring:				13,3 m ³ /sek.
Magasinkapasitet:	161 mill. m ³	270,5 mill. m ³	270,5 mill. m ³	270,5 mill. m ³
Fallhøyde:	220 m	873 m	164 m	
Vannføring turbin:	24/17,5 m ³ /sek.	2 x 13 m ³ /sek.	2 x 12 m ³ /sek.	
Turbintype:	Reversibel Francis	Pelton	Francis	
Aggregatytelse:	48,5/38 MW	2 x 106 MW	2 x 19 MW	
Energiproduksjon: (gjennomsnittlig)	28 GWh	985 GWh	165 GWh	1 178 GWh

2.2 Begrensninger for produksjon i Borgund kraftverk

Dagens disponering av vann i Borgund kraftverk er begrenset av flere ulike krav og hensyn under kraftproduksjonen. Ingen av vannmagasinene i Borgund kraftverk har reguleringsgrad over 100 %, og de er følgelig sesongmagasiner. Dette innebærer at magasinene tømmes og fylles strategisk igjennom sesongen for å henholdsvis unngå spillvann i perioder med høyt tilsig, og ressursknapphet i tørre perioder. Til tross for at vannet disponeres etter vannverdimetoden (se teoridel), med målsetning om høyest mulig avsetning på lagret vann, legger disse forholdene rammer og begrensninger på handlefriheten til produksjonsplanleggerne i Østfold Energi (Birkeland 2018a). Av figuren under, for kjøremønsteret til kraftstasjonene Borgund og Øljusjøen for 2017, ser vi at produksjonsprofilen til Borgund kraftstasjon varierer sterkt over året, og at turbin-/pumpemønsteret til Øljusjøen kraftstasjon i stor grad følger denne. Dette skyldes flere ulike hensyn, som vil redegjøres for under.



Figur 6: Produksjonsmønster for 2017, et representativt år i Borgund. Kilde: eget arbeid med produksjonsdata

Sammenheng mellom Eldrevatn, Vasset og Øljusjøen

Produksjonsplanlegging i Borgund kraftverk beror på sammenhengen mellom vannbalansen i flere magasiner. Dette gjør disponeringen av vann mer intrikat, sammenliknet med andre, enklere kraftverk. De tre magasinene som har størst betydning for produksjonen er Eldrevatn, Vasset og Øljusjøen. De to førstnevnte er nedstrøms for det sistnevnte, og koblet sammen via en tunnel, der også den reversible francisturbinen i Øljusjøen pumpekraftverk er plassert. Vasset er inntaksmagasinet for hovedstasjonen, Borgund, og samtidig det minste av magasinene. Dette innebærer at kontinuerlig produksjon i hovedstasjonen i perioder uten tilstrekkelig naturlig tilsig muliggjøres ved tilførsel av vann fra Øljusjøen.



Figur 7: Utsnitt fra Borgundsystemet, der sammenhengen mellom Øljusjøen, Eldrevatn og Vasset fremgår. Kilde: (ØstfoldEnergi 2010).

Tvungen pumpe- og turbindrift

I perioden mot slutten av våren (fra uke 19 i figur 6), der snøsmelting fører til en betydelig økning av tilsig, vil Borgund måtte produsere, og Øljusjøen pumpe, på høye effekter. Årsaken til dette er at inntaksmagasinet til hovedstasjonen er av en slik størrelse at det fylles opp svært raskt i denne perioden, og at pumping og tapping fra magasinet er nødvendig for å unngå spill av vann. Dette innebærer at pumpen går kontinuerlig i denne perioden og at strategisk bruk følgelig er utelukket (Birkeland 2018a).

I de tørreste vintermånedene, med fravær av tilstrekkelig tilsig til Eldrevatn/Vasset, er det nødvendig at det tappes vann fra Øljusjøen ned til hovedstasjonens inntaksmagasin, for å sørge for tilstrekkelig vanntilgang her. Dette innebærer turbindrift i Øljusjøen kraftstasjon som følger Borgund kraftstasjons produksjonsmønster, slik det kommer frem av de omlag 10 første ukene i figur 6. Følgelig er ikke de to-tre første månedene i året, avhengig av om vi er i et våtår eller et tørrår, interessante for pumpedrift, ettersom kapasiteten er bundet opp til produksjon. Dette skyldes blant annet kravet til minstevannføring i nedstrøms vassdrag, som vil gjøres rede for under.

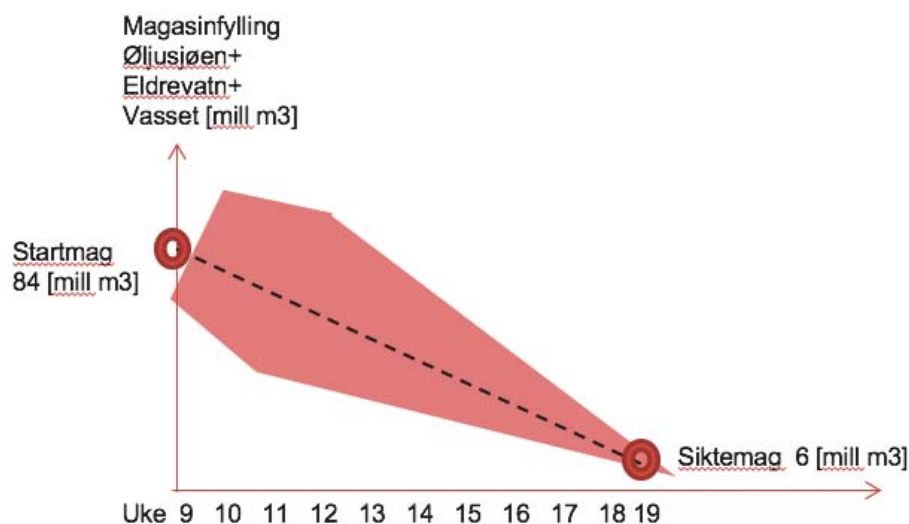
Laksefiske og krav til vannføring

Nedstrøms Borgund kraftstasjon løper Lærdalsvassdraget, som er en viktig lakseelv i regionen. For å sikre levedyktige vilkår for laksen i vassdraget, er Borgund kraftverk pålagt å sikre en gitt minstevannføring på 10 m³ i elven nedstrøms Stuvane kraftstasjon. Dette kravet gjelder for hele året. I de tørreste vinterukene, før snøsmeltingen tiltar, innebærer dette at vannet i Øljusjøen, Vasset og Eldrevatn må disponeres slik at det er mulig å opprettholde minstevannføringen igjennom perioden. Dette begrenser graden av frihet ved disponering av vannet ytterligere, ettersom minst 76 MW, eller 10 m³/s, må kjøres i hovedstasjonen til enhver tid (Birkeland 2018a). I praksis betyr dette at dersom det skulle oppstå prissignal som tilsier at Borgund bør stoppes, og at vann fra Eldrevatn/Vasset bør pumpes opp til Øljusjøen, vil dette ikke være mulig å gjennomføre som følge av denne begrensningen.

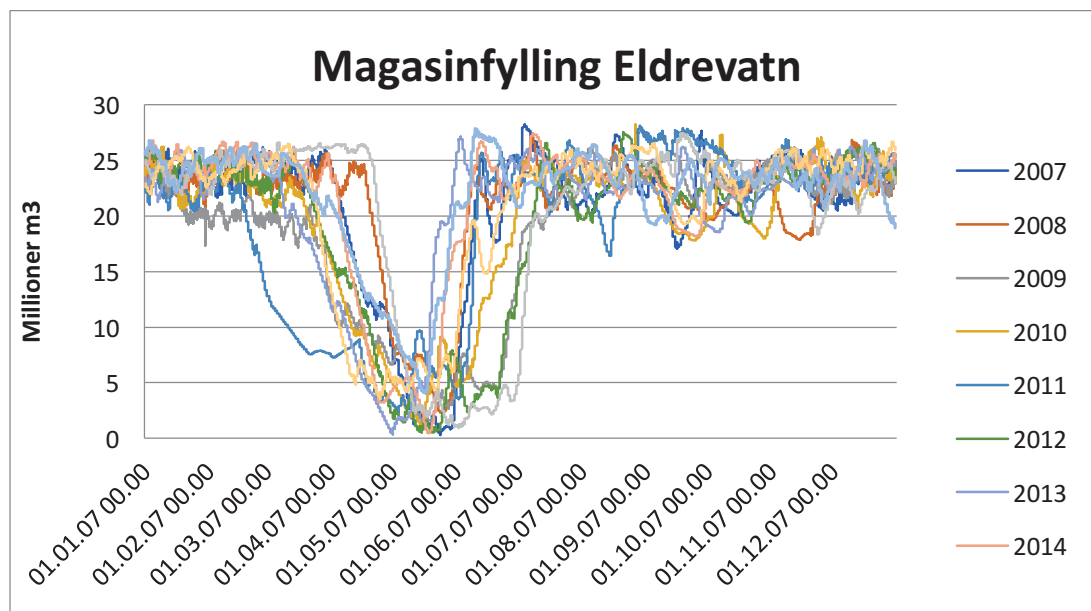
Tømming av magasiner før vårløsning

Før vårløsningen eller snøsmeltingen tiltar, er det satt som målsetning at magasinene skal være tilnærmet tømt. I praksis vil dette si at total fylling i Øljusjøen, Eldrevatn og Vasset skal ligge på om lag 6 millioner m³ på dette tidspunktet (Birkeland 2018a). Ettersom gjennomsnittlig tilsig øker fra om lag 6 til 40 m³/s fra 1. mai til 1. juni, er det helt nødvendig at det er betydelig

ledig bufferkapasitet i magasinene, slik at spillvann unngås (Birkeland 2018b). Tømmingen er dermed med på å supplere den tvungne pumpedriften og hardkjøringen av hovedstasjonen, i prosessen med å unngå spillvann i smelteperioden. Figurene under viser hvordan handlingsrommet for magasininfylling utvikler seg igjennom rasjoneringsperioden på våren, og årlig utvikling i Eldrevatn.



Figur 8: Oversikt over hvordan magasinutviklingen skal se ut igjennom rasjoneringsperioden på våren. Det røde feltet representerer handlingsrommet til produksjonsplanleggerne igjennom perioden. Kilde: (Birkeland 2018b).



Figur 9: Magasininfylling over året fra 2007-2015 i Eldrevatn. Magasininfyllingen reduseres betydelig før vårløsningen i samtlige år. Kilde: (Birkeland 2018b)

Krav til vannstand i Øljusjøen og Eldrevatn

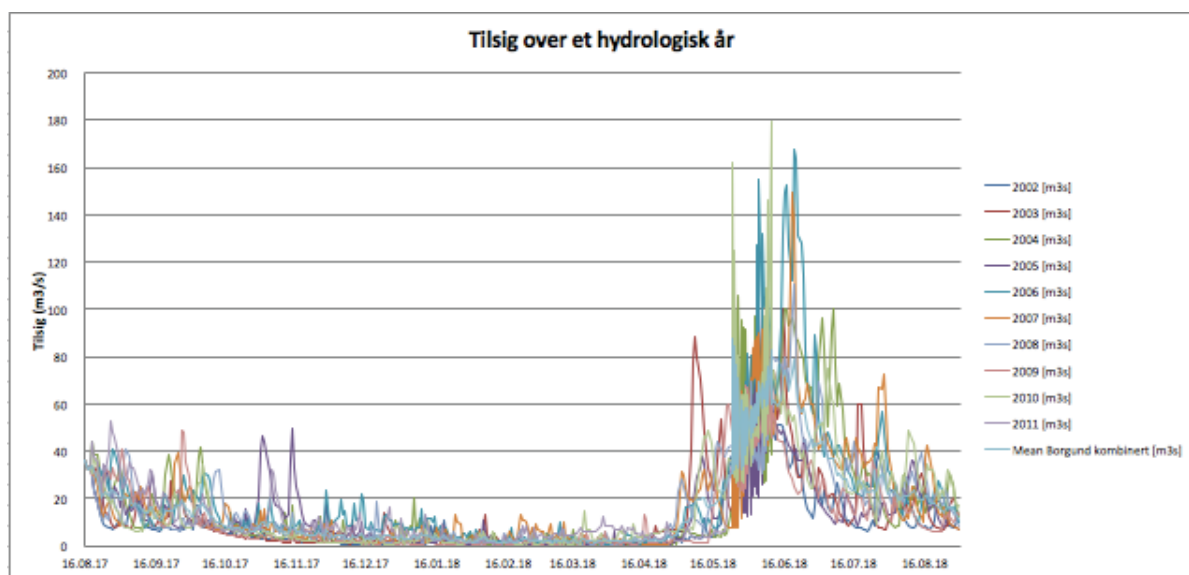
Til tross for at forskjellen i høyde over havet gjør at tilsiget til Vasset og Eldrevatn er langt større enn til Øljusjøen, vil regntunge perioder på høsten gjøre at også sistnevnte risikerer overløp. Maksimal fylling i sesongmagasinet Øljusjøen er om lag 160 millioner m³, og det er høyt prioritert for planleggerne ved kraftverket å unngå spillvann ved at denne grensen blir overskredet. For Øljusjøen kraftstasjon innebærer dette at de siste ukene av året er tilnærmet låst til turbindrift, med formål om å ta unna tilsiget. Videre har Eldrevatn har en HRV på 116 moh om sommeren, som begrenser hvor mye vann som kan tappes fra Øljusjøen (Birkeland 2018a).

2.3 Perioder med mulighet for å disponere Øljusjøen annerledes enn i dag

På bakgrunn av ovennevnte begrensninger ved Borgund systemet, er det en periode på våren og en på høsten som står seg ut som aktuelle for å disponere pumpeturbinen annerledes enn i dag. For våren blir dette **uke 11-18**, etter at Borgund kraftstasjon har begynt å kjøre på lavere effekter, og før vårløsningen har tiltatt. På høsten er **uke 31-44** aktuelle, ettersom den tvungne pumpingen normalt vil være ferdig her, samtidig som at den tvungne kjøringen for å støtte Borgund ikke har startet ennå.

Under følger en redegjørelse for tilsig til systemet i periodene som er aktuelle for omdisponering.

2.4 Tilsig til Borgund

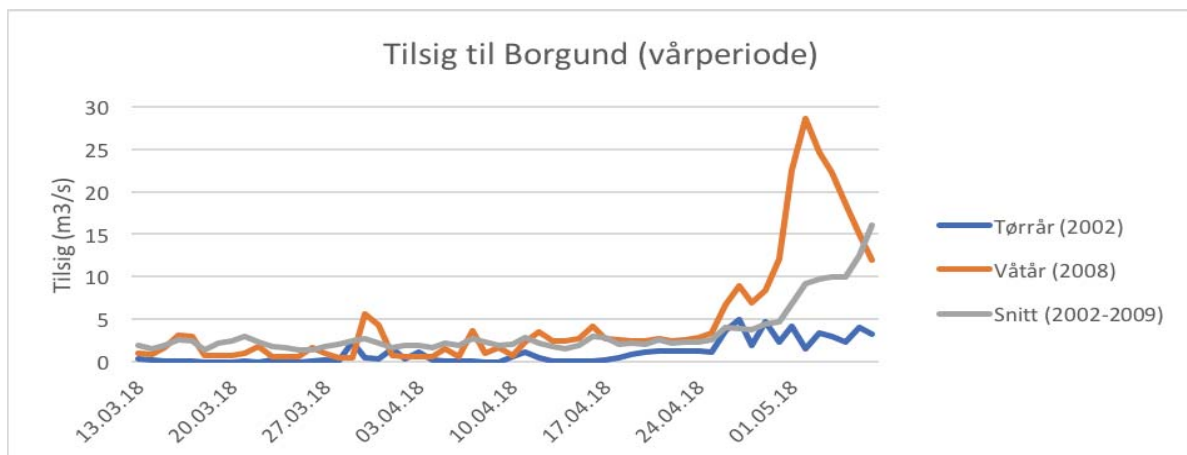


Figur 10: Tilsigsdata for Borgund, 2002-2011 og gjennomsnittsåret. Kilde: (Birkeland 2018b).

Graden av tilsig til Borgund vil i praksis påvirke hvordan Øljusjøen kraftstasjon skal kjøres, hvilket gjør det nødvendig å redegjøre for hvordan dette tradisjonelt har utviklet seg over de ulike analyseperiodene i oppgaven. Utviklingen av mengde tilsig over året varierer sterkt mellom tørrår og våtår, noe som kommer frem i figuren over. Som nevnt tidligere, er det et krav til Borgund kraftverk om å tappe nok vann igjennom hovedstasjonen til å opprettholde en minstevannføring på 10 m³/s i nedstrøms vassdrag, av hensyn til laksebestanden i elva. Over store deler av sommeren og høsten vil det naturlige tilsiget som regel være mer enn tilstrekkelig til å opprettholde denne minstevannføringen, mens det om vinteren og tidlig på våren vanligvis vil være nødvendig å tappe vann fra Øljusjøen for å sørge for opprettholdelse av 10 m³/s i Lærdalselva (Birkeland 2018a). I disse situasjonene vil ikke turbinen i Øljusjøen kunne disponeres fritt til pumping.

Tilsigsdata anvendt i denne delen av oppgaven er hentet fra Østfold Energis egne arkiver, og inneholder kalibrerte målinger av tilsig til vassdraget mellom 2002 og 2009.

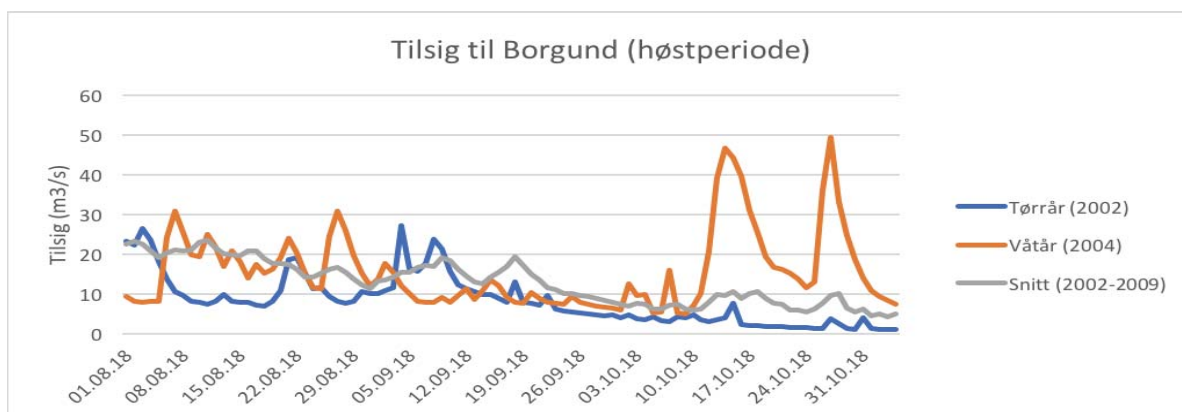
2.4.1 Vårperiode



Figur 11: Tilsig til Borgund over uke 11-18. Kilde: eget arbeide med tilsigsdata fra Østfold Energi.

Over store deler av vårperioden, vil tilsiget til Borgund være for lavt til å opprettholde minstevannføringen i Lærdalselva i seg selv. Dette innebærer som nevnt at vann fra overliggende magasiner må supplere tilsiget, for å tilfredsstille kravet på 10 m³/s. Dette medfører at Øljusjøen vil måtte tappes igjennom vårperioden, og at handlingsfriheten begrenses noe i denne perioden (Birkeland 2018b).

2.4.2 Høstperiode



Figur 12: Tilslig til Borgund over uke 31-44. Kilde: eget arbeide med tilsligsdata fra Østfold Energi.

Størsteparten av høstperioden er preget av tilsligsverdier som i stor grad tilfredsstiller kravet til minstevannføring i seg selv, slik at frihetsgradene ved disponering av Øljusjøen og Eldrevatn/Vasset øker. En viktig oppgave i denne perioden er å sørge for at magasinene har bufferkapasitet nok til å tåle en tung regnperiode uten å risikere overløp og spillvann. Disponeringen av Øljusjøen pumpeturbin er dermed langt friere i høstperioden, sammenliknet med vårperioden (Birkeland 2018b).

Teori

I denne delen av oppgaven vil temaer som er viktige for forståelse av problemstillingen gjøres rede for. Innledningsvis vil en overordnet gjennomgang av vannverdimetoden bli utført, ettersom denne metoden er sentral for verdsettelse av magasinert vann og produksjonsbeslutningen for vannkraftprodusenter. Videre vil optimaliseringsverktøyet SHOP og Borgunds modellering i dette bli gjennomgått, med sikte på å skape en grov forståelse av hvordan modellen optimerer produksjonen i Øljusjøen. Avslutningsvis vil kraftmarkedets prinsipielle oppbygning gjøres rede for, etterfulgt av en gjennomgang av de viktigste driverne av kraftprisen. Sistnevnte gjøres for å etablere en grunnleggende forståelse hos leseren for hvordan kraftprisen dannes i markedet, og hvordan denne kan utvikle seg mot et nivå som fremgår av prisdatasettene for 2025.

3.1 Vannverdimetoden

Da det ikke oppstår noen direkte kostnader tilknyttet produksjon av vannkraft, vil produsenten i realiteten måtte optimalisere den fremtidige inntekten fra produksjon og salg til spotmarkedet, fremfor å minimere kostnader. Spotprisen skal dermed ikke klareres opp mot en marginalkostnad ved produksjonsbeslutningen, men mot en verdi av vannet. Dette betyr at produsenten må ha en oversikt over hvilken verdi det tilgjengelige vannet har, og ut ifra dette disponere ressursen på tidspunkter der prisen i markedet er større enn eller lik vannverdien for den gitte vannmengden. Denne inntektsmaksimaliseringen karakteriseres som produsentmodellsynsvinkelen for vannverdien. Den alternative synsvinkelen fokuserer på hele systemer, med målsetning om å minimere kostnader for eksempelvis det nordiske kraftsystemet i sin helhet (Fosso & Doorman 2012). Dette karakteriseres som systemmodellsynsvinkelen, og vil ikke drøftes nærmere i denne oppgaven, hvis formål er å se på bedriftsøkonomiske gevinster.

Bestemmelse av vannverdien

Rent konkret er verdien av vannet, eller vannverdien, et uttrykk for forventningsverdien av den marginale energienhet som ligger tilgjengelig i magasinet til produsenten, eller alternativverdien av vannet ved å bruke det på et alternativt tidspunkt i fremtiden. Verdien er dermed en funksjon av forventet utvikling i priser og tilsig, hvis utfallsrom er stokastisk. Andre usikkerheter som annen produksjon, import/eksport, flaskehalser i nett og produksjon, krafttetterspørsel osv., blir representert i de fremtidige kraftprisene i prognosene.

Produksjonsbeslutningen er dermed basert på at produsenten maksimerer forventningsverdien av de fremtidige inntektene ved driften sin (Fosso & Doorman 2012).

I praksis vil vannverdisettingen i egne magasiner også påvirkes av begrensninger og aktuelle situasjoner i eget system, ettersom produksjonsevne avhenger av mer enn forventninger til tilsig, etterspørsel og priser. I regntunge perioder på høsten kan det være naturlig å verdsette vannet i et gitt magasin lavt, ettersom fyllingsgraden etter vårløsningen gjerne er svært høy og situasjoner med spillvann er aktuelle. Vannverdien vil i denne hypotetiske situasjonen kunne bli langt lavere enn den fremtidige forventede markedsprisen skulle tilsi, ettersom alternativverdien av vannet er null ved å la vannet gå til spille. I motsatt fall, rett før vårløsningen tiltar, vil vannverdien være langt høyere enn prisforventningene skulle tilsi, da det gjerne er knapphet på vann i disse periodene. Generelt vil vannverdien minke med økende fyllingsgrad i magasinet (Birkeland 2018a).

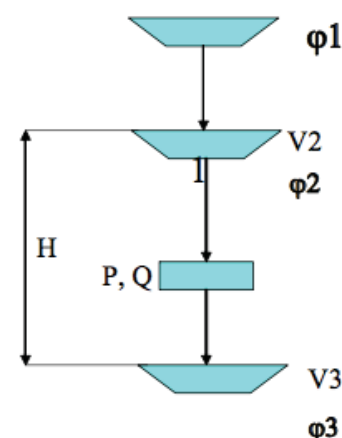
Særegenheter ved bruk av vannverdi i SHOP for Østfold Energi

For produksjonsplanleggingen i Borgund kraftverk, fungerer vannverdien som et verktøy i SHOP som tidvis må endres utover den markedsmessige verdien av vannet på gitte tidspunkt. Årsaken til dette er, som nevnt over, at det foreligger en rekke begrensninger og særegenheter ved dette systemet som gjør at vannverdien ikke kan settes fritt etter forventningsverdiene til de ulike parameterne redegjort for i foregående avsnitt. For å få fysisk gjennomførbare produksjonsplaner i SHOP, må derfor vannverdien manipuleres manuelt i programmet. I perioder med knapphet og begrensninger i produksjon innebærer dette at verdien må settes høyere enn antatt markedsverdi og aktuell spotpris, for å sikre at modellen begrenser vannbruken i produksjonsplanene. I motsatt fall, slik som i de siste høstukene, må vannverdien legges inn som kunstig lav i modellen, for å sikre at markedsprisen er høyere igjennom hele perioden og at SHOP dermed foreslår kontinuerlig produksjon. Også for pumpeturbinen er dette sentralt, ettersom vannverdien i Øljusjøen må være tilstrekkelig høy for å sikre at modellen foreslår pumping, og tilstrekkelig lav for å sikre det motsatte. (Birkeland 2018a).

3.2 SHOP- kortsiktig optimalisering

Overordnet beskrivelse av modellen

SHOP er et verktøy for optimering av flere ulike målobjekter innen vannkraftplanlegging på kort sikt, og er utviklet av SINTEF. Modellens metodikk er basert på suksessiv lineær programmering, som innebærer at det utføres flere iterasjoner (se ordliste) ila en modellkjøring (Skjelbreid 2018). Ettersom modellen oppdaterer magasinutviklingen mellom de ulike iterasjonene i optimeringsprosessen, tar den hensyn til endringen i ulike magasinavhengige forhold, som ville vært vanskelige å inkludere i en lineær modell. For SHOP-versjonen til Østfold energi, som har vært benyttet i denne oppgaven, innebærer det ovennevnte at modellen kjører en ny iterasjon for hver time over en 14- dagers tidshorisont. Altså er timesoppløsning tidsserieenheten til den anvendte modellen (Fosso & Belsnes 2012).



$$\begin{aligned}P &= k Q H \\ \Delta P &= k Q_0 \Delta H + k H_0 \Delta Q \\ \Delta H &= (\Delta V_2 / A_2) - (\Delta V_3 / A_3)\end{aligned}$$

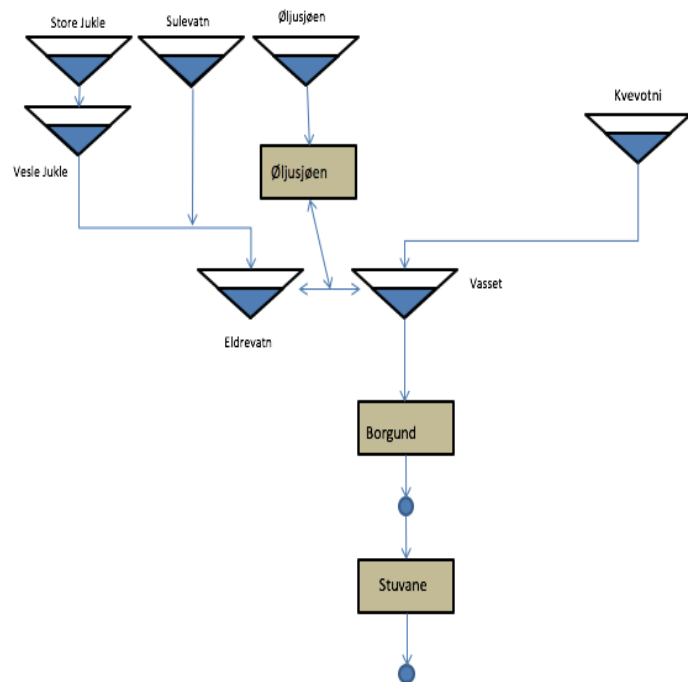
Figur 13: Fallhøydeoptimalisering i SHOP. Som vi ser av likningene, så er effektutbyttet i aggregatene avhengige av vannføring (Q) og fallhøyde (H). Kilde: (Fosso & Belsnes 2012).

Evnen til å ta hensyn til tidsserieavhengige forhold mellom iterasjoner er svært viktig for modellering av avanserte systemer som Borgund, ettersom blant annet virkningsgrader og vannføring i turbiner er avhengige av fallhøyde mellom ulike magasiner. Dette innebærer altså at modellen kan inkludere en realistisk fremstilling av de ulike effekt-vannføringskurvene (P-Q- kurvene) ved ulike magasinnivåer og tidsskritt ila perioden, og i så måte også optimalisere fallhøyden igjennom perioden.

Ved å ta hensyn til energiekvivalenter ved lokale magasiner, kan modellen tilpasse magasininnhold slik at fallhøyden endres mest der energiekvivalenten er minst avhengig av dette (Fosso & Belsnes 2012). Dersom denne egenskapen ikke var en del av SHOP, ville det være det være svært vanskelig å disponere vannet i Borgund optimalt mellom magasinene ila perioden (Birkeland 2018a).

3.2.1 Modellering av Borgund

På bestilling fra vannkraftavdelingen i Østfold Energi, har SINTEF skreddersydd en modell av Borgund i SHOP, for å få et verktøy der begrensninger og kompleksiteten ved systemet blir hensyntatt i høyest mulig grad. Denne modellen inkluderer P-Q-H sammenhenger for ulike aggregater, samt vannførings- og vannstandskrav mellom sesonger, som er særegne for Borgund. Her blir parametere som prisprognose, startmagasin, tilsig, vannverdier osv. lagt inn i modellen, og optimalisert via metoden beskrevet i avsnittene over. Tilsiget beregnes ved å multiplisere prognostisert totaltilsig i perioden med en gitt prosentsats for hvert magasin (Birkeland 2018a).



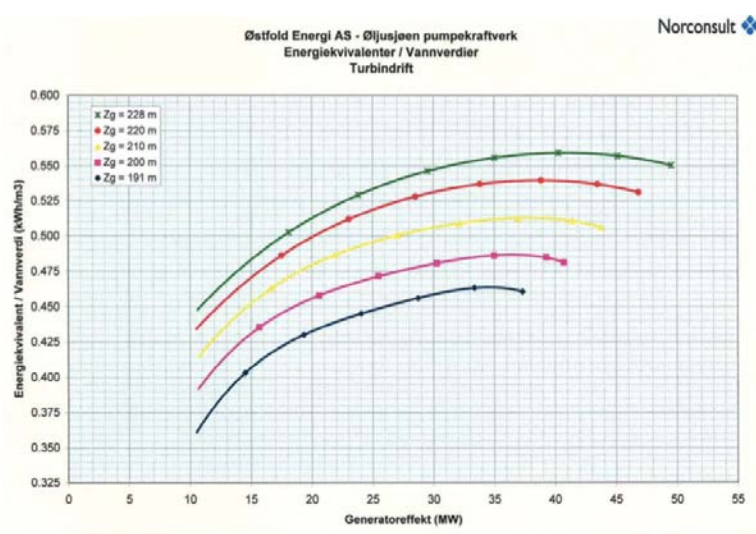
Figur 14: Strukturell fremstilling av Borgund i SHOP. Kilde: (Birkeland 2018b).

Til tross for at SHOP i utgangspunktet optimerer for 14 dager frem i tid fra nåværende tidspunkt, er det mulig å manipulere modellen til å optimere for perioder ellers over året. Dersom man ønsker at modellen skal simulere for en periode fra andre starttidspunkter enn der man befinner seg på simuleringstidspunktet, kan representative startmagasiner med LRVer og HRVer, produksjonsrestriksjoner, vannverdier, prisprognoser, produksjonsplaner og tappeplaner mellom magasiner legges inn i modellen manuelt. På denne måten kan man simulere caser fra alle sesonger og typer våt- og tørrår, så lenge det anvendes representative inputdata for gitte periode (Birkeland 2018a).

3.3 P-Q- sammenhenger i produksjonsplanlegging

Ettersom driftskostnadene ved vannkraft, sett bort ifra start/stopp- kostnadene, er av mindre betydning for produksjonsbeslutningen, er den omtalte vannverdimetoden sentral for planlegging av produksjon innen dette feltet. Når vi vet at produsentens tilbud av kraft skal være representert med en stigende tilbudskurve, må det nødvendigvis være slik at kostnaden for produsenten ved å øke sin produksjon er stigende. Den enkle forklaringen på dette er simpelthen at det tappes mer vann, desto høyere effekt man kjører turbinen på. Fra utredningen av vannverdi over, vet vi samtidig at denne som hovedregel øker med minkende magasinnivå. Altså øker kostnaden ved å intensivere produksjonen og tappe magasinet ned.

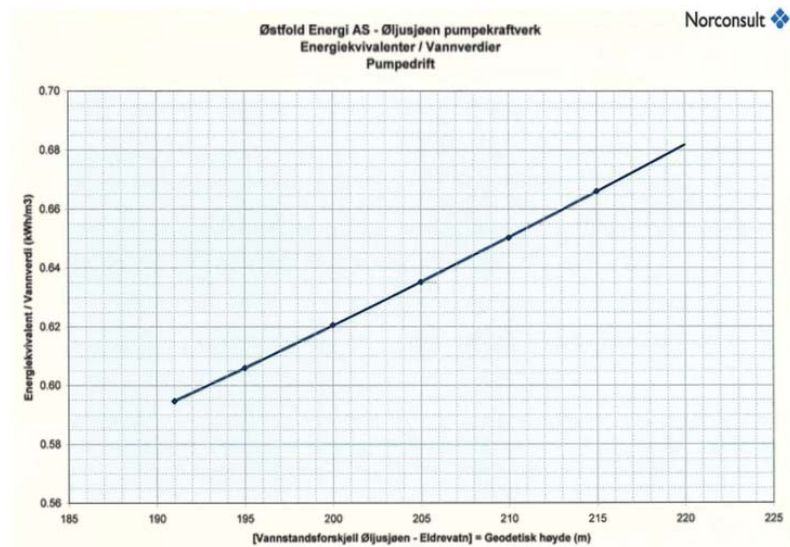
En annen måte å forklare hva som ligger bak tilbudet av vannkraft i modellen innebærer sammenhengen mellom fallhøyde, effekt og slukeevne/vannføring i turbinen(e), og til syvende og sist hvilken energiekvivalent som kan relateres til de ulike høydeforskjellene. Figur 15



viser hvordan energiekvivalenten, dvs. hvor mye energi som kan nyttes fra

hvor energiekvivalenten, dvs. hvor mye energi som kan nyttes fra hver kubikkmeter vann i Øljusjøen, endrer seg med ulike høydeforskjeller mellom vannstanden i Eldrevatn og Øljusjøen. Som vi ser av figuren, får vi et eget intervall av ekvivalenter for hver høydeforskjell, og for hver av disse er det mulig å finne en optimal ytelse i turbinen der man får mest energi ut av vannet. Å fravike fra denne ytelsen, betyr i praksis at man sløser med vann, ettersom man ikke klarer å hente ut maksimalt med kraft per kubikkmeter. Dette, som også kan anses som en kostnad for kraftprodusenten, må kompenseres for i form av høyere priser per leverte MWh (Birkeland 2018a).

For pumpeturbiner er det per i dag ikke mulig å regulere effektnivået manuelt, utover at det endrer seg for ulike løftehøyder (Grøttebø 2018). Det er dermed en gitt energiekvivalent relatert til de ulike løftehøydene for en pumpestasjon. Som vi ser av figur 16, vil pumpen naturlig nok måtte kjøres hardere for å lagre samme mengde vann, desto større løftehøyden blir. Optimering av pumpeturbiner vil derfor i hovedsak måtte ta hensyn til fallhøyde.



Figur 16: Sammenheng mellom fallhøyde og energiekvivalenter for pumpemodus i Øljusjøen. Kilde: (Nilsen 2010).

Ovennevnte metoder og planleggingsverktøy gir vannkraftprodusenten grunnlag for å entre kraftmarkedet med kunnskap om verdien av eget vann og konkrete planer for hvordan ressursen skal tilbys. I neste del av oppgaven, vil den prinsipielle oppbyggingen av kraftmarkedet gjøres rede for.

3.4 Det nordiske kraftmarkedet- Nord Pool

Kraftprisen som enhver kraftprodusent i Norge møter til alle døgnets tider, dannes i NordPool, den nordiske kraftbørsen. Dette er en markeds plass for handel med kraft, der hovedoppgaven er å etablere en likevekt mellom tilbud og etterspørsel i markedet, på en mest mulig samfunnsøkonomisk effektiv måte. Ved inngangen til 2018 var alle de nordiske og baltiske landene en del av denne markeds plassen (Söderström 2017).

På bakgrunn av alle kjøps- og salgsbud i området, blir en representativ pris for hele markedet, kalt systemprisen, dannet. Dette er en teoretisk referansepris brukt i handel med fremtidige finansielle kontrakter, som reflekterer markedslikevekten i en kunstig situasjon uten flaskehalser i overføringsnettet. Ettersom det i realiteten er flere begrensninger i overføringskapasiteten mellom ulike områder innenfor Nord Pools marked, dannes det ulike priser for ulike områder. Dette legger grunnlaget for



Figur 17: Prisområder og overføringskapaciteter i Nord Pools kraftmarked. Kilde: (Söderström 2017).

inndelingen i 15 ulike prisområder i markedet, som på bakgrunn av ovennevnte forhold får sin egen markedspris parallelt med systemprisen. Norge er delt inn i 5 prisområder, følgelig med 5 områdepriser og en systempris (Söderström 2017).

3.4.1 Tre kraftmarkeder – Elspot, Elbas og Regulerkraftmarkedet

Elspot-markedet (day-ahead)

For å danne en tilbudskurve i markedet, må produsentene i NordPools portefølje by inn salgs- eller produksjonsbud innen kl. 12:00, døgnet før fysisk leveranse. Markedet for denne krafthandelen kalles **Elspot**, og det er her størstedelen av kraftomsetningen i NordPools område foregår. På bakgrunn av størrelsen på budene fra ulike produsenter og teknologier med tilhørende marginalkostnader, blir det dannet en tilbudskurve for markedet. Denne blir klarert opp mot en etterspørselskurve, bestående av tilsvarende akkumulerte kjøpsbud fra ulike aktører innen gitte prisområde. Ut ifra dette publiseres det spotpriser for de ulike budområdene, en gitt systempris og kraftflyten mellom områdene for hver av de 24 neste timene, innen kl. 12:51 (Söderström 2017).

Elbas-markedet (intraday)

For å sikre at aktørene i kraftmarkedet kan handle seg i balanse, eksisterer det også et marked for handel innen samme dag, kalt **Elbas**. Dette åpner kl. 14:00 dagen før fysisk leveranse, ved at ledig kapasitet fra aktørene publiseres, to timer etter Elspot- auksjonen stenger. Fra dette tidspunktet kan det handles med kraft igjennom hele døgnet, opptil en time før fysisk leveranse. På denne måten kan aktørene i markedet tilpasse seg til uventede avvik i innmeldt produksjon eller konsum gjennom døgnet (Söderström 2017). Ved økende innføring av ikke-regulerbare produksjonsteknologier, vil dette markedet bli stadig mer viktig for å sikre balanse mellom Elspot-kontrakter og fysisk produserte energimengder gjennom døgnet.

For inngående beskrivelse av **reservekraft- og regulerkraftopsjonsmarkedet**, se vedlegg 2.

3.5 Prisdannelse i markedet

For å daglig kunne genere 24 ulike timespriser for det nordiske systemet og hvert enkelt område, må det følgelig dannes 24 tilbudskurver og 24 etterspørselskurver innen kl. 12:00 per dag. Disse består av henholdsvis salgs- og kjøpsbud fra de ulike markedsaktørene. Inngående beskrivelse av ulike budtyper i markedet følger i vedlegg 1 (Alnæs & Grøndahl 2011).

Markedets tilbudskurve

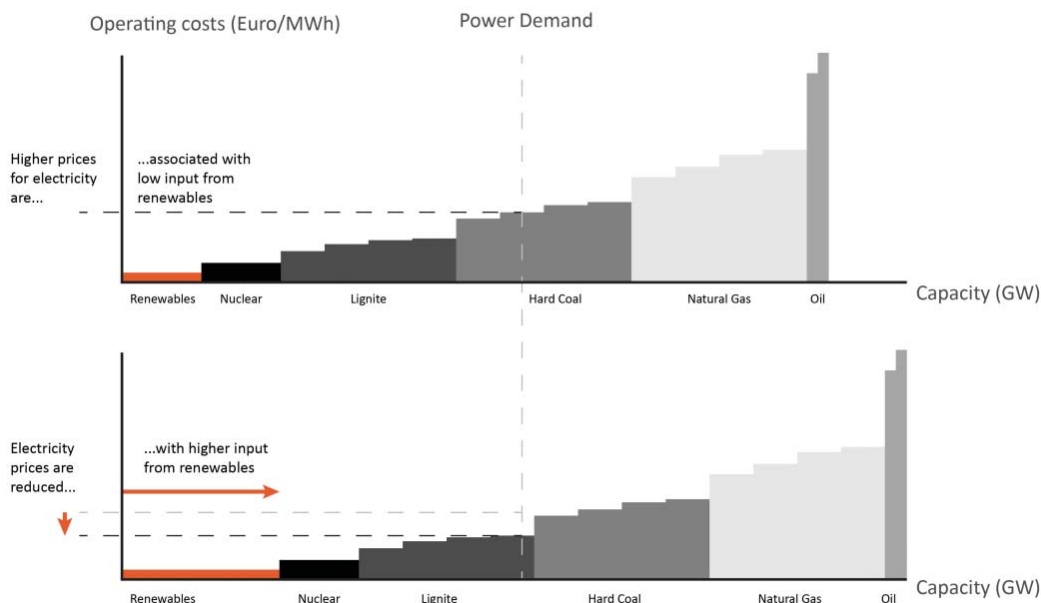
Tilbudskurven dannes ved at de ulike budene (beskrevet i vedlegg 1) fra produsentene i markedet blir rangert fra lavest til høyeste bud. Budene på sin side reflekterer marginalkostnaden ved de ulike teknologiene. Dette resulterer i at fornybare energikilder uten reguleringsevne og med marginalkostnader nær null, danner den nedre og innledende delen av tilbudskurven. Regulert vannkraft vil i de norske områdene utgjøre neste trinn i tilbudskurven, ettersom vannverdiene her som hovedregel vil være høyere enn marginalkostnaden ved vind- og elvekraftverk. Videre mot høyre i den stigende tilbudskurven finner vi spisslastteknologier, med høye start-/stopp-kostnader, brenselkostnader og CO₂-kostnader, slik som gasskraft og oljekondens.

Merit-order

Denne stigende rangeringen av produksjonsteknologier betegnes som *Merit order*, og sørger for at de billigste teknologiene er de første til å brukes for å møte etterspørselen. Teknologien som representerer volumintervallet der etterspørselen krysser Merit order-kurven, blir prissettende for markedet ved gitte tidspunkt. Kun produsenter som har meldt inn denne prisen eller lavere får selge sine innmeldte volumer til den klarerte markedsprisen (Appunn 2015).

Ved økende innføring av variable produksjonsteknologier, vil spesielt vind- og solfylte dager føre til at tilbudskurven skyves mot høyre. Av figur 18 ser vi hvordan den såkalte **Merit-order-effekten** gjør at vind og solenergi tar opp en større del av produksjonen i slike situasjoner, her representert ved den nederste av kurvene. Dette fører til at ulike topplastteknologier blir priset ut av markedsmiksen, og at energiteknologien på et lavere intervall i kurven blir prissettende (Appunn 2015). Hyppige endringer i vind- og solenergi, og dermed varierende innslag av Merit-order-effekten er en viktig driver av prisvolatilitet.

Illustrating electricity price fluctuations due to the Merit Order Effect



CC BY SA 4.0

Figur 18: Stigende rangering av produksjonsteknologier etter marginalkostnad danner tilbudskurven. Ved store innslag av vind- og solkraft, vil tilbudskurven forskyves mot høyre, og gi lavere markedspris. Dette kalles Merit-order-effekten. Kilde: (Appunn 2015).

Markedets etterspørselskurve

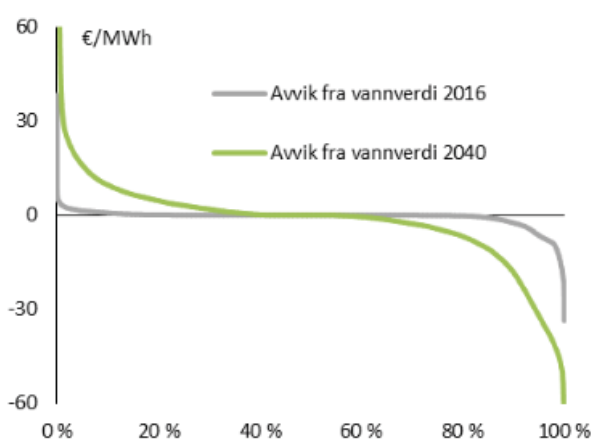
Etterspørselskurven består av akkumulert etterspørsel i markedet. Denne representerer marginal betalingsvillighet for økt volum av kraften, og dermed er synkende, grunnet avtakende marginalnytte av et gode ved økt volum. I tillegg varierer den sterkt over døgnet, hvilket innebærer at kurven skifter ut og inn mellom ulike timer. Konsumentene her kan være større aktører fra industrien og kraftleverandører som representerer større kundeporteføljer. Det er kun konsumenter som har meldt inn volum med priser høyere eller lik den klarerte markedsprisen som får kjøpe i markedet på gitte tidspunkt. Aktørene må altså være til venstre for markedskrysset, dvs. *in* eller *at the price* (Alnæs & Grøndahl 2011).

3.6 Sentrale prisdrivere for kraftprisen i Norge

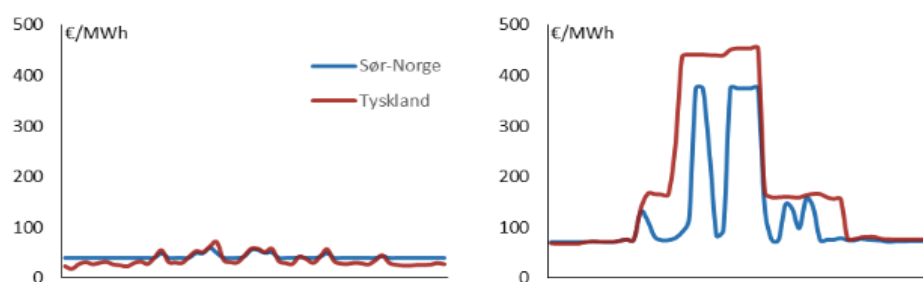
Det er i dag slik at det nordiske kraftmarkedet blir påvirket i større eller mindre grad av andre europeiske kraftmarkeder, herunder det tyske. Sterke prisdrivere i Tyskland blir dermed prisdrivere i Norden. Dette medfører i dagens situasjon at kull-, gass- og CO₂-prisene er sterke drivere for de nordiske kraftprisene, herunder de norske områdeprisene. Allikevel korrelerer ikke de norske kraftprisene 100 % med den tyske, grunnet Norges dominerende vannkraftproduksjon og begrensninger i overføringskapasitet til utlandet. Dette gjør at hydrologiske og meteorologiske forhold som tilsig og temperatur er sterkt influerende drivere på pris i Norge, slik det er i dag. Det er med andre ord vannverdier som i stor grad setter kraftprisen (Bøhnsdalen et al. 2016). Ettersom vannkraftproduksjonen i Norge preges av fleksibilitet og evne til opp- og nedregulering av produksjon, gjør dette prisene langt mindre volatile over døgnet, sammenliknet med eksempelvis i Tyskland.

Dette bildet vil i midlertidig kunne endre seg drastisk. Stadig utfasing av termiske og mer regulerbare produksjonsteknologier, og betydelig satsning på vind- og solkraft i de store europeiske markedene, vil føre til at kraftproduksjonen blir mer stokastisk og variabel. Samtidig vil ny overføringskapasitet mot kontinentet og Storbritannia føre til at uforutsigbarhet og volatilitet fra disse produksjonsteknologiene vil komme til å påvirke det nordiske systemet i større grad enn i dag. Dette, samt flere forhold som redegjøres for under, er blant prisdriverne som vil kunne endre dagens

situasjon for kraftprisen drastisk i løpet av de neste tiårene (Bøhnsdalen et al. 2016).



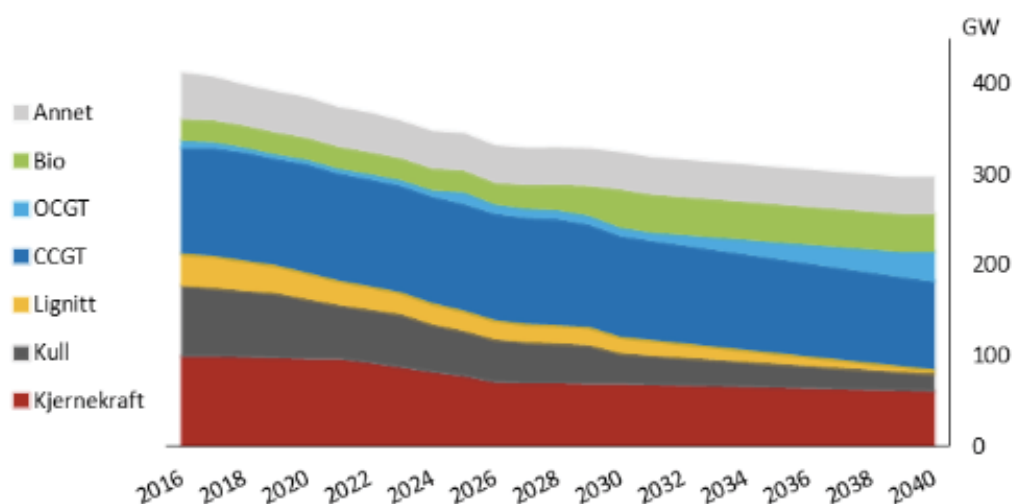
Figur 19: Varighetskurve for over hvor store deler av året kraftprisen i Norge avviker fra vannverdien. Vi ser at vannverdien vil være prissetter i langt færre timer i 2040. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).



Figur 20: Kraftpriser over en tilfeldig vinteruke i NO1 og Tyskland, i 2016 og i 2040 (til høyre). Vi ser at kraftprisen i NO1 blir mer volatil, og mer avhengig av den tyske kraftprisutviklingen. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).

Brenselspriser og kvoteprisen

I dagens kraftmarked er kullprisen svært viktig som prissetter over store deler av året, men dette vil kunne endre seg i fremtiden. Den tyske kraftproduksjonen er i dag dominert av kullkraft, men landets myndigheter har allikevel satt seg fore å ha en fornybarandel på 60 % av kraftproduksjonen innen 2040 (Bøhnsdalen et al. 2016). I tillegg vil nye krav til utslipp, reguleringer og avgifter gjøre de mest CO₂-intense teknologiene mindre konkurransedyktige. Kullkraften vil dermed bli faset ut i stor skala, både i det tyske og i andre europeiske kraftmarkeder. Dette vil føre til en betydelig knapphet i tilgjengeligheten på regulerbar kapasitet, noe som vil gjøre gasskraften svært viktig for balansering av kraftsystemet i Tyskland og andre EU-land, ettersom denne er mindre CO₂-intensiv. Dette innebærer følgelig at gassprisen blir prissetter i markedet i de timene der effektknapphet oppstår, fremfor kullkraften. Av figuren under ser vi hvordan installert effekt i kullkraft avtar mot 2040, mens kapasitet i gasskraft vil øke i samme periode (Bøhnsdalen et al. 2016).



Figur 21: Utvikling i termisk produksjonskapasitet i EU10 frem mot 2040.

Gass er her representert med blått. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).

Gassprisen i seg selv er avhengig av råvarepriser, investeringskostnader for nye LNG- anlegg (se ordliste), CO₂- kvotepriser og evt. under- eller overskuddskapasitet i markedet. Ettersom billig import fra amerikanske LNG- produsenter forventes å øke i årene fremover, forutsettes det av sentrale aktører at gassprisen kommer til å reduseres fra i dag og utover 2020-tallet. I tiden etter 2030 er det mer usikkerhet tilknyttet gassprisen (Bøhnsdalen et al. 2016).

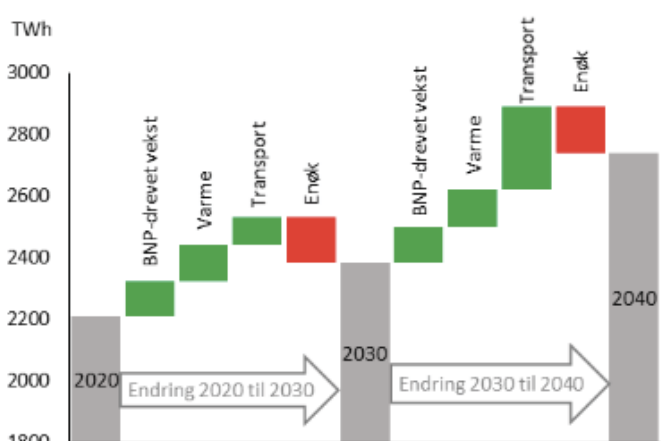
Hva gjelder kvotemarkedet EU-ETS (se ordliste), så har dette vært preget av overskudd av kvoter og fravær av tilstrekkelige innstramminger i kvotetaket de siste årene, hvilket har ledet til lave priser på utslipp (Capon et al. 2018). For å sørge for at dette skal fungere som et effektivt virkemiddel mot utslipp i tiden fremover, har sentrale myndigheter i EU vedtatt å blant annet forby import av kvoter fra land utenfor EU og større årlige innstramminger i kvotetaket fra 2020 og utover. Andre konkrete tiltak fra sentrale aktører i markedet er nasjonale prisgolv, til nå innført i Storbritannia og Frankrike. Alle disse tiltakene tar sikte på å sikre at den langsiktige kvoteprisen blir høy nok til at den virker effektivt på utslippsreduksjoner, ved at marginalkostnaden på fossile brenslers, herunder gass, øker (Bøhnsdalen et al. 2016).



Figur 22: Prisutvikling for CO₂-kvotemarkedet i EU mot forventet nivå ved opprettelse. Kilde: (Capon et al. 2018).

Elektrifisering og energieffektivisering- netto forbruksvekst?

Hvordan den totale etterspørselen etter kraft virker som driver av kraftprisen, avhenger i hovedsak av ulike forbruksmønstre og hvordan disse drar det totale forbruket i negativ og positiv retning. Effektivisering, redusert økonomisk vekst og økte temperaturer som følge av klimaendringer er viktige drivere mot redusert forbruksvekst, og i så måte faktorer som i seg selv bidrar til redusert kraftpris. Ifølge prognoser fra Statnett, vil varmere klima alene føre til en reduksjon i kraftforbruket i Norge mot 2040 på 2 TWh, sammenliknet med dagens forbruk. Til



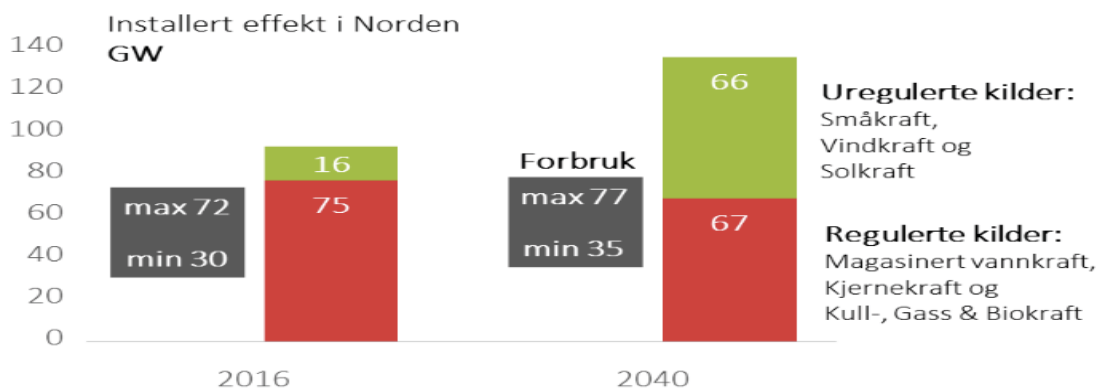
Figur 23: Statnetts prognose for forbruksutvikling i EU10. Enøk-tiltak vil bli overskygget av de positive prisdriverne på kontinentet. Tilsvarende vil gjelde for Norden. Kilde: (Kringstad et al. 2018).

tross for disse dempende driverne vil allikevel det totale kraftforbruket øke i tiden fremover, som følge av blant annet elektrifisering av samferdsel, vekst i kraftkrevende industri og befolkningsvekst. Ifølge tall fra ovennevnte prognose, vil elbilforbruket i Norge utgjøre 6 TWh innen 2040, mot i underkant av 0,5 TWh i hele Norden i dag. Hydros nyeste aluminiumsanlegg på Karmøy vil alene kunne bruke 4-5 TWh årlig, og datalagringshaller vil kunne stå for 4 TWh med forbruk bare i Norge, innen 2040. Til tross for stor usikkerhet rundt utviklingen av økonomisk vekst, industriforbruk og en rekke andre elementer frem mot 2040, peker de fleste trendpilene mot at kraftforbruket tiltar de neste tiårene, og at forbruksveksten i seg selv dermed blir en positiv driver av kraftprisen (Bøhnsdalen et al. 2016).

Økt installert effekt av VRE + nedleggelse av regulerbar termisk

Når betydelige reduksjoner i installert termisk effekt kompenseres med utvidelser av VRE (se ordliste) i årene fremover, vil kraftmarkedet bli preget av mye usikkerhet rundt prisprognoser og prisdannelse. I motsetning til de andre driverne, vil ikke denne føre til en gitt økning eller nedgang i prisen, men heller til mer usikkerhet eller volatilitet i prisen. Som nevnt i kapittelet om kraftmarkedet, vil Merit-order-effekten føre til at VER- teknologiene priser ut teknologiene med høyere marginalkostnader i perioder med mye vind og sol. I slike perioder vil energisystemet ha et overskudd av kraft med svært lave marginalkostnader, og prisen kan følgelig bli lav. I ytterste konsekvens kan disse periodene gi negative priser i markedet, ettersom den normale etterspørselen per i dag ikke er fleksibel nok til å møte det økte tilbudet. Samtidig vil perioder med lite ressurstilgang gi svært høye priser (Kringstad et al. 2018).

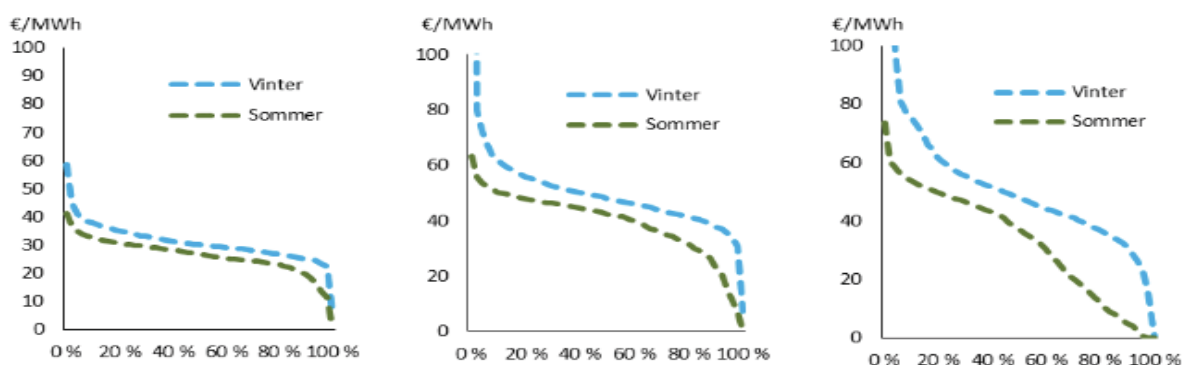
I Norden vil ny kapasitet i årene frem mot 2040 i hovedsak bestå av VER, med vindkraft som den store vinneren. Av de 75 TWh med ny kraftproduksjon i Norden som forutsettes utbygd i Statnetts analyser frem mot 2040, vil 80 % være vindkraft (Bøhnsdalen et al. 2016). 15 TWh vil, ifølge samme rapport, komme fra solkraft, mens den resterende andelen vil komme fra vannkraft. Sistnevnte øker som følge av noe utvidet kapasitet i kombinasjon med forventet tilsigsøkning. Dette innebærer følgelig at andelen regulerbar produksjonskapasitet i kraftsystemet blir betydelig mindre enn den er i dag, og at systemets følsomhet ovenfor endringer i ressurstilgang øker. Figuren under viser hvordan fordelingen mellom regulerte og uregulerte produksjonsteknologier i kraftsystemet kan bli i 2040 (Kringstad et al. 2018).



Figur 24: Fordeling mellom regulerte og uregulerte kilder i det nordiske kraftsystemet. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).

Økt integrasjon med andre kraftmarkeder

At det nordiske kraftmarkedet i dag opplever mindre prisvolatilitet enn det tyske, skyldes i stor grad begrensninger i overføringskapasitet mellom markedene. Dette vil med stor sannsynlighet endre seg i løpet av få år. I 2016 var overføringskapasiteten mellom Norden og resten av Europa på 7000 MW. Ifølge Statnetts prognoser vil kapasiteten ha nådd 11 000 MW innen 2025, noe som betyr mer integrasjon mellom markedene og følgelig større grad av import og eksport av priser mellom land. Som vist innledningsvis i dette kapittelet, vil timer der vannverdien ikke lenger setter prisen i det norske markedet øke betydelig frem mot 2040. Dette skyldes at norsk overskuddskapasitet vil eksporteres til det tyske markedet i perioder med effektknapphet og høyere priser på kontinentet, og at det norske markedet vil bli tilført billig overskuddskraft fra Tyskland i perioder med stor ressurstilgang og lave priser. I disse scenarioene vil henholdsvis termisk gassproduksjon og vind- og solkraft i Tyskland være prissettere i det norske markedet. Med økt overføringskapasitet vil altså systemprisen i det nordiske kraftmarkedet oppleve langt større påvirkning fra omkringliggende markeder med større prisvolatilitet, og dermed også bli mer volatil i seg selv (Bøhnsdalen et al. 2016).



Figur 25: Varighetskurve for norsk systempris i 2020, 2030 og 2040. Vi ser av kurvenes bratthet, at volatiliteten blir størst i 2040, blant annet som følge av økt integrasjon med Tyskland. Kilde: (Bøhnsdalen et al. 2016).

3.7 Økt prisvolatilitet og pumpekraft

Ved større prisforskjeller over døgnet og uken, vil en kraftprodusent ha mulighet til å utnytte differansen til å kjøpe kraft for lagring når prisen er lav. Hvilken lagringsteknologi produsenten bør velge avhenger av kostnader, tidshorisont for lagringen og fysiske forutsetninger for lagringsløsningen. I Norge, med store mengder magasinert vannkraft, vil pumpekraft være en lett tilgjengelig teknologi, med store kostnadsfortrinn sammenliknet med i andre land. Ettersom det er et effektivitetstap relatert til pumpesyklusen, synliggjort med ulike energiekvivalenter ved pumping og produksjon, vil en gitt minsteforskjell i pris være forutsatt for at pumping skal lønne seg (Askeland 2016).

Dette er dog en forenkling av lønnsomhetskalkylen ved pumpekraft, ettersom det er relatert slitasjekostnader til veksling mellom pumpe- og turbindrift. Dette vil drøftes nærmere i delkapittelet om start/stoppkostnader.

Forutsetninger, antakelser og grunnlag i oppgaven

Kortsiktig optimering fremfor sesongpumping

Over store deler av sommerhalvåret blir turbinen i Øljusjøen anvendt til sesongpumping, for å unngå overvann i Eldrevatn og Vasset som følge av det voldsomme tilsiget ved snøsmeltingen. Det er altså ikke rom for strategisk veksling mellom pumpe og turbindrift i denne perioden. Økonomisk analyse av denne typen langvarig og langsiktig sesongpumping inngår ikke i denne oppgaven, hvis formål er å analysere pumpeturbinens potensiale på kort sikt.

Bedriftsøkonomisk analyse av pumpemønster

Denne oppgaven har som målsetning å finne en bedriftsøkonomisk merverdi for Østfold Energi ved å endre turbin-/pumpemønsteret ved Øljusjøen kraftstasjon fra dagens praksis. Dette innebærer at samfunnsmessige verdier, som balansering av nett og økt forsyningssikkerhet ved bruk av pumpekraft, utelukkes fra vurderingen i denne oppgaven, til tross for at dette potensielt sett kunne vært gode argumenter i seg selv for å endre kjøremønsteret.

Tilsigsprognoser for 2025

Til tross for at klimaet i Norge vil komme til å endre seg i årene før og etter 2025, er det store interne forskjeller på hvilke deler av landet som vil oppleve størst endringer i ulike klimatiske forhold. Den langsiktige tendensen tilsier at nedbørs- og avrenningsmengden kan potensielt endres betydelig. I Miljødirektoratets framskrivninger av relative forandringer i årlig nedbør, fremkommer det at vi kan forvente en økning på et sted mellom 1 og 12 % på Vestlandet i perioden 2031-2060, sammenliknet med 1971-2000. For relativ endring i total årlig avrenning for samme periode og i samme region, ligger endringen et sted mellom -5 og 6 % (Hanssen-Bauer 2016).

Hva gjelder historisk årlig nedbørsmengde, så har økningen for landet i sin helhet vært på 4 % mellom periodene 1971-2000 og 1985-2014, med de største økningene på Finnmarksvidda, Sørlandet og Østlandet. Om vinteren, våren og sommeren har nedbørsmengden økt, mens over høsten har den avtatt i landet som helhet, spesielt over store deler av Vestlandet. For årlig avrenning, har man sett et liknende mønster: beskjeden økning i landet som helhet, med en liten nedgang på Vestlandet (Hanssen-Bauer 2016). Det har med andre ord vært mindre endringer i hydrologiske forhold på Vestlandet sammenliknet med landet som helhet, i løpet av de siste 30 årene. Basert på det ovennevnte antas det i denne oppgaven at tilsiget til Borgund kraftverk

ikke vil endre seg nevneverdig frem mot 2025. Det vil for enkelthets skyld bli anvendt tilsigsverdier tilsvarende siste års gjennomsnittsnivå i de ulike casene i oppgaven.

Start/stopp-kostnader

Ved aktiv bruk av en pumpeturbin vil indirekte kostnader relatert til veksling mellom turbin- og pumpemodus være av betydning for lønnsomhet og antall vekslinger. Dette er kostnader for slitasje av utstyr som følge av trykk, vibrasjoner og annen belastning ved start og stopp av turbin- og pumpedrift, og refereres gjerne til som start/stopp-kostnader. Størrelsen på disse kostnadene avhenger av blant annet startmetode og turbintype, og de er vanskelig å kvantifisere (Grøtnebø 2018). Anslaget på start/stopp-kostnader er svært viktige for lønnsomhetsberegninger ved pumpedrift, og et anslag for disse må følgelig defineres for scenariobeskrivelsene i denne oppgaven.

Tradisjonelt har Østfold Energi brukt 5000 kr som start/stopp- kostnad i sine simuleringer av produksjon, men dette er et estimat tilknyttet stor usikkerhet. De har i denne sammenheng ytret en anbefaling om å henvende seg til andre kilder for å oppdrive et velbegrunnet anslag.

Man skiller gjerne mellom 4 ulike startmetoder ved pumpedrift: direktestart, ponymotor, back-to-back og mykstarter. Denne oppgaven har ikke til hensikt å redegjøre for tekniske detaljer ved de ulike metodene, men det er viktig å fastslå antatte kostnader for startmetoden som anvendes i Øljusjøen kraftstasjon, nemlig direktestart. Det har vist seg vanskelig å oppdrive konkrete rapporter og annet kildemateriale rundt start/stopp-kostnader, så anslagene som anvendes i denne oppgaven er basert på korrespondanse over mail med fagpersoner i Statkraft og E-CO. Ifølge førstnevnte har start/stopp-kostnader mellom 700-800 kr/MW vært anvendt for mindre aggregater, og 20-30 kr/MW for større aggregater (200-300 MW). Fagpersonen fra Statkraft hevder videre at francisturbinen ved Øljusjøen kraftstasjon på 48 MW faller i mellom disse kategoriene, og at et kostnadsestimat pr MW må ligge i mellom disse intervallene (Fjærvold 2017). Dersom vi antar en kostnad på 200 kr/MW, vil dette innebære en start/stopp-kostnad på 9600 kr.

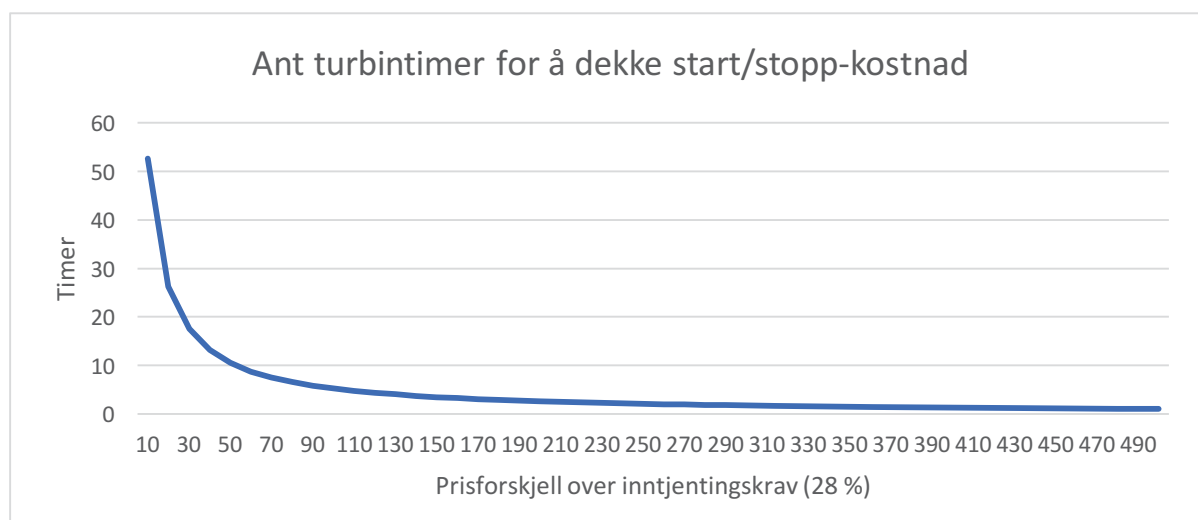
Fra E-CO sin side, hevdes det at den tradisjonelt brukte start/stopp-kostnaden ved Aurland kraftverk på 5000 kr er godt under den reelle kostnaden. Fagpersonen herfra mener at kostnaden kan ligge godt over 20 000 kr, for de tre 280 MW store aggregatene ved Aurland 1. Her anvendes også personell ved hver start/stopp, hvilket representerer en betydelig merkostnad

(Grøtnebø 2018). Tatt i betraktning at disse turbinene er langt større enn den analyserte turbinen i denne oppgaven og det faktum at Østfold Energi ikke behøver personell for å overvåke start/stopp-syklusen, kan et grovt anslag på **10 000** kr virke som et rimelig estimat for start/stopp-kostnaden ved Øljusjøen pumpekraftverk. Denne kostnaden vil bli anvendt i modellsimuleringene for de ulike prisscenariene i SHOP.

Energiekvivalent og kriterier for pumpe-/turbindrift

Energiekvivalenten er ulik for pumpe- og turbindrift, og varierer i tillegg mellom ulike løftehøyder og turbineffekter (se teorikapittel). Dette betyr i praksis at effektivitetstapet ved en pumpe/turbinsyklus endrer seg ved ulike verdier av de nevnte variablene. Som hovedregel har et effektivitetstap på 28 % blitt anvendt av produksjonsplanleggerne i Østfold Energi (Birkeland 2018a). Dette vil bli anvendt ved lønnsomhetsvurderingene også i denne oppgaven.

Sammenhengen mellom timer i pumpe-/turbindrift og prisforskjell



Figur 26: Sammenhengen mellom nødvendig lengde på pumpe-/turbinsyklus og prisforskjell utover 28 %. Denne ble anvendt i caser med full vannbalanse i en syklus. Kilde: eget arbeid.

Ettersom det er start/stopp-kostnader forbundet med veksling mellom turbin- og pumpedrift, vil ikke det ovennevnte break-even-kravet på 28 % være tilstrekkelig prisforskjell til å oppnå profitt. For å drive lønnsom pumpedrift må altså prisforskjellen være av en slik størrelse at den dekker opp for kravet ovenfor, pluss 2*10 000 kr i start/stopp-kostnader ved en pumpe-/turbinsyklus. I kombinasjon med dette må antall timer med lønnsom turbindrift utmåle nok til at den totale inntjeningen over intervallet veier opp for 20 000 kr. I denne sammenheng var det hensiktsmessig å lage en grafisk fremstilling av forholdet mellom nødvendig prisforskjell utover 28 %-kravet, og antallet timer det tar å dekke opp for start/stopp-kostnaden. Denne vil

bli brukt som et verktøy for å utelukke to-ukersperioder der det forekommer tilstrekkelig prisforskjell, men for korte tidsintervaller der turbindrift/pumping er aktuelt. Som vi ser av figuren over, skal prisforskjellen over 28 %-kravet være rundt 100 kr, før det lønner seg å kjøre/pumpe i under 5 timer. Det totale kravet til prisdifferanse og arten av denne er altså mer betydelig og komplisert enn hva energiekvivalentene skulle tilsi.

Ved stor ulikhet i varighet på de ulike pumpe-/turbinintervallene innad i samme periode, vil total start/stoppkostnad fordeles på antall turbintimer, for å se om den gjennomsnittlige inntjeningen pr time overgår denne størrelsen.

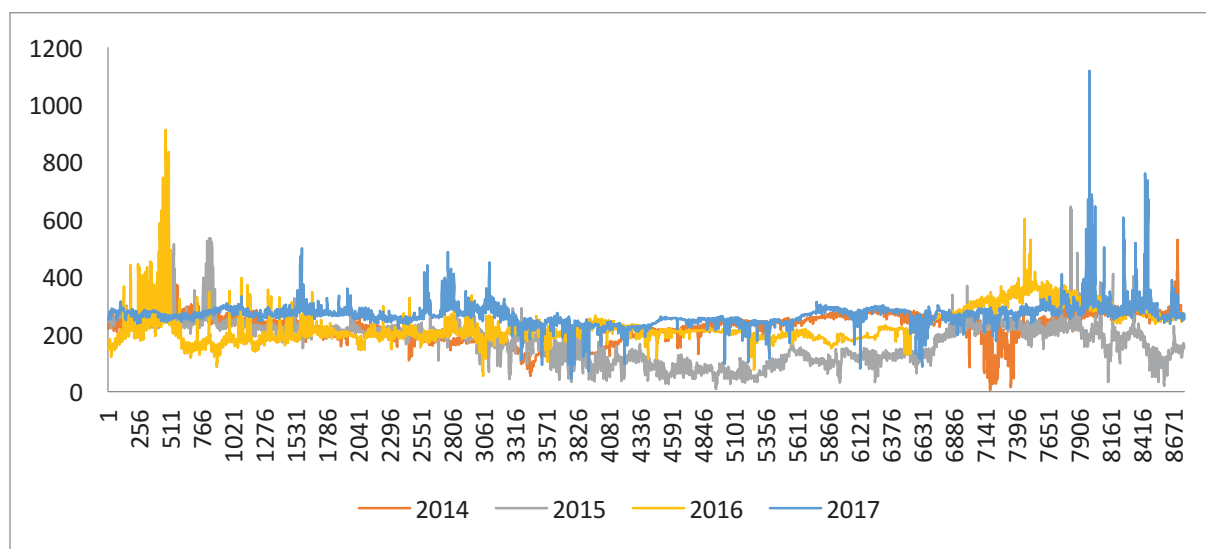
Magasiner med betydning for analysen

Av hensyn til oppgavens formål og avgrensninger, vil kun Øljusjøen, Eldrevatn og Vasset bli hensyntatt i denne analysen. Årsaken til dette er at Store Juklevatn, Vesle Juklevatn og Sulevatn ikke direkte tilfører vann til pumpeturbinen i Øljusjøen kraftstasjon. Hvor mye vann som tappes fra disse magasinene ned til Eldrevatn vil selvfølgelig ha betydning for tilgjengelig vannmengde til pumping i Øljusjøen og produksjon i Borgund, men denne vanntilførselen vil kun bli fremstilt som en del av det naturlige tilsiget i denne oppgaven.

4.1 Sammenlikningsgrunnlag - priser og kjøremønster frem til i dag

For å være i stand til å vurdere om et endret kjøremønster i Øljusjøen kraftstasjon vil føre til økte inntekter for Østfold Energi, vil det være nødvendig å se på sammenlikningsgrunnlaget for analysen. I denne delen av oppgaven vil derfor de siste års prisbilde og kjøremønster i Øljusjøen kraftstasjon bli behandlet, med sikte på å få en forståelse for hvilket handlingsrom kraftprodusenten har til å endre kjøremønster.

Prisbilde for årene 2014 - 2017

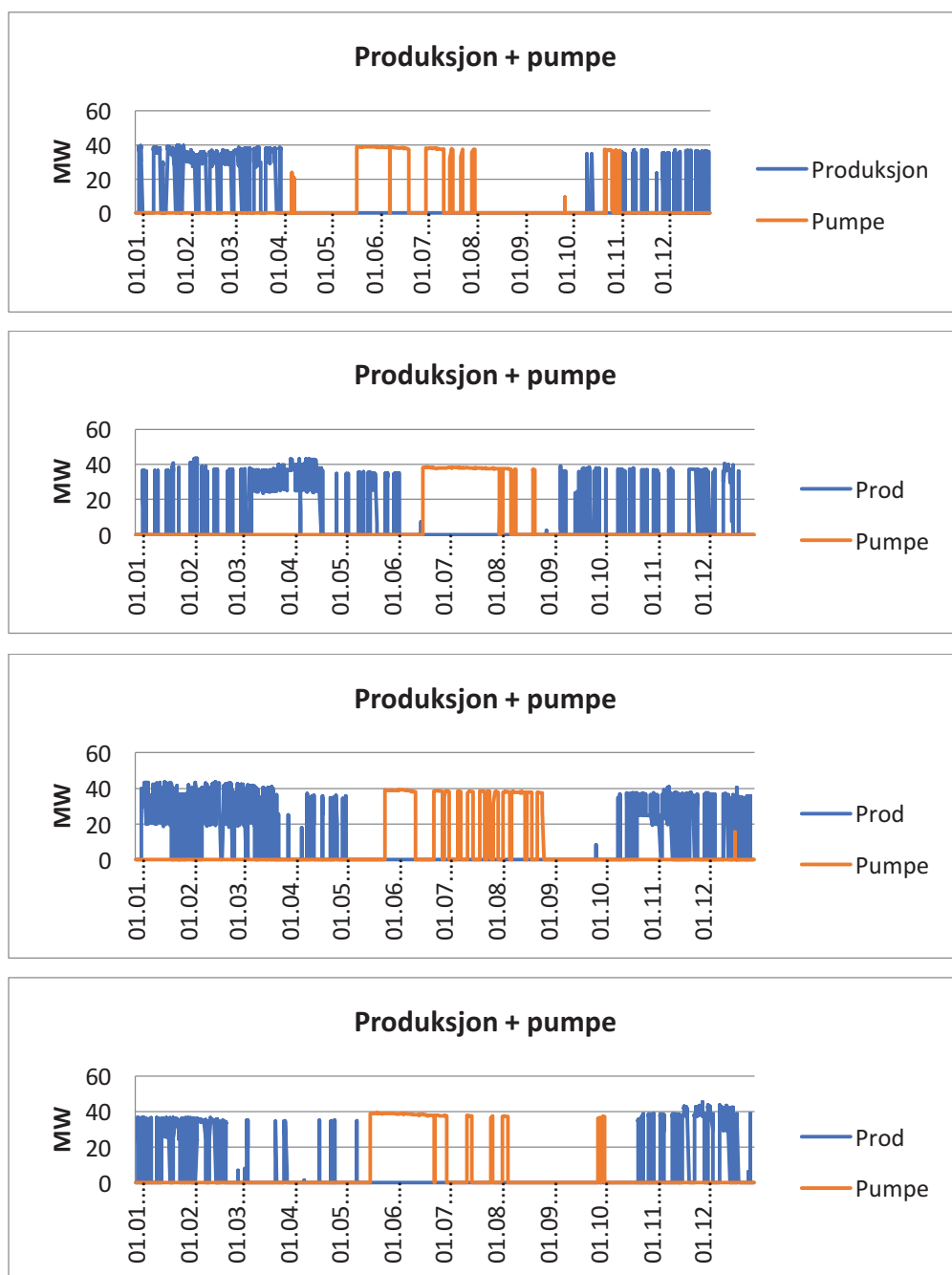


Figur 27: Timespriser (NOK/MWh) over året i NO5. Kilde: (NordPool 2018)

Som vi ser av figur 27, så har prisvolatiliteten over året vært svært ulik de siste 4 årene. Felles for alle er at volatiliteten var størst på vinteren, altså i slutten og starten av året. Hadde det ikke vært for at Øljusjøen kraftstasjon vanligvis er låst til turbindrift i denne perioden, ville disse vært aktuelle perioder for vekselvis pumpe-/turbindrift.

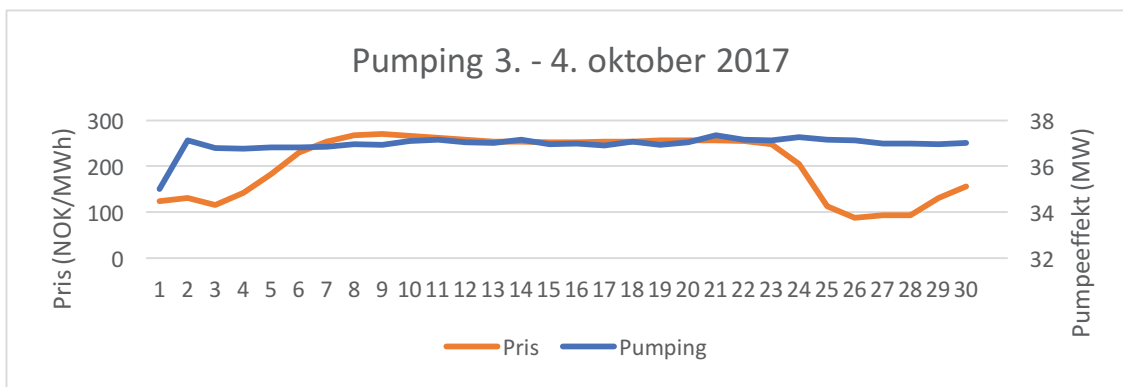
Produksjonsmønster 2014-2017

Hva gjelder de aktuelle analyseperiodene på våren og høsten, så ser vi at det har vært store nok kortsiktige prisvariasjoner til å drive profitabel pumpedrift i flere av årene. Allikevel har ikke pumpen blitt brukt i utstrakt grad, som vi ser av figurene under. Kraftstasjonen har i hovedsak vekslet mellom stillstand og turbindrift i disse periodene, med kortvarige og sporadiske innslag av pumping.



Figur 28: Kjøremønster i Øljusjøen kraftstasjon, 2014 (øverst)-2017(nederst). Kilde: eget arbeide med produksjonsdata.

Tradisjonelt har ikke driften av Øljusjøen vært styrt av priser, men heller av langsiktige vurderinger rundt disponering av vannet. Figuren under viser sammenhengen mellom pris og pumping, over en tilfeldig valgt pumpesyklus på 30 timer i oktober 2017. Som vi ser, så fortsetter pumpingen på samme effekt, til tross for at prisene øker betraktelig.



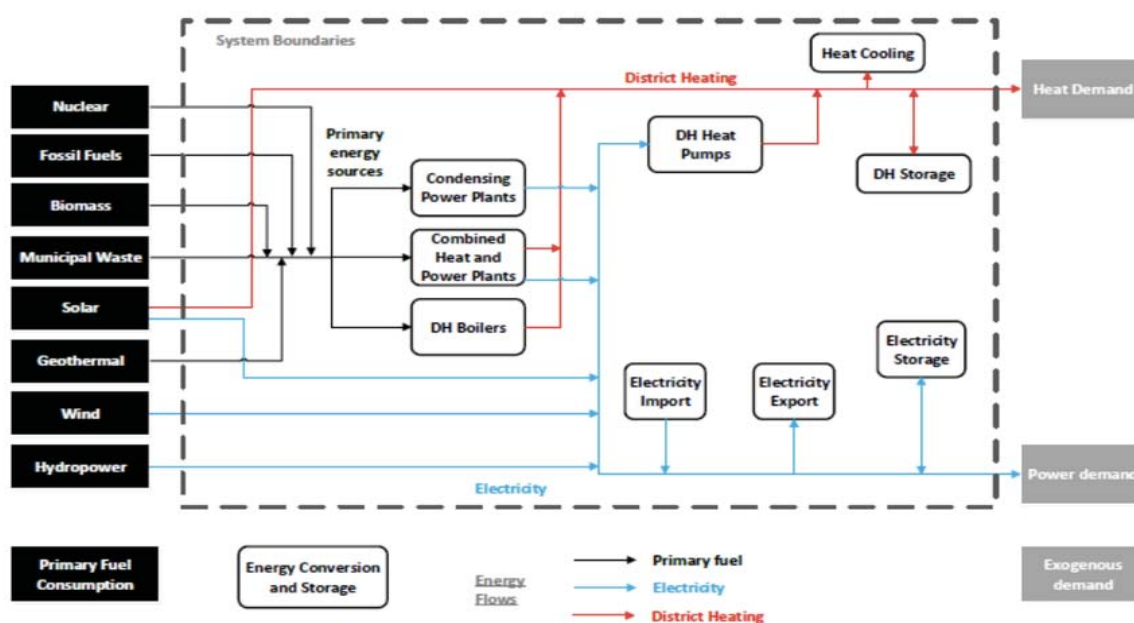
Figur 29: Et representativt eksempel på hvordan pumpingen tradisjonelt har vært operert uavhengig av pris ved Øljusjøen. Kilde: eget arbeide med pris- og produksjonsdata.

Et prisbasert bruksmønster i pumpeturbinen vil altså enkelt kunne øke utbyttet fra pumpingen i Øljusjøen, såfremt prisvolatiliteten åpner for dette. Beskrivelse av anvendte prisscenarier for 2025 i analysen følger under.

4.2 Prisscenariobeskrivelser for 2025

Som nevnt i oppgavepresiseringen, er det kun over enkelte perioder av året at vekselvis pumpe-/turbindrift er aktuelt, som følge av ulike forhold som legger føringer på friheten til produksjonsplanleggerne i Østfold Energi. Disse periodene forekommer på våren og høsten, men har per i dag ikke vært preget av store nok prissvingninger til at pumpedrift har vært prioritert i særlig grad.

I denne oppgaven er målet å finne ut om en evt. endring av prisvolatilitet i NO5 kan gjøre mer aktiv vekselvis bruk av pumpeturbinen lønnsomt i 2025, og det er derfor nødvendig å beskrive de ulike prisscenarioene som vil ligge til grunn for de ulike beregningene i oppgaven. Simuleringene av priser er foretatt i Balmorel, av Jon Gustav Kirkerud og Torjus Bolkesjø ved NMBU. En enkel beskrivelse av modellverktøyet vises i figur 30 under.

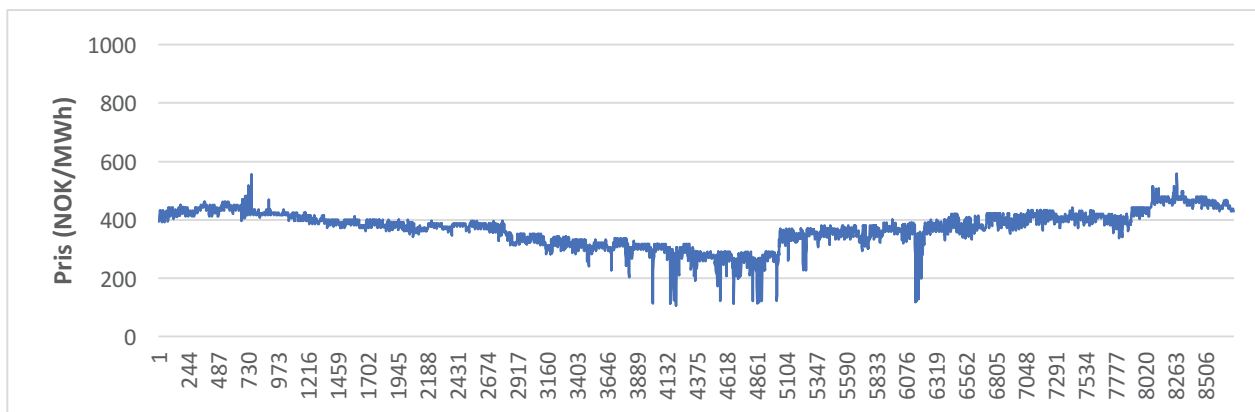


Figur 30: Strukturell oppbygging av Balmorel, med tilhørende systemgrenser og teknologier. Kilde: (Kirkerud 2018).

For å få ut simulerte prisscenarioer i Balmorel, blir ulike verdier for kraft- og varmeetterspørsel, overføringskapasitet, tilgjengelige mengder av ulike energiresurser med mer, lagt inn i modellen. De ulike energikonverterings- og lagringsteknologiene er tillagt en gitt kostnad og effektivitet per energienhet, hvilket gjør at modellen kan komme ut med en optimal allokering av kraftproduksjon- og flyt fra ulike teknologier (herunder import/eksport), og følgelig hvilke

priser dette gir (Ravn 2018). Inputdata i modellen stammer fra ulike analysemiljøer i Norge og andre europeiske land (Kirkerud 2018). Beskrivelse av anvendte prisscenarier i oppgaven fra Balmorel følger under.

Basis 2025



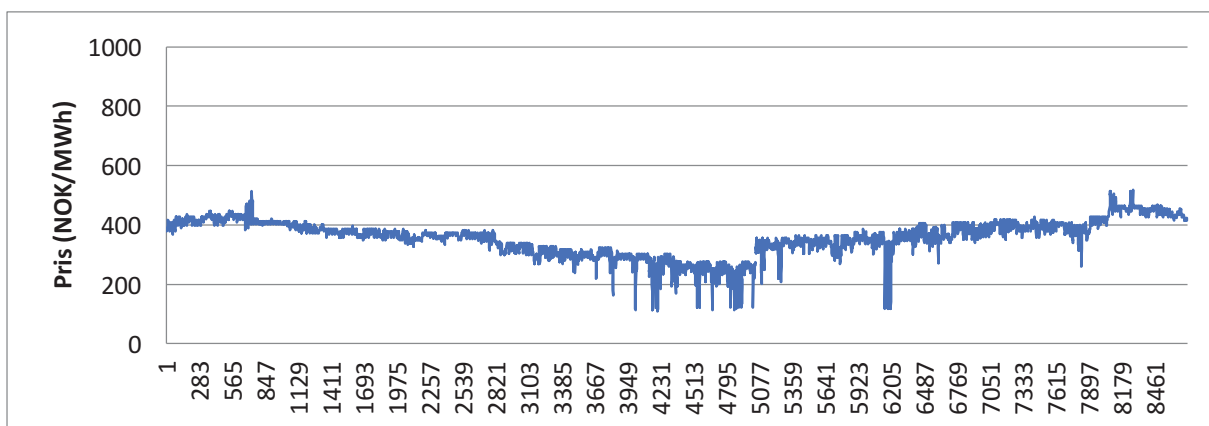
Figur 31: Timespriser (NOK/MWh) i 2025 i basisscenario. Kilde: eget arbeid med tilsendt prisdata.

Basisscenarioet blant simuleringene i Balmorel baserer seg på at forventede endringer i grunnleggende kraftprisdrivere har funnet sted. Dette innebærer blant annet at de to planlagte overføringskablene på 1400 MW, fra NO2 til Storbritannia og Tyskland, samt andre, nye overføringskabler internt i og ut fra de andre nordiske landene, er på plass. Innen vindkraft antas det at samtlige igangsatte prosjekter i Norge er realisert innen 2025, med tilsvarende antakelser fra de andre nordiske lands prognoser og politiske mål om egen utbygging. For antatte kapasitetsutvidelser utenfor Norden er de nærmeste landene blitt inkludert. Blant utvidelser som er tatt med i modellen finner vi tysk, fransk, britisk og nederlandsk sol- og vindkraft (Kirkerud & Bolkesjø 2018).

Videre antas det ulike endringer i installert effekt i kjernekraft for de ulike landene frem mot 2025, der fullstendig utfasing av den tyske, betydelige kutt i den svenske og utvidelser av den finske kapasiteten er de største forandringene. Det antas også at kull- og gassprisene faller noe, mens CO2-kvotepreisen får en svak oppgang fra dagens nivå (Kirkerud & Bolkesjø 2018).

Den siste driveren som er endret i modellen er kraftforbruket. I Norge forventes det størst økning, på i overkant av 15 TWh fra dagens nivå, mens i land som Storbritannia og Tyskland forventes det at forbruket vil være lavere i 2025, sammenliknet med i dag (Kirkerud & Bolkesjø 2018).

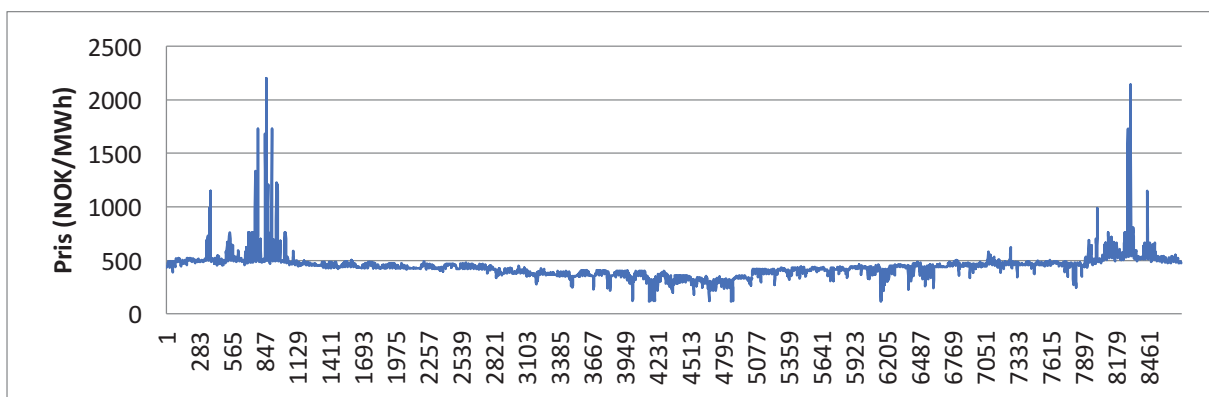
Basis 2025 + High Wind



Figur 32: Priser for uke 11-18 i 2025, for scenario med 2000 MW vind over forventning. Kilde: eget arbeid med tilsendt prisdata.

High Wind- scenariet baserer seg på samme forutsetninger som i basis, men tillegg 2000 MW kapasitet i vindkraft i det norske kraftsystemet, utover det som er planlagt frem mot 2025 (Kirkerud & Bolkesjø 2018). Ved å sammenlikne med basis-scenariet, ser vi at prisene her ikke lar seg påvirke nevneverdig av dette.

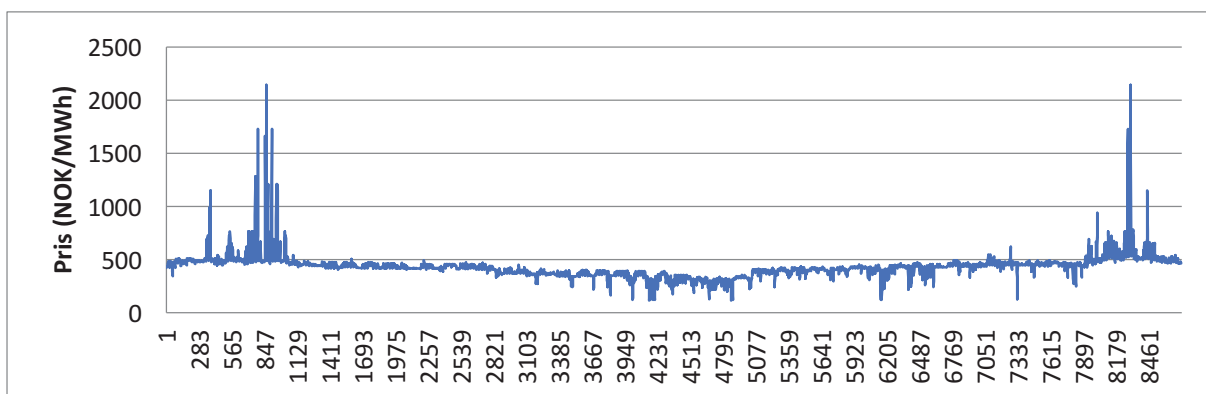
Basis 2025 + North Connect



Figur 33: Priser for uke 11-18 i 2025, for basisscenario med North Connect. Kilde: eget arbeid med tilsendt prisdata.

North Connect- scenariet tilsvarer basis, men det er her tillegg en ekstra overføringskabel på 1400 MW til Storbritannia utover de to kablene som er planlagt og tillegg i basis (Kirkerud & Bolkesjø 2018). Her vil vår- og høstperiodene kunne inneha svært volatile priser.

Basis 2025 + High Wind + North Connect



Figur 34: Priser for uke 11-18 i 2025, med ekstra vindkraft og North Connect tillagt. Kilde: eget arbeid med tilsendt prisdata.

Siste scenario, High Wind + North Connect, er basisscenarioet tillagt både vindkraftutvidelser og en ekstra overføringskabel til Storbritannia (Kirkerud & Bolkesjø 2018). Her vil vår- og høstperiodene potensielt inneholde svært volatile priser.

Metode

For å besvare problemstillingene i denne oppgaven, har en kombinasjon av metoder blitt anvendt. Ettersom Borgund kraftverk driftes under en rekke sesongbetingede begrensninger, redegjort for i tidligere avsnitt, har det vært vanskelig å anvende den samme metoden for å besvare problemstillingene i de ulike analyseperiodene. Under følger en oversikt over de ulike metodene som har blitt anvendt i arbeidet med å belyse temaet i denne oppgaven.

5.1 Litteraturstudie og kurs

Med sikte på å tilegne helhetsforståelse og kontekst rundt oppgavens hovedtema, har en litteraturstudie av ulike aktuelle kilder blitt utført. Ettersom hensikten med oppgaven er å undersøke om og hvordan endringer i kraftmarkedet frem mot 2025 kan lede til økt omsetning for pumpeturbinen til Østfold Energi i Borgund kraftverk, var det nødvendig å studere oppbygging og strukturering av kraftmarkedet i Norden. Av denne årsak ble kursdeltakelse hos Nord Pool, med innføring i det nordiske kraftmarkedet, en viktig del av forarbeidet. Trender og drivere i kraftmarkedet frem mot 2025 og senere år ble også en naturlig del av det videre litteraturstudiet, med sikte på å skape kontekst rundt prisscenariene i oppgaven.

5.2 Innhenting av prisscenarier

For å se på om og hvordan prisvolatilitet i fremtidens kraftmarked kan påvirke lønnsomhet i Øljusjøen pumpeturbin, har det vært nødvendig å hente inn simulerte kraftpriser i analysen. I denne sammenheng har Torjus Bolkesjø og Jon Gustav Kirkerud stått for modellkjøringer i Balmorel, hvis output har blitt anvendt i denne oppgaven. Totalt 4 ulike prisscenarioer med ulike forutsetninger og kontekst har blitt anvendt her. Beskrivelse av Balmorel og prisdata følger i kapittelet om forutsetninger for oppgaven.

5.3 Samtaler med fagpersoner og befaring

For å tilegne nødvendig bakgrunnskunnskap om Borgund kraftverks komplekse oppbygning og pålagte føringer ved drift og produksjon, har biveileder og produksjonsplanlegger i Østfold Energi, Olav Kristian Birkeland, vært en uvurderlig ressurs. Føringer rundt minstevannføring, HRV og LRV i Øljusjøen og Eldrevatn, disponering av vann i vintersesongen med mer, har blitt tilegnet gjennom muntlig og skriftlig dialog med vedkommende og andre ansatte i Østfold Energi.

Med den hensikt å få et fysisk inntrykk av anleggets oppbygging og størrelsesorden, ble det utført en omfattende befaring av Borgund kraftverk, ledet av biveileder.



Figur 35: Befaring av Borgund kraftverk, her ved Vassetvatn. Biveileder Olav Kristian Birkeland til høyre. Foto: Trym Andreas Christensen (til venstre).

For å kunne gi et fornuftig anslag på start/stoppkostnader i oppgaven, ble det nødvendig å supplere beslutningsgrunnlaget med kunnskap fra eksterne kilder utenfor Østfold Energi. I dette arbeidet ble mail-korrespondanse med Olav Grøttebø i E-CO, samt fagpersoner i Statkraft, svært nyttig. Det endelige anslaget ble gjort etter en vektet vurdering av informasjonen fra disse kildene og Østfold Energi, og fremgår av kapittel 4.

5.4 Bearbeiding av produksjons- og prisdata i Excel

For å besvare første del av problemstillingen, om hvilke deler av året som er aktuelle for endret disponering av pumpen, var det nødvendig å supplere informasjonen fra biveileder med konkret statistikk over faktiske pris- og produksjonsdata over de siste årene. I den sammenheng ble historiske pris-, produksjons-, magasinfyllings- og tilsigsdata hentet ut, og bearbeidet til grafiske fremstillinger i Excel. På denne måten ble det mulig å kartlegge de delene av året som historisk sett har hatt lite pumpeaktivitet, og som dermed er mulig å analysere nærmere med sikte på økt inntjening. Videre ble tilsigs- og magasinfyllingsdata behandlet for å se på hvilke deler av året som kan utelukkes for endret disponering, grunnet knapphet på produksjon og rasjonering av vann, eller tvungen turbindrift. I kombinasjon med gode forklaringer fra biveileder og andre fagpersoner i Østfold Energi, ble dette anvendt for å bestemme aktuelle perioder for vekselvis pumpe- og turbindrift. På bakgrunn av disse momentene, ble uke 11-18 på våren, og uke 31-44 på høsten besluttet å være analyseperiodene.

For å kunne komme frem til en potensiell bruksendring og påfølgende profitt ved ulike situasjoner i 2025, ble simulerte timespriser fra Balmorel anvendt i analysen. Ettersom uke 11-18 og 31-44 ble besluttet å være de aktuelle periodene for analyse, måtte timesoppløste priser for disse periodene hentes ut og sorteres for ulike scenarier. Deretter ble hver av prisrekkene sortert fra største til minste verdi, for å få ut varighetskurver og et inntrykk av prisvolatilitet for de ulike scenarioene. Etter å ha delt inn de ulike sesongene i to-ukersperioder for optimalisering, ble den prosentvise forskjellen på høyeste og laveste pris innad i perioden regnet ut, med sikte på å luke ut perioder med differanse under 28 % (se kapittel 4), som følgelig var uaktuelle for ny disponering av pumpedriften. Av denne grunn ble flere av casene ikke analysert videre etter dette punktet.

5.5 Kortsiktig optimering i SHOP og Excel

For å finne mulige og optimale kjøremønstre for pumpeturbinen i Øljusjøen innad i de aktuelle sesongene ble SHOP anvendt, etter opplæring av Olav Kristian Birkeland. Dette er en lineær programmeringsmodell for kortsiktig optimering, som anvendes av produksjonsplanleggerne i Østfold Energi. Modellen optimerer kun for 14 dager om gangen, hvilket var hovedgrunnen til valget av to uker som lengde på analyseperiode. Ved å legge inn data for magasinfylling/kotehøyde for Øljusjøen og Eldrevatn, prisdata, vannverdier for hvert magasin, og maks- og minimumskrav til produksjon, vil SHOP komme frem til et optimalisert kjøremønster for de neste to ukene i Borgund Kraftverk. Ved å anvende ovennevnte data fra Østfold Energi for ulike perioder på året i SHOP, ble det mulig å manipulere modellen til å optimalisere for konstruerte scenarier med starttidspunkt på ulike deler av året.

Bruk av vannverdi i SHOP

Som utgangspunkt i alle casene, ble en vannverdi basert på gjennomsnittsprisen over de seks neste ukene i aktuelle prisscenario brukt som input i SHOP. Dette kunne allikevel være en mangelfull metode, dersom prisutviklingen senere i perioden var nedadgående. Årsaken til dette er at formålet med denne oppgaven er å undersøke om hvorvidt lønnsomhet kan oppnås på kort sikt i Øljusjøen. En langsiktig og lav vannverdi vil kunne føre til at modellen ikke foreslår pumping på priser som i utgangspunktet er volatile nok til å oppnå lønnsomhet. Dermed ble det nødvendig å sette vannverdien høyere for Øljusjøen ved enkelte av casene, slik at SHOP la inn pumping der det var aktuelt. Testing av ulike vannverdier ble foretatt etter ”prøve og feile”-

prinsippet, med målsetning om at start- og sluttmagasinene skulle ha tilnærmet samme fylling (se kapittel 6).

Manuell analyse i Excel

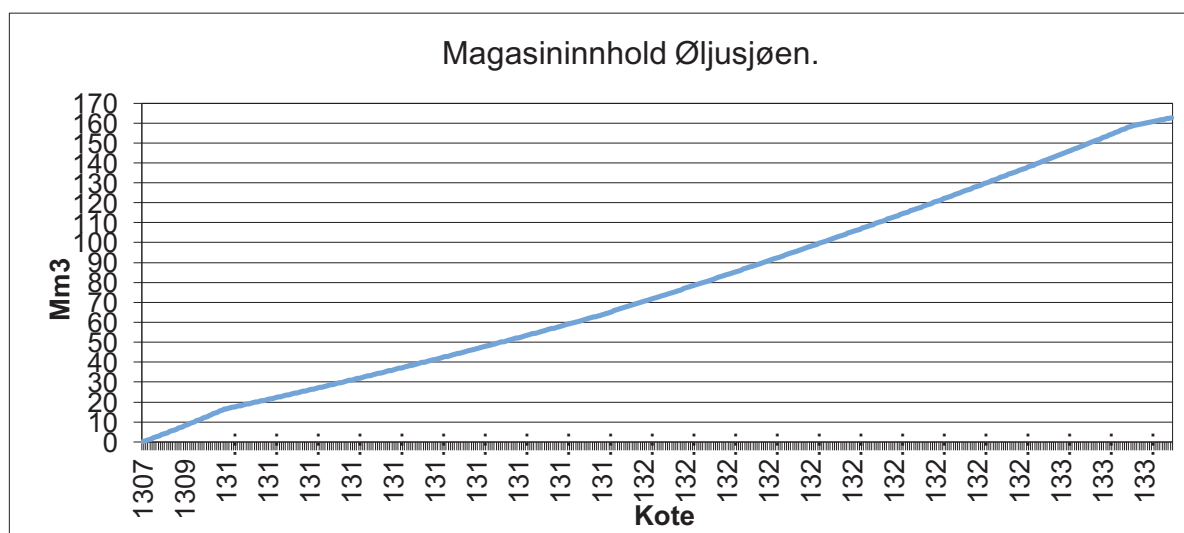
Ettersom flere av prisscenariene hadde nokså lik prisutvikling over de samme toukersperiodene, eksempelvis uke 37-38, ble enkelte av scenariene forsøkt bearbeidet manuelt i Excel, i tillegg til ved dynamisk programmering i SHOP. Hensikten med dette var å se om lønnsomhet kan oppnås ved å bruke nøyaktig samme vannmengde til pumping og produksjon, ettersom SHOP ikke tar hensyn til dette. Det ble dermed mulig å finne kjøremønstre som ikke påvirker vannbalansen, og som dermed ikke har kostnader i form av tapt vann i magasinet i løpet av perioden. Beskrivelse av fremgangsmåten for denne prosessen følger under.

Identifisering av aktuelle timer

Etter å ha identifisert hvilke perioder som kvalifiserte for pumping, ble prisrekkene fra disse formatert etter de 10 % høyeste og laveste prisene i perioden. Det ble dermed mulig å velge ut de enkelttimene eller timesintervallene som bestod av lave og høye priser, for henholdsvis pumpe- og turbindrift. Deretter ble gjennomsnittsprisen for pumpe- og turbinperiodene regnet ut, slik at en gjennomsnittlig prisdifferanse kunne anvendes. Snittprisen for pumpeperiodene ble tillagt 28 %, slik at effektivitetstapet i pumpesyklusen ble tatt høyde for.

Valg av turbineffekt og vannføring

Optimal pumpe- og turbineffekt avhenger av løftehøyde/fallhøyde, og denne varierer over året. For å identifisere optimal kjøring i pumpeturbinen på gitte tidspunkt, ble historiske gjennomsnittsverdier for fallhøyde på gitte tidspunkt på året brukt. Denne ble identifisert ved å hente ut data over historisk og gjennomsnittlig magasininfylling i Øljusjøen og Eldrevatn, og å anvende magasinkurver for disse for å finne vannstand i meter over havet for magasinene ved de ulike tidspunktene.



Figur 36: Magasinkurve for Øljusjøen. Tilsvarende ble også brukt for Eldrevatn. Kilde: (Birkeland 2018b).

Høydeforskjellen mellom disse ble antatt å være fallhøyden på gitte tidspunkt, med en tilhørende optimal turbineffekt. Som redegjort for i teoridelen, avhenger P-Q- sammenhengen i turbinen av fallhøyde. Østfold Energi har utarbeidet P-Q- grafer for 5 ulike fallhøyder, hvorav 220 m er den nærmeste til samtlige fallhøyder i tabellen nedenfor, og dermed den antatte fallhøyden igjennom hele perioden. Fra den tilhørende P-Q-kurven fremgikk en kjøring i turbinen på 38 MW og med en vannføring på 19,61 m³/sek i beregningene i Excel. For pumpingen ble en effekt på 36,3 MW, med tilhørende vannføring 15,4 m³/sek, anvendt i analysen. Ut ifra disse verdiene kunne det beregnes et kjøremønster med fullstendig vannbalanse som resultat.

Tabell 2: Periodevis fallhøyder mellom Øljusjøen og Eldrevatn. Kilde: eget arbeide med produksjonsdata.

Uke	Ø (mm3)	Ø (moh)	Eldre (mm3)	Eldre (moh)	Periodevis fallhøyde (m)
31	136,31	1329,95	24,01	1115,2	214,75
32	138,93	1330,3	23,75	1115,1	215,2
33	141,02	1330,55	23,72	1115,1	215,45
34	143,23	1330,8	24,07	1115,2	215,6
35	145,02	1331,05	23,87	1115,15	215,9
36	146,66	1331,25	23,98	1115,2	216,05
37	147,65	1331,65	24,87	1115,45	216,2
38	149,3	1331,55	24,08	1115,2	216,35
39	150,12	1331,65	23,21	1114,95	216,7
40	150,37	1331,7	22,88	1114,85	216,85
41	150,41	1331,7	22,09	1114,65	217,05
42	149,33	1331,55	22,71	1114,8	216,75

Ekskludering av for korte pumpe-/turbintintervaller

Som det fremgår av neste kapittel, vil det være et gitt krav til varighet på turbinkjøringene for å dekke opp for start/stoppkostnadene. Det neste steget i prosessen gikk derfor ut på å ekskludere pumpe-/turbintintervaller som ikke kunne forsvare disse kostnadene. Innledningsvis ble valgt turbineffekt og prisdifferanse utover 28 % multiplisert, for å finne gjennomsnittlig resultat pr time med turbinkjøring. Deretter ble totale start/stoppkostnader delt på dette tallet, for å finne minimum antall timer med turbinkjøring som måtte til for å dekke den gitte kostnaden. Hvis tallet var lavere enn eksisterende turbintimer, ville løsningen gi profitt. Dersom dette tallet var høyere enn antall timer i løsningen, ble de korteste pumpe- og turbinkjøringene fjernet fra løsningen, slik at start/stoppkostnadene ble redusert. De gjenværende timene i løsningen ble deretter korrigert, slik at vannbalansen ble opprettholdt. Dersom løsningen fortsatt var ulønnsom etter dette steget, ble prosessen gjentatt til et positivt resultat ble realisert eller at det ble tydelig at det ikke fantes noen lønnsom løsning i perioden.

Resultater

Ettersom Borgund kraftverk er et komplekst system, under ovennevnte restriksjoner for vannføring og vannstand, vil det ikke være relevant å anvende optimeringsverktøyet SHOP uten å gjøre bevisste endringer i forutsetningene i modellen. Det vil eksempelvis være nødvendig å endre vannverdiene i modellen for enkelte scenarier, sammenliknet med hva de faktisk ville vært til samme tid på året i praksis.

Videre vil det være unødvendig å analysere pumpemønsteret under samtlige prisscenarier innen analyseperiodene i SHOP, ettersom flere av casene kan utelukkes ved enkel manuell analyse. Dette gjøres ved å innledningsvis verifisere at den absolutte prisforskjellen i perioden er over 28 %, og deretter undersøke om antall timer med prisbunner- og topper er nok til å dekke inn start/stopp-kostnadene ved en pumpe-/turbinsyklus. Dersom kravene til prisdifferanse og antall sammenhengende timer i turbin- og pumpedrift er oppfylt, vil det være grunnlag for å utarbeide et konkret forslag til kjøremønster i SHOP for det gitte caset.

6.1 Presiseringer for analysen

Start- og sluttmagasin i Eldrevatn.

For å ivareta den langsiktige vannbalansen i systemet vil tilnærmet likt siktemagasin i Eldrevatn ved start og slutt av analyseperiodene være et krav i denne oppgaven. Dette innebærer at vannverdier, produksjonsgrenser og LRV/HRV vil bli manipulert i SHOP for å oppnå dette.

Startmagasin for Øljusjøen og tilsig basert på historiske gjennomsnittsdata.

Ettersom SHOP er et verktøy som optimerer produksjon over en toukersperiode med starttidspunkt i dag, vil magasininnhold og tilsig i modellen basere seg på fortløpende måledata for det aktuelle tidsrommet. Dette innebærer at starttilstanden for en simulering av et gitt prisscenario kan bli svært misvisende, dersom hensikten er å simulere for en annen periode av året enn den man befinner seg på tidspunktet for simuleringen. Startmagasin og tilsig for de ulike simulerte to-ukers periodene vil derfor bli lagt inn i modellen manuelt, og basere seg på historiske gjennomsnittsdata for gitte datoer.

Behandling av magasiner oppstrøms Eldrevatn

For å forenkle oppgaven og samtidig ivareta kravet om vannbalanse mellom tilsig til, og tapping til og fra Eldrevatn, blir de tre øvrige magasinene oppstrøms i kraftverket ekskludert fra analysen. Dette gjøres ved å sette tappeverdiene til null for de øvrige magasinene i SHOP.

Bruk av produksjonsrestriksjoner for å holde Borgund innenfor begrensningene

For å sørge for at Borgund kraftstasjon ikke produserer på et nivå som gjør at magasinene blir tomme før snøsmeltingen har begynt, blir en øvre produksjonsgrense på 105 MW anvendt i SHOP. Dette gjør at modellen ivaretar en vannføring i Borgund kraftstasjon som sørger for at Eldrevatn og Vasset ikke tømmes før tilsiget tiltar igjen. Videre blir en nedre produksjonsgrense på 60 MW satt, for å sørge for at minstevannføringen på 10 m³/s vedvarer til enhver tid igjennom analysehorisonten.

Manipulering av vannverdi for å styre produksjonsplaner

For å sørge for at SHOP foreslår pumping i de ulike simuleringene, blir vannverdien til hvert av magasinene manipulert utover antatt markedsbaserte verdi for gitte case. Ettersom de tre høyest liggende magasinene i systemet er utelatt fra analysen, vil vannverdiene her ikke ha betydning for resultatet av modellkjøringene. For Øljusjøen, derimot, har det vært nødvendig å sette vannverdien ekstra høy i enkelte perioder, for å sørge for at forskjellen mellom denne og prisen er stor nok til at pumping blir økonomisk forsvarlig i modellen.

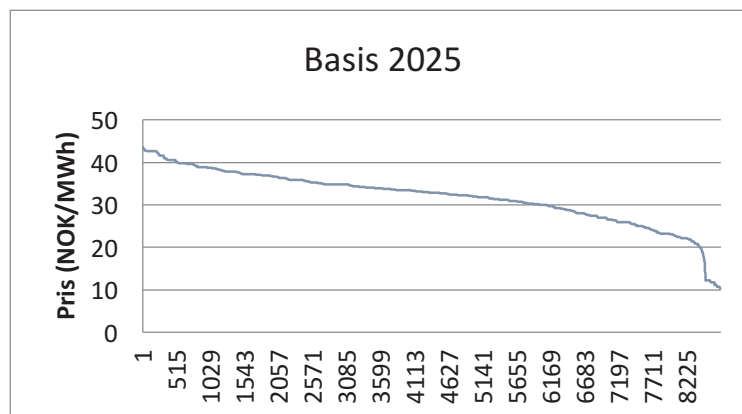
Grunnet vanskeligheter med å legge inn sommer-LRV for Eldrevatn i SHOP når man befinner seg på et annet tidspunkt på året, vil perioden i slutten av sommeren bli vanskelig å simulere i modellen. Kjøremønster i denne perioden vil derfor bli analysert i Excel.

6.2 Resultater av scenarioanalyser

Med utgangspunkt i prissimuleringer fra Balmorel, har det blitt mulig å simulere produksjonsmønstre i SHOP for de ulike potensielle pumpeperiodene over året. I perioder der modellen fungerer mangelfullt eller i caser der prisutviklingen er svært lik, har manuell beregning og analyse i Excel blitt anvendt som alternativ. Periodevis mulighet for lønnsomhet og foreslåtte kjøremønstre i Øljusjøen ved de ulike prisprognosene vil redegjøres for i påfølgende del.

6.3 Prisscenario 1: Basis

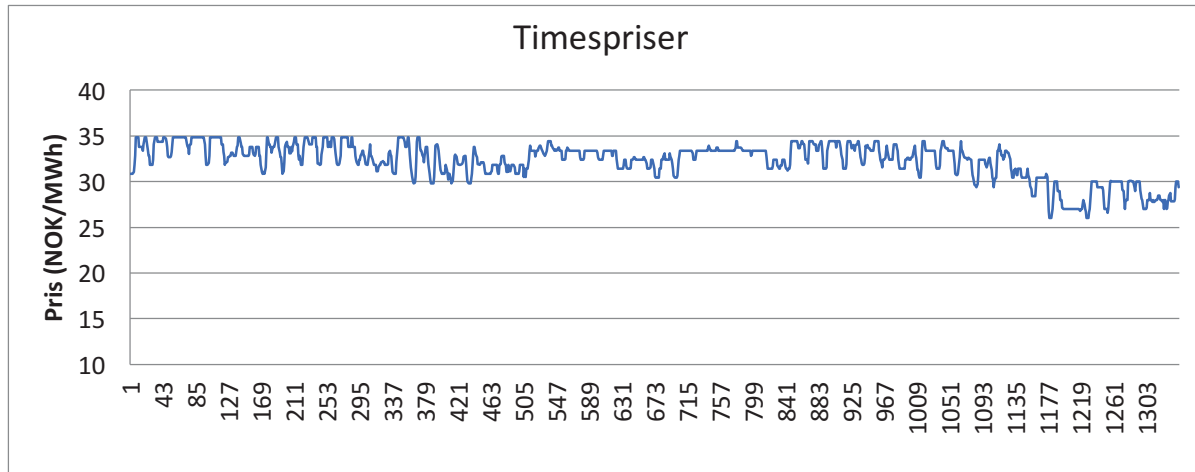
Basis er en prognose på priser som tar utgangspunkt i den mest sannsynlige utviklingen mot 2025, slik analysemiljøet bak simuleringene anser det. Som vi ser av varighetskurven til høyre, vil ikke de store økningene i



prisvolatilitet som ble nevnt tidligere i oppgaven ha oppstått i dette

scenariet. Over to tredjedeler av timesprisene over året i dette scenariet ligger mellom 30 og 43,6 NOK/MWh, og maksimum- og minimumsprisen er på henholdsvis 43,6 og 10,3 kr/MWh. Dette er i seg selv en stor nok differanse til å drive med lønnsom pumping. Dersom prisen er nokså stabil innad i sesonger, men mer volatil mellom periodene, er dette mindre interessant for denne oppgaven, hvis formål er å se på kortsiktig optimalisering.

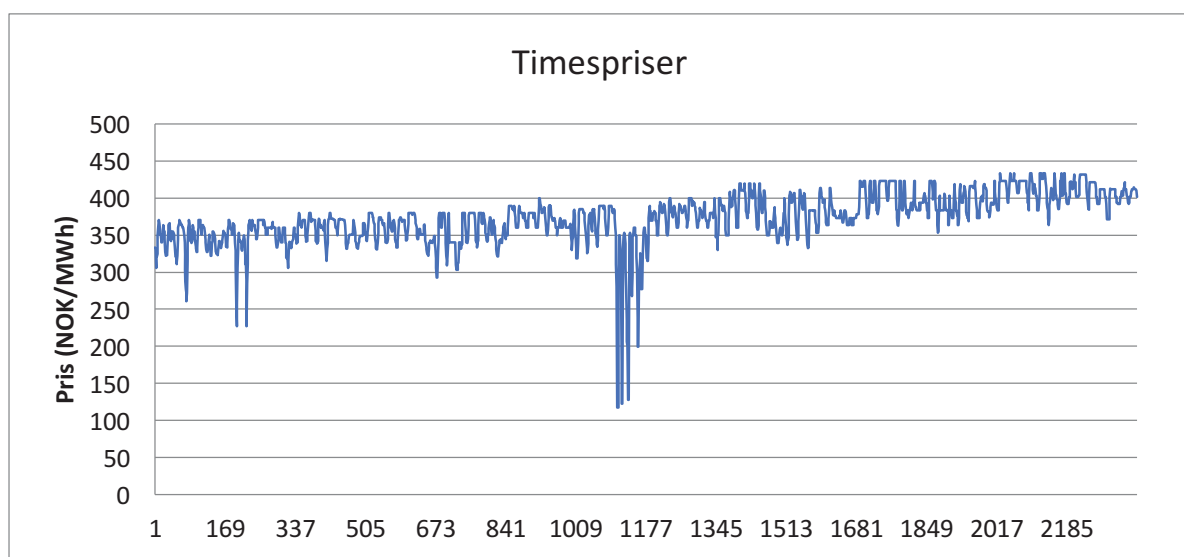
Uke 11-18:



Figur 38: Prisutvikling uke 11-18 for basisscenarioet. Kilde: Eget arbeide med tilsendt prisdata.

I den første aktuelle perioden for disponering vil det ikke være hensiktsmessig å initiere mer aktiv bruk av pumpe-/turbindrift. Som vi ser av figuren ovenfor, er absolutt prisforskjell i denne perioden på 6,4 kr/MWh, som tilsvarer 22,5 %. Dette er lavere enn det definerte absolutte minimumskravet for å nå break-even ved pumpedrift på 28 %. Bruk av generator som pumpe vil i denne perioden, under gitte scenario, føre til tap av driftsinntekter.

Uke 31-44:

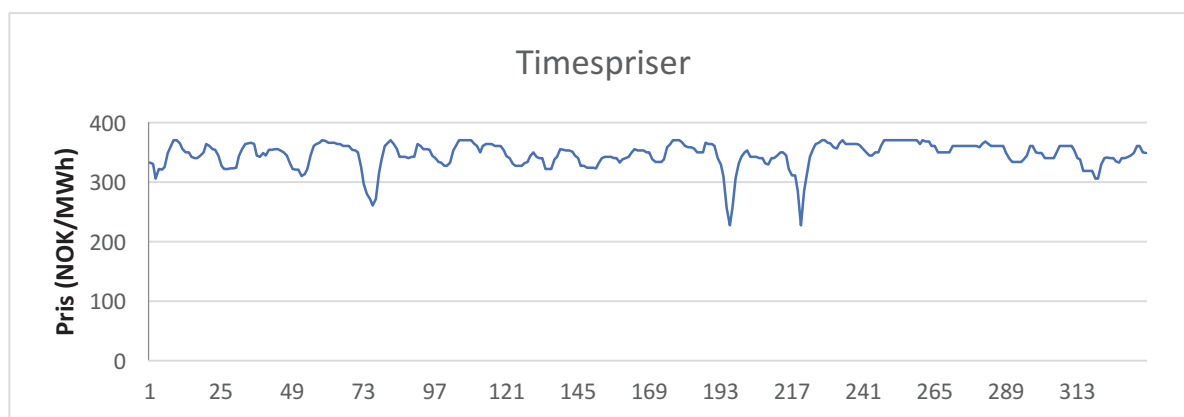


Figur 39: Prisutvikling uke 31-44 for basisscenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

I den neste analyseperioden er prisvolatiliteten langt større, og potensialet for økt bruk av veksling mellom pumpe- og turbindrift er følgelig mer aktuelt. Av figuren over, fremgår det at forskjellen mellom priser innad i samme døgn kan bli svært markant i denne perioden, med makspriser på 433,3 kr/MWh, og minimumspriser nede på 117,5 kr/MWh. Dette tilsvarer en prisforskjell på 268,79 %, og er vel over minimumskravet på 28 %. Dermed åpnes muligheten for lønnsom pumpedrift. Hver to- ukersperiode i denne sesongen vil bli undersøkt mer inngående under, med målsetning om å komme med konkrete forslag til pumpemønster.

Manuell analyse i Excel for ukene i august

Det er kun de første to ukene (31-32) som peker seg ut med prissvingninger av betydning og påfølgende muligheter for pumpedrift i denne perioden. Som vi ser av figuren under, så er prisene stabile og vel innenfor sjiktet mellom 300 og 400 NOK/MWh over store deler av disse to ukene, men ved tre ulike tidspunkter dropper prisen til nivåer som gjør at pumping blir aktuelt. Dette skjer ved time 75-77, 195-197 og 220, der prisene er nede i henholdsvis 260, 227 og 227 NOK/MWh. Best prisene for samme periode er på 370 NOK/MWh, hvilket gir prisforskjeller opp mot 63 %, som er godt over lønnsomhetskravet på 28 %.



Figur 40: Prisutvikling for uke 31-32 i basisscenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

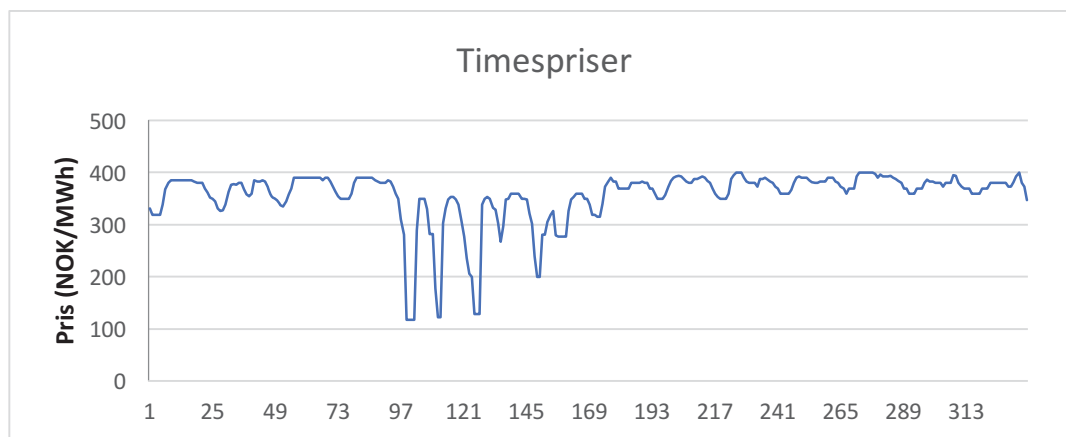
Ved analysen av mulige kjøremønstre i Excel, ble det klart at start/stopp-kostnaden er den største begrensningen for aktiv pumpe-/turbindrift med hyppige vekslinger. Som nevnt tidligere, antas det en start/stopp-kostnad på 10 000 kr ved veksling av kjøremønstre i Øljusjøen i denne oppgaven. Videre vet vi at minimumskravet til prisforskjell for å oppnå profitt er på 28 %. Dette krever at pumpe- og turbinsekvensene foregår over et visst antall timer, og/eller at prisforskjellen er tilstrekkelig høy. Dersom vi ser på det aktuelle scenarioet, kan vi se at et lønnsomhetskrav på 28 % ville gitt en produksjonspris på 290,5 NOK/MWh, dersom pumpeprisen var på 227 NOK/MWh. Denne prisen ville ført til at vi gikk i 0 ved pumpe-/turbindriften, dersom vi ser bort ifra start/stopp-kostnaden. Differansen mellom denne produksjonsprisen og den vi oppnår i Basis-scenariet over blir dermed på 79,5 NOK/MWh, noe som gir en merinntekt på 3019 NOK/time ved en best-produksjon på 38 MW i turbinen. Dette innebærer videre at vi må pumpe og produsere i 6,6 timer for å få dekket opp start/stopp-kostnadene på 20 000 NOK ved en pumpe-/turbinsyklus, noe som ikke er aktuelt i denne perioden. Sammenhengen mellom krav til ant. timer i turbinsyklus og prisdifferanse utover break-even-kravet på 28 % kan sees i kapittelet om forutsetninger i oppgaven. Dette lønnsomhetskriteriet blir sentralt for vurderingen av de andre scenarioene under.

Kombinert analyse i Excel og SHOP

Som vist i figur 39 over, så er prisvolatiliteten gjennom høstperioden nokså lav i Basis-scenarioet, med unntak av et kraftig prisdropp midt i perioden. Ved nærmere analyse i Excel, kan det bekreftes at de tre ulike optimeringsperiodene mellom uke 39 og 44 ikke innehar prisvariasjon over 28 %, og at de følgelig er uegnet for videre analyse. For uke 35-36 er den absolutte prisforskjellen på 36,6 %, men som følge av for korte sammenhengende perioder med prisdropp- og topper er også denne perioden uegnet for pumping. Kun ukene 37-38 inneholder

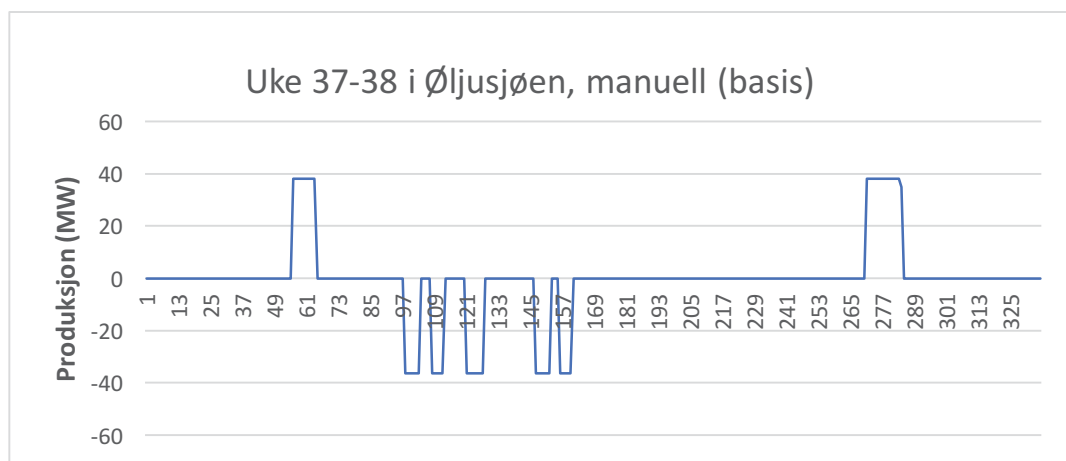
en prisvolatilitet som er interessant for økt utnyttelse av pumpeturbinen, og resultater fra analyse av denne perioden følger under.

Uke 37-38:



Figur 41: Prisutvikling for uke 37-38 i basisscenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

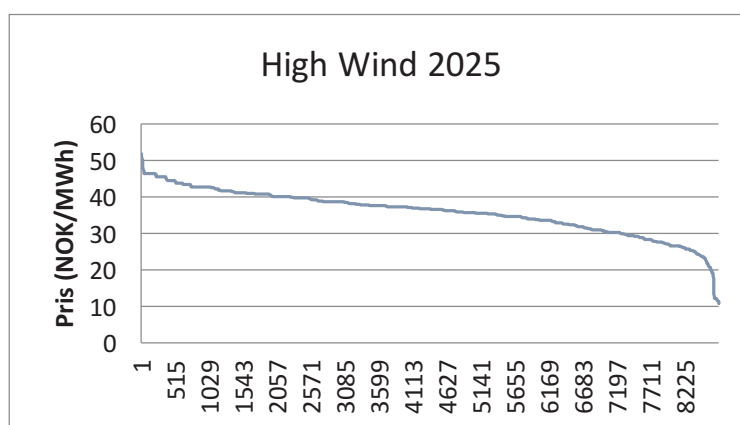
Ved manuell analyse i Excel kan det sees at pumpeturbinen kan brukes med lønnsomhet i denne perioden. Gjennomsnittsprisen over de fem aktuelle pumpeperiodene er 225 NOK/MWh. Ved å inkludere minimumskravet på 28 %, innebærer dette en break-even pris på 288 NOK/MWh. Gjennomsnittsprisen for de aktuelle høypristimene med turbinkjøring er 393 NOK/MWh, hvilket gir en differanse utover break-even kravet på 105 NOK. Ved å se på figur 26, kan vi se at denne differansen krever minst 5 timer for å dekke opp for start/stopp-kostnadene ved en syklus. Ettersom samtlige pumpe- eller turbinintervaller er 5 timer eller lengre, innebærer dette at vekselvis pumpe-/turbindrift foregår med lønnsomhet. I det gitte Excel forsøket, ble det funnet at total profitt i Øljusjøen, etter å ha trukket fra 70 000 NOK i start/stopp-kostnad, ble på **46 914, 7 NOK**. Denne kjøringen innebærer også at 1 618 200 m³ vann pumpes og kjøres ila perioden, slik at nøyaktig vannbalanse opprettholdes.



Figur 42: Produksjons- og pumpeprofil i Øljusjøen, ved manuell analyse i Excel. Kilde: eget arbeide i Excel.

6.4 Prisscenario 2: High wind

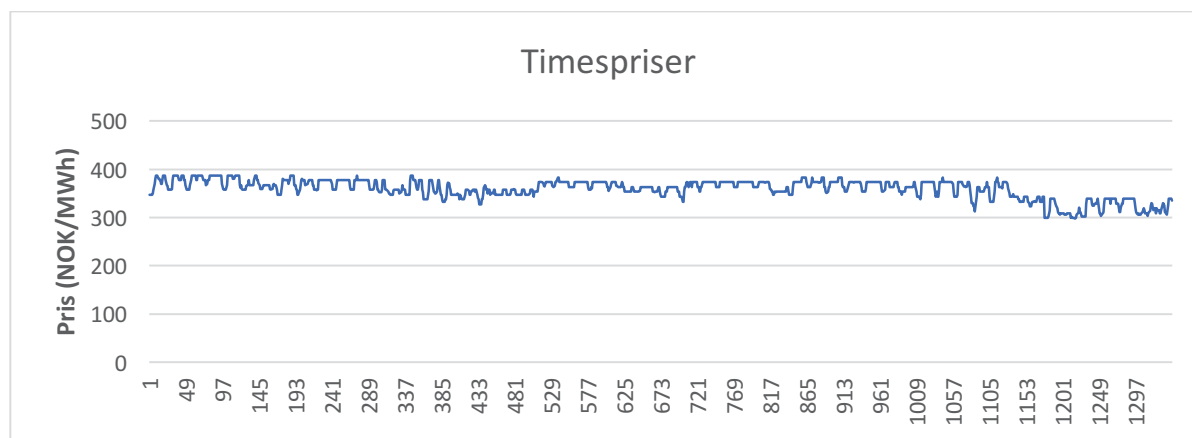
I scenariet der 2000 MW ekstra kapasitet i vindkraft legges til situasjonen i basisscenarioet, blir prisvolatiliteten over året 2025 nokså moderat. Som vi ser av figuren til høyre, vil over tre fjerdedeler av prisene i dette simulerte året ligge mellom 30 og 51 NOK/MWh. Den absolutte prisdifferansen mellom høyeste



Figur 43: Prisvarighetskurve for året 2025. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

og laveste timespris over året er dermed stor nok til å drive lønnsom pumping. Det blir videre nødvendig å analysere timesprisene for de aktuelle pumpeperiodene på våren og høsten, for å se om profitabel bruksendring i Øljusjøen lar seg gjennomføre.

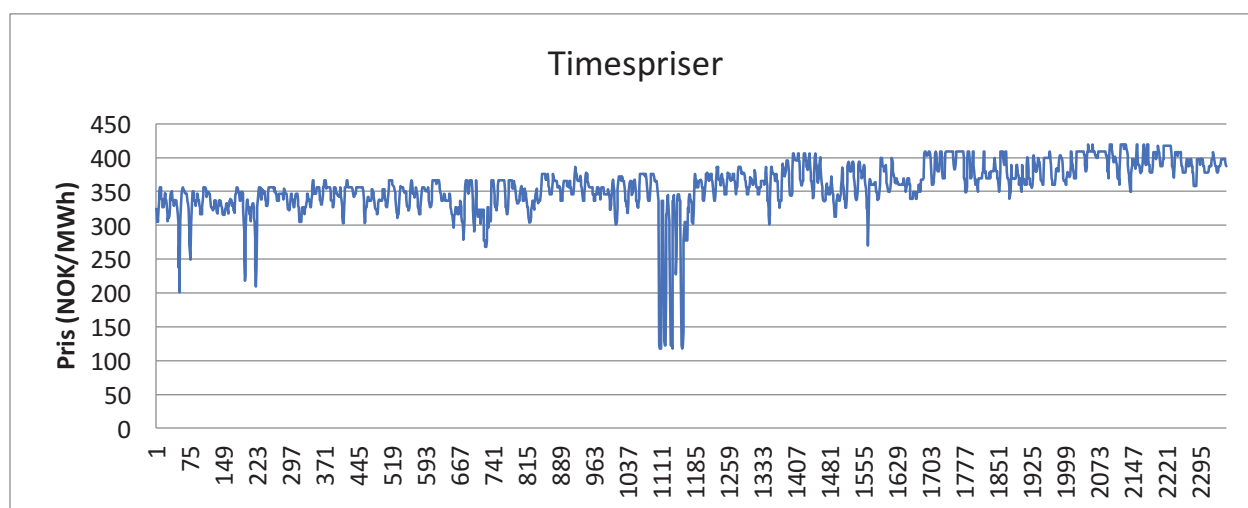
Uke 11-18:



Figur 44: Prisutvikling uke 11-18 for HW-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

For de aktuelle ukene på våren, vil det være lite rom for vekselvis pumpe- og turbindrift. Av figuren over, fremgår det at den absolutte prisforskjellen mellom høyeste og laveste timespris i perioden ligger på 30,11 %. Det er dog først i løpet av den siste delen av perioden at prisene faller ned under 300 NOK/MWh, som er lavt nok til at pumping blir aktuelt. Det forekommer dog ingen prishopp innen samme 2- ukersperiode som er sterke nok til å forsvare pumping i dette tidsintervallet. Bruk av Øljusjøen til vekselvis pumpe- og turbindrift på vårparten vil derfor være lite hensiktsmessig med High Wind-prisbildet.

Uke 31-44:

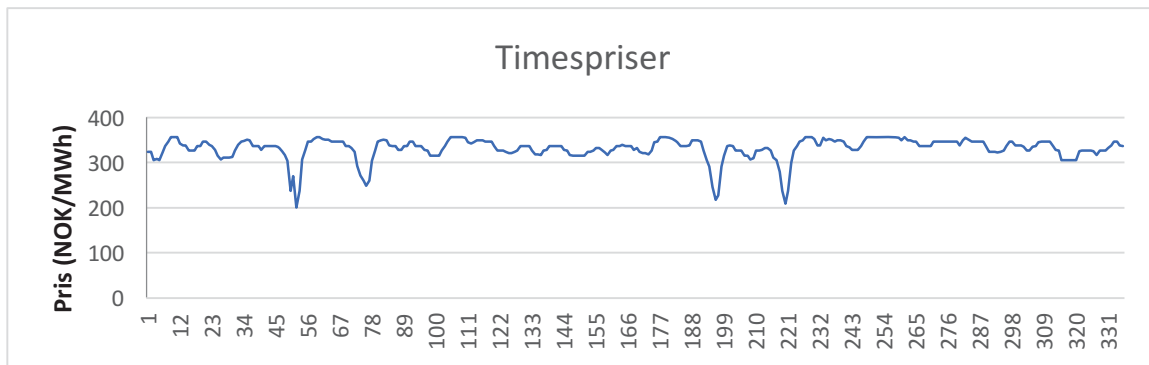


Figur 45: Prisutvikling uke 31-44 for HW-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Som i basisscenariet over, vil også høstperioden i HW-scenariet inneholde prisvolatilitet som åpner for potensiell lønnsomhet ved endring av kjøremønster i Øljusjøn kraftstasjon. Timesprisene strekker seg fra 117 til over 400 NOK/MWh i denne perioden, hvilket innebærer at lønnsom pumpedrift er høyaktuelt. Under følger analysen av de seks toukers-casene innad i analyseperioden.

Manuell analyse i Excel for ukene i august

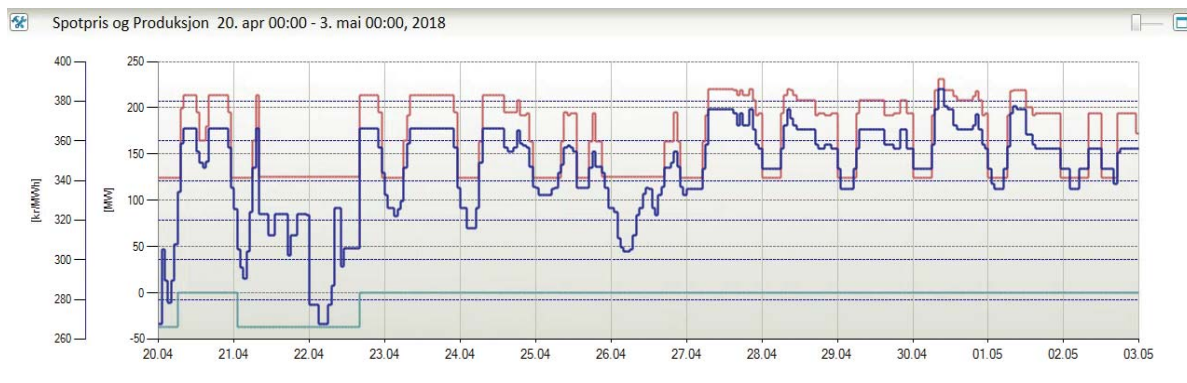
På lik linje som med basisprisene, vil kun de første to ukene av august inneholde prisvolatilitet med potensiale for pumpedrift også her. Uke 33-44 har en absolutt prisforskjell på 23,47 %, hvilket gjør det uaktuelt å pumpe. For de første to ukene derimot, vil det oppstå 4 markante prisfall i perioden, som alle tilfredsstiller minimumskravet til prisforskjell og som i tillegg er mer markante enn ved tilsvarende periode i basis-scenariet. Ved å studere prisrekkene mer inngående, blir det tydelig at differansen i pris utover break-even-kravet mellom snittprisen for de ulike aktuelle pumpeperiodene og turbinperiodene ikke er stor nok til at antall timer i en syklus klarer å forsvare start/stopp-kostnadene. Med kun 843,6 NOK i merinntekt pr. time i dette kjøremønsteret vil antallet timer i turbindrift, kun for å dekke 40 000 NOK i totale start/stopp-kostnader, utmåle 47,4 timer. Som vi ser av figuren under, vil ikke dette la seg forsvare i antall pumpetimer.



Figur 46: Prisutvikling uke 31-32 for HW-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Kombinert analyse i Excel og SHOP

Som vi ser av figur 45, så vil prisvolatiliteten over høstperioden være svært markant i midten av perioden, hvilket gjør de berørte ukene ekstra interessante for en endring av kjøremønster. For de øvrige ukene er det varierende prisvolatilitet, men uke 41-42 og 43-44 er uaktuelle for pumping, ettersom prisforskjellen her er under 28 %. Uke 35-36 har en absolutt prisforskjell på 44,15 %, hvilket betyr at break-even-kriteriet er oppfylt. Prisforskjellen utover dette kravet er allikevel for liten til at start/stopp-kostnadene lar seg forsvare. Skjermdumpen fra SHOP, viser priser (blått), produksjon/pumping i Øljusjøen (grønt) og produksjon i Borgund (rødt) for disse ukene.

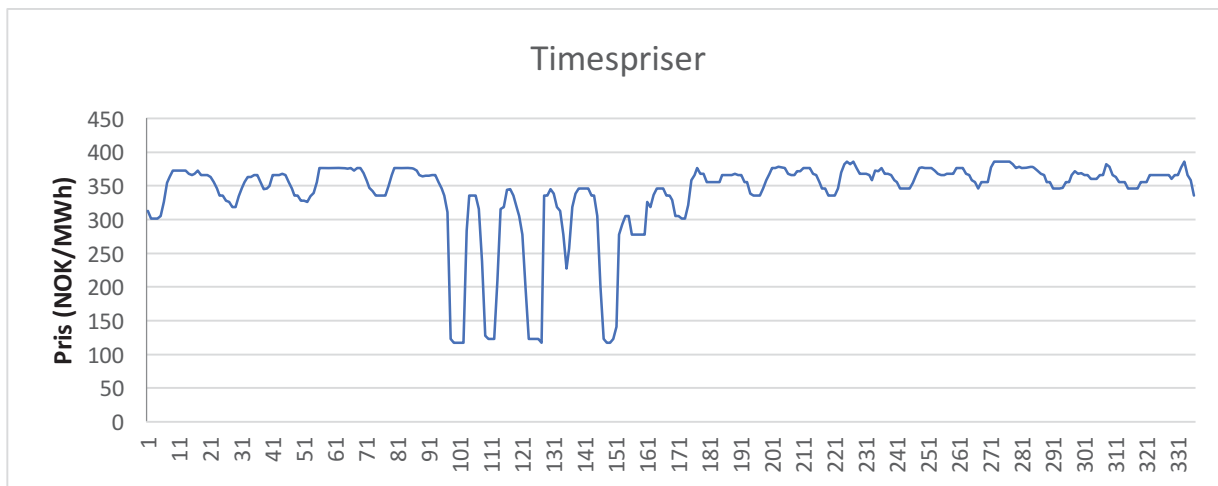


Figur 47: Kjøreforslag for uke 35-36 i SHOP. Figuren illustrerer hvordan start/stoppkostnadene tas med i vurderingen i SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

Ved å kjøre dette caset i modellen, blir en tilsvarende konklusjon nærliggende å slutte. Som vi ser av figuren over, vil SHOP kun foreslå én pumpesekvens, og ingen turbinkjøring ilt perioden. En gradvis økning av vannverdi opp til 420 NOK/MWh i modellen måtte til for at SHOP skulle foreslå dette mønsteret. Da dette er en kunstig og svært høy verdi på vannet, er det tydelig at pumping ikke vil lønne seg under normale omstendigheter og forutsetninger for

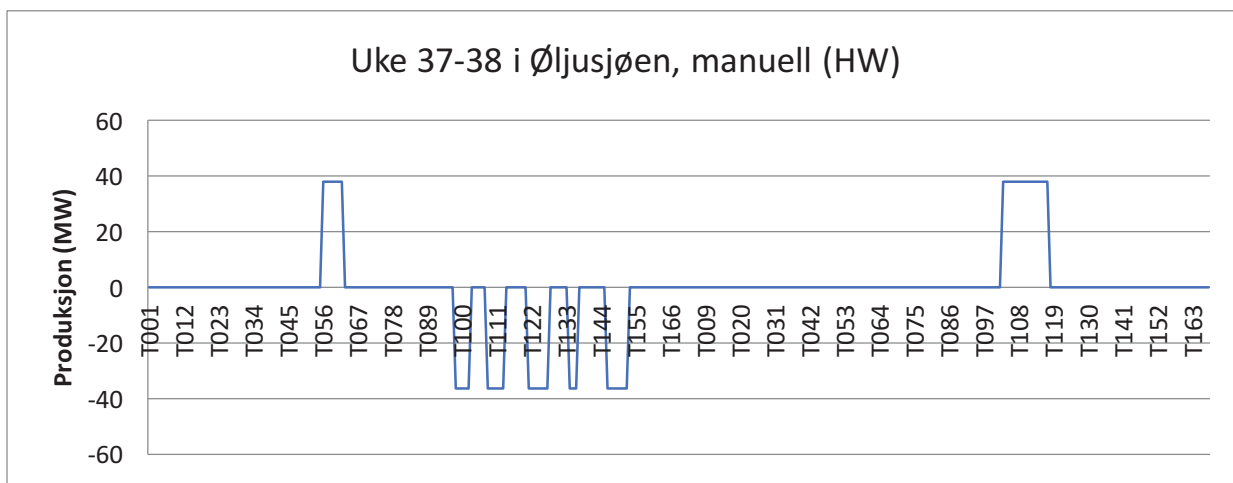
dette prisscenariet. Tilsvarende konklusjon trekkes for uke 39-40, der prisavvikene også er for korte.

Uke 37-38:



Figur 48: Prisutvikling uke 37-38 i HW-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

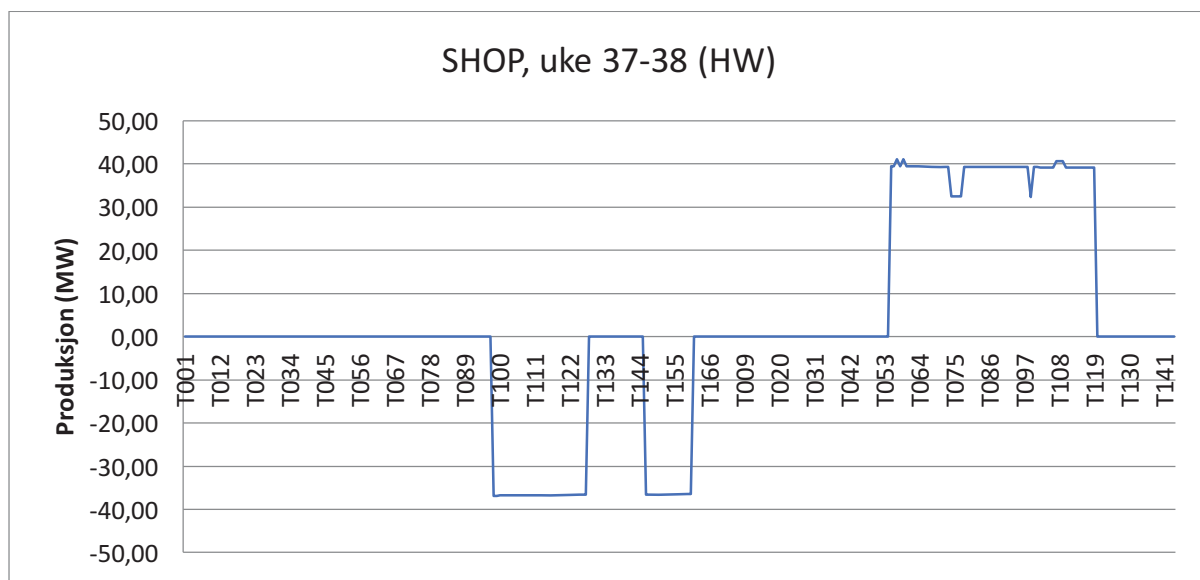
Ettersom disse ukene gir et nokså likt prisbilde i alle prisscenarier, har det vært av interesse å undersøke lønnsomheten i perioden på ulike måter. Ved innledningsvis å sette opp et kjøreforslag i Excel med mål om tilnærmet vannbalanse igjennom perioden, blir det tydelig at lønnsomhet kan oppnås. Figuren under viser kjøremønsteret fra det utarbeidede forslaget i Excel, som ville gitt et resultat fra Øljusjøen pumpeturbin på **84 476 NOK**, etter fratrekk for start/stopp-kostnader på 70 000 NOK.



Figur 49: Pumpe- og produksjonsprofil i Øljusjøen ved manuell analyse i Excel. Kilde: eget arbeide i Excel.

I dette forslaget ender vannbalansen opp på -3 375 m³, som innebærer at noe mer vann vil forbli lagret i Øljusjøen for produksjon i senere perioder.

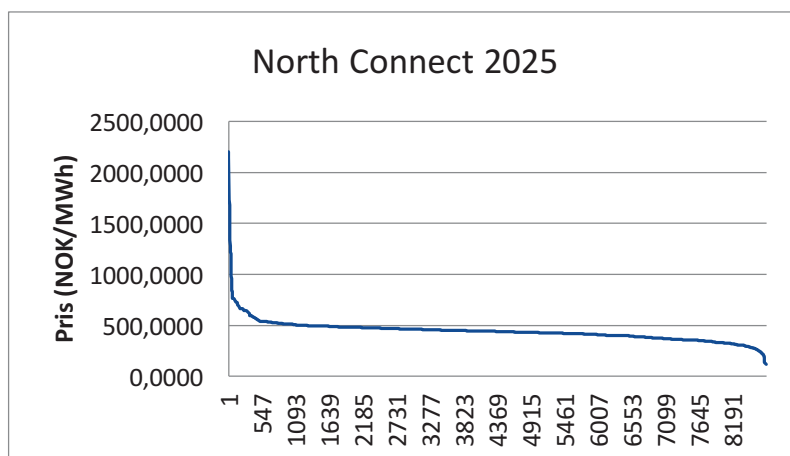
Ved å bruke SHOP for å få frem et forslag til kjøremønster, blir resultatet noe annerledes. Her vil start/stopp-kostnadene tillegges større vekt, slik at det utføres færre vekslinger i turbinen ilt perioden. Vannbalansen blir heller ikke ivaretatt her, da det eneste kravet er tilnærmet likt siktemagasin i starten og i slutten av perioden. Etter å ha lagt inn vannverdier for Øljusjøen og Eldrevatn/Vasset på henholdsvis 400 og 350 NOK/MWh, samt et tilsig til Borgund igjennom perioden på 18 m³/s, fremgår følgende kjøremønster fra SHOP:



Magasinet i Eldrevatn vil tappes gradvis igjennom perioden, som følge av betydelig kjøring i Borgund kraftstasjon. Pumpingen som startes rundt time 100 vil føre til at reduksjonen akselererer noe, mens turbinkjøringen i Øljusjøen mot slutten av perioden vil føre til at Eldrevatn fylles opp igjen. Endring i vannbalanse for Øljusjøen i løpet av perioden blir i overkant av 2 000 000 m³, hvilket betyr at en betydelig større andel av vann brukes i turbindrift, sammenliknet med pumpedrift.

6.5 Prisscenario 3: North Connect

I scenariet der en ekstra overføringskabel til Storbritannia legges til situasjonen i basisscenarioet, vil det kunne oppstå en markant prisvolatilitet over året i 2025. Som vi ser av figur 52, vil markedet kunne oppleve timespriser fra 112,5 til 2204,2 NOK/MWh i løpet av dette året.

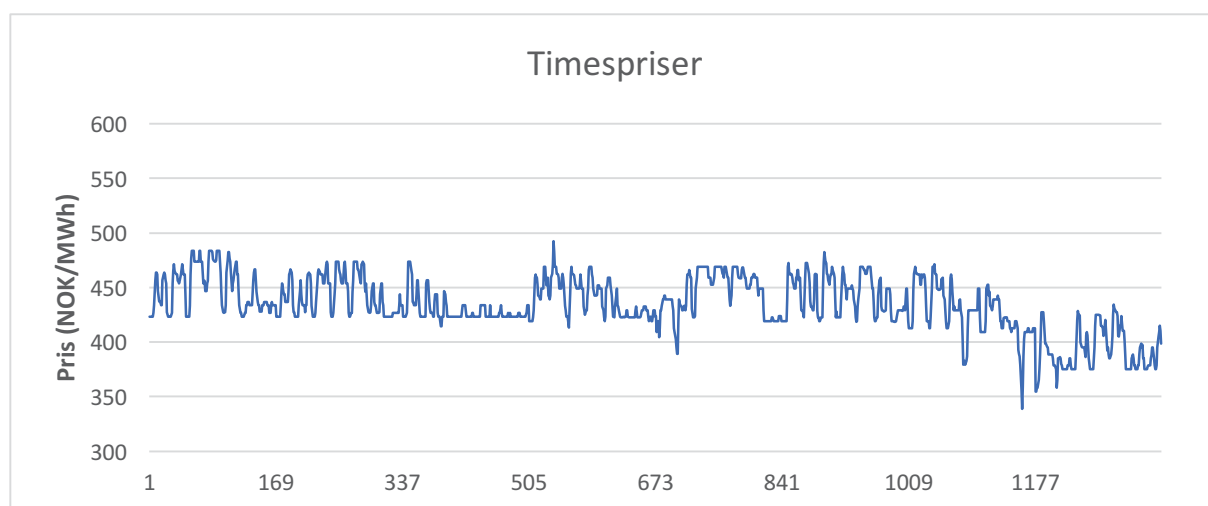


Figur 52: Prisvarighetskurve for året 2025. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Det vil med andre ord være svært

gode muligheter for å drive lønnsom pumpe-/turbindrift i Øljusjøen dette året, dersom prisforskjellene forekommer med relativt tette mellomrom. Under vil de aktuelle analyseperiodene på våren og høsten gjøres rede for, med sikte på å finne et forbedret kjøremønster under gitte prisbilde i 2025.

Uke 11-18:



Figur 53: Prisutvikling uke 11-18 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

For de aktuelle ukene om våren, vil det i North Connect- scenariet være grunn til å undersøke nærmere om hvorvidt et endret pumpemønster kan føre til merinntekt i Øljusjøen kraftstasjon. Den absolutte prisforskjellen i denne perioden er på 45,23 %, hvilket betyr at potensiale for pumping er til stede.

Ved å undersøke hver av de fire ulike to-ukersperiodene for seg, er det mulig å få en detaljert oversikt over hvordan den kortsiktige prisvolatiliteten utvikler seg, og om den evt. er stor nok til at lønnsom pumping kan foregå. Under følger en gjennomgang av disse:

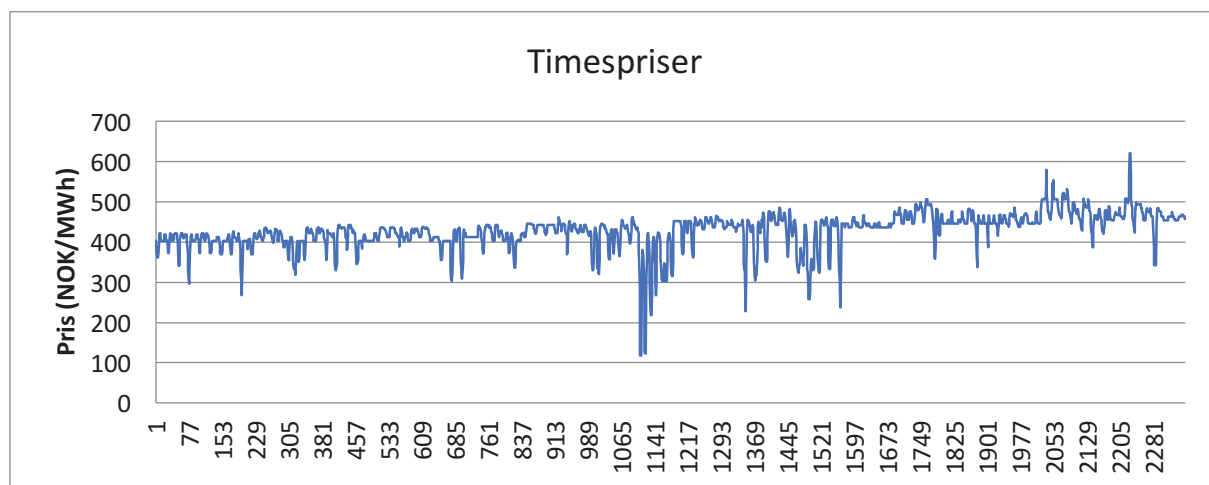
Uke 11-12: til tross for et høyt prisnivå sammenliknet med i dag, er ikke volatiliteten stor nok i dette simulerte tidsrommet, til at vekselvis pumpe-/turbindrift er lønnsomt. Den absolutte prisdifferansen over perioden er her på 14,17 %, hvilket er godt under minimumskravet for lønnsom pumping.

Uke 13-14: også i denne perioden er volatiliteten for svak, med 19,05 % forskjell på høyeste og laveste pris.

Uke 15-16: her er volatiliteten noe høyere enn i de to foregående periodene, men allikevel ikke stor nok til å oppnå lønnsomhet. Absolutt prisforskjell er på 23,88 %.

Uke 17-18: med absolutt prisforskjell på 39,13 % innad i perioden, er dette det eneste caset der nærmere analyse av et nytt pumpe-/turbinmønster i Øljusjøen er aktuelt. Ved å se på differansen mellom gjennomsnittsverdiene av de 10 % høyeste og laveste timesprisene i perioden, kan det dannes et inntrykk av over hvor store perioder de ulike prisforskjellene gjelder. I dette tilfellet blir denne differansen mindre enn 28 %, hvilket tyder på at pristopp- og bunnene er for kortvarige i tid til at start/stopp-kostnadene ved vekselvis pumpe-/turbindrift lar seg forsvare.

Uke 31-44:

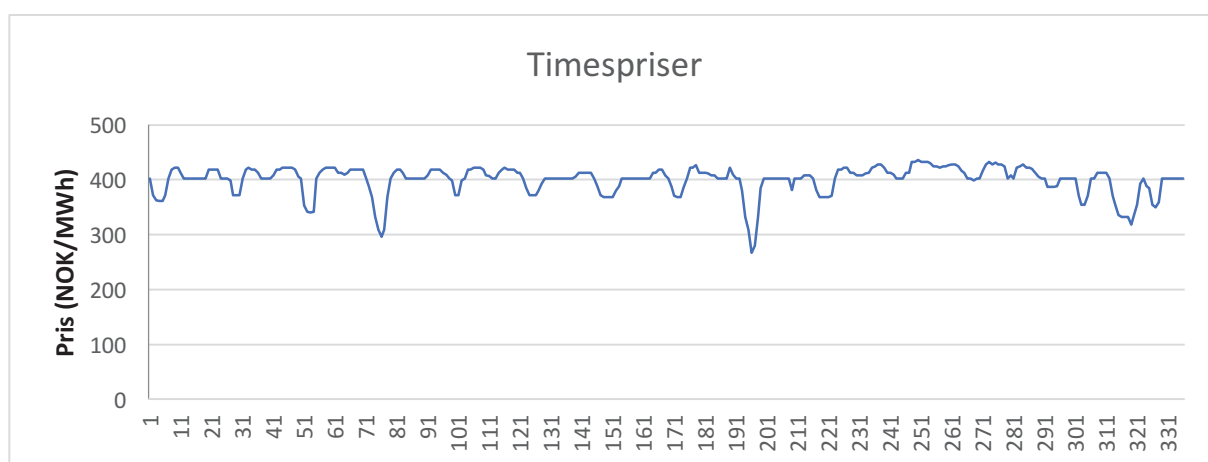


Figur 54: Prisutvikling uke 31-44 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Som i de to foregående prisscenariene, vil også høstperioden i North Connect- scenariet være preget av mer prisvolatilitet enn vårperioden. I løpet av disse ukene strekker timesprisene seg fra 117,5 til 620,7 NOK/MWh, som i seg selv er en prisforskjell på 428 %. Dette åpner for mer inngående analyse av potensiale for vekselvis pumpe-/turbindrift, som følger under.

Manuell analyse i Excel av august

Ved å ta for seg prisdata for de to optimeringsperiodene mellom uke 31 og 34, fremgår det at varigheten på pristopp- og bunnene er for kort til å forsvare start/stopp-kostnader. Som vi ser av figuren under, over de to første ukene i august, så er volatilitetsprofilen til stede, men bunnene er for "spisse" eller kortvarige. Dette gjelder også for uke 33-34.

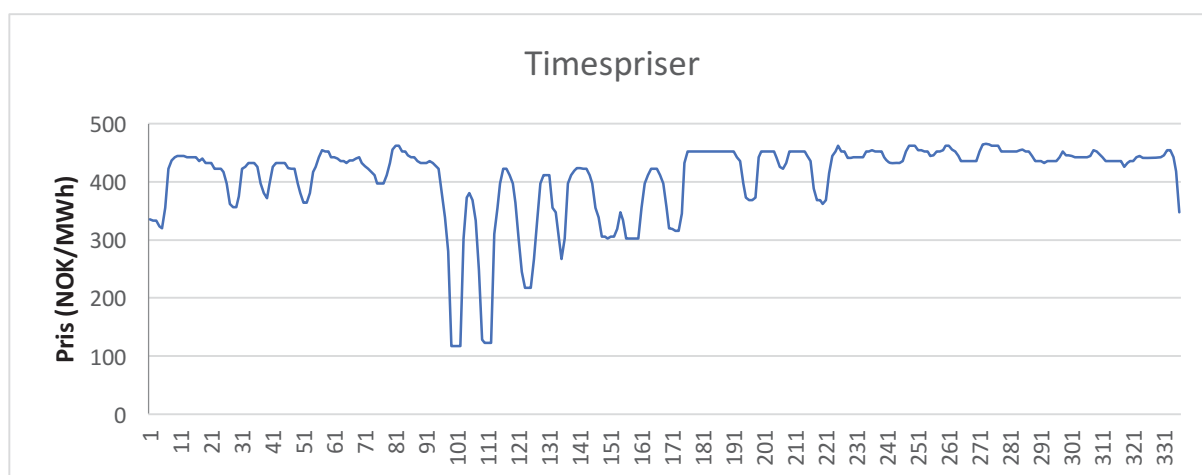


Figur 55: Prisutvikling uke 31-32 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Kombinert analyse i Excel og SHOP

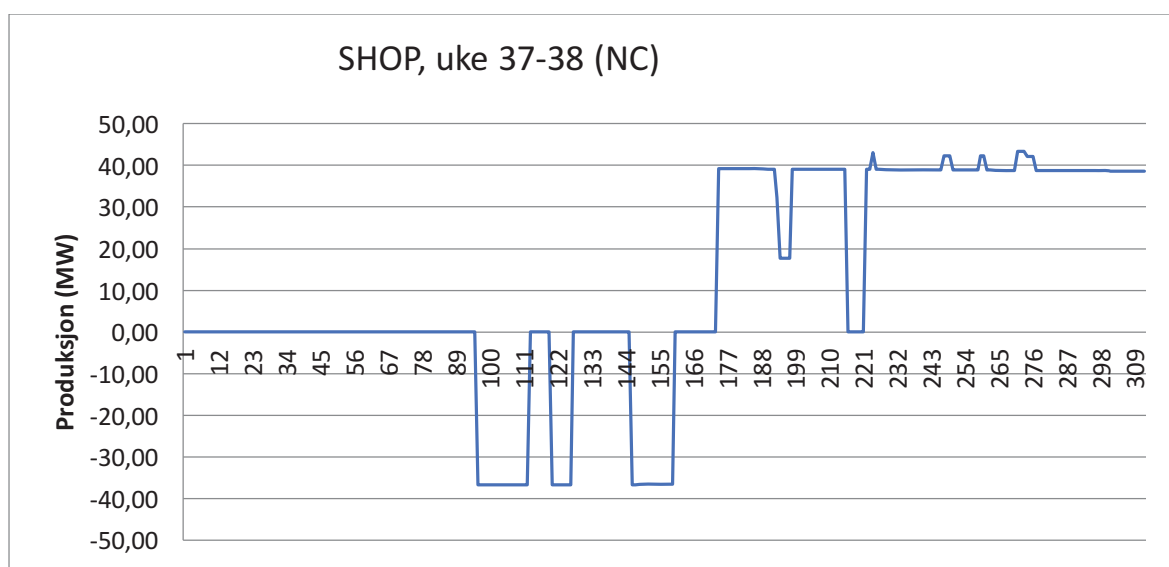
Ved gjennomgangen av øvrige optimeringsperioder med tilhørende prisscenarier i Excel, fremgår det at samtlige uker, med unntak av 37-40, har for liten prisforskjell eller for kortvarige prisavviksintervaller til å forsvare start/stoppkostnader. Det vil følgelig ikke være nødvendig å utarbeide forslag til kjøremønster i Øljusjøen for disse periodene. For de nevnte unntakene, fremgår forslag til kjøremønster under.

Uke 37-38:



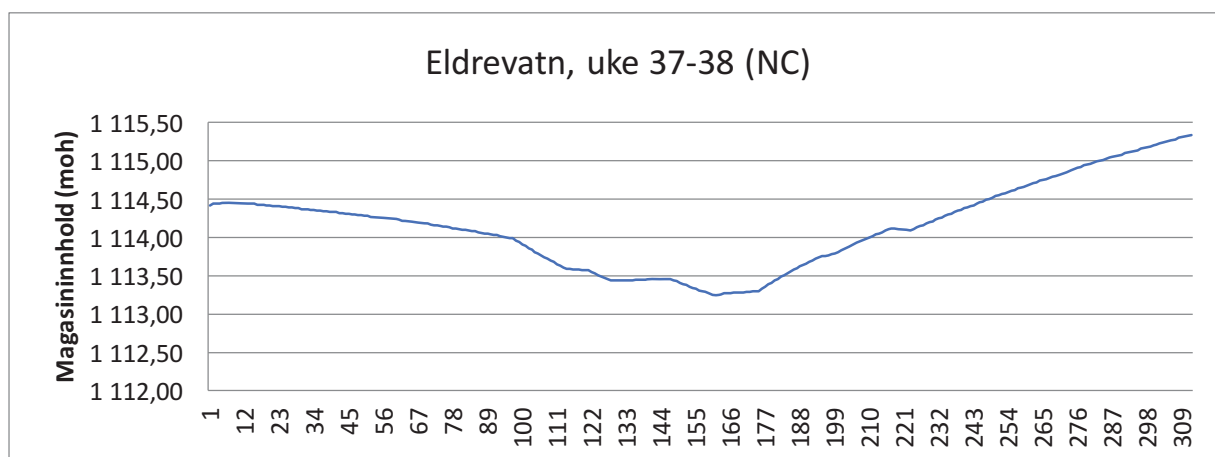
Figur 56: Prisutvikling uke 37-38 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med prisdata.

Som figuren over viser, kan uke 37-38 i North Connect- scenariet inneholde betydelig prisvolatilitet med påfølgende potensiale for lønnsom pumpedrift i Øljusjøen. Ved å legge inn representative vannverdier, start/stoppkostnader, verdier for startmagasin og tilsigsverdier for denne perioden i SHOP, blir følgende kjøremønster foreslått:



Figur 57: Produksjons- og pumpeprofil fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

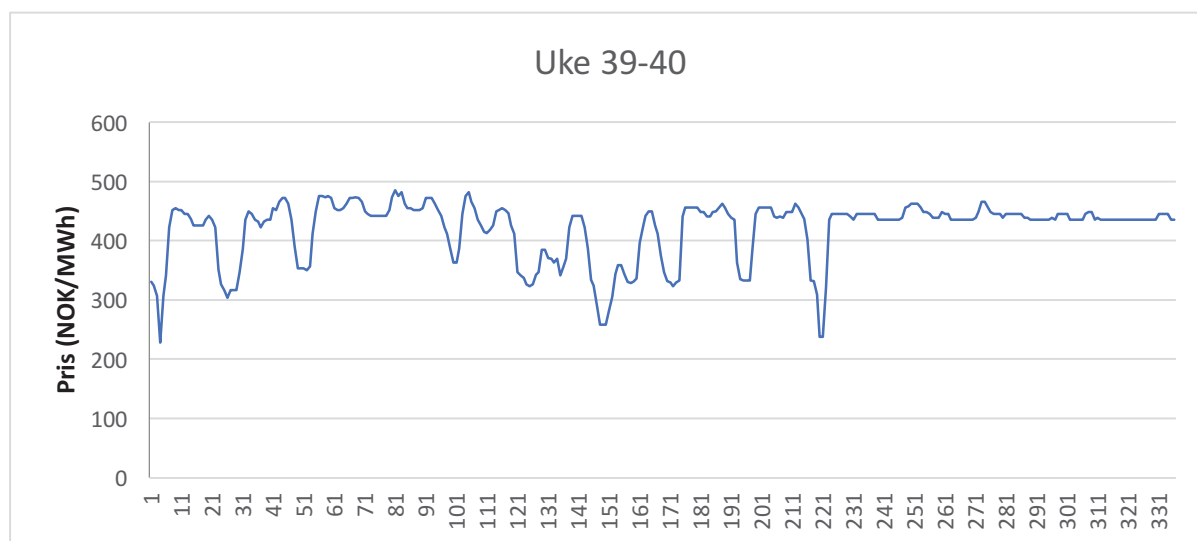
Følgende kjøring vil medføre et resultat i Øljusjøen kraftstasjon alene på **1 917 709 NOK**. I dette forslaget vil det pumpes langt mindre vann enn det vil kjøres i turbinen. Dette medfører at vannbalansen i Øljusjøen vil bli betydelig redusert igjennom perioden, og at mindre vann vil være tilgjengelig for produksjon i senere perioder. Dette kan sees av figuren under for magasinifylling i Eldrevatn igjennom perioden, som viser at magasinet fylles mot slutten.



Figur 58: Magasinutvikling for Eldrevatn ved kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

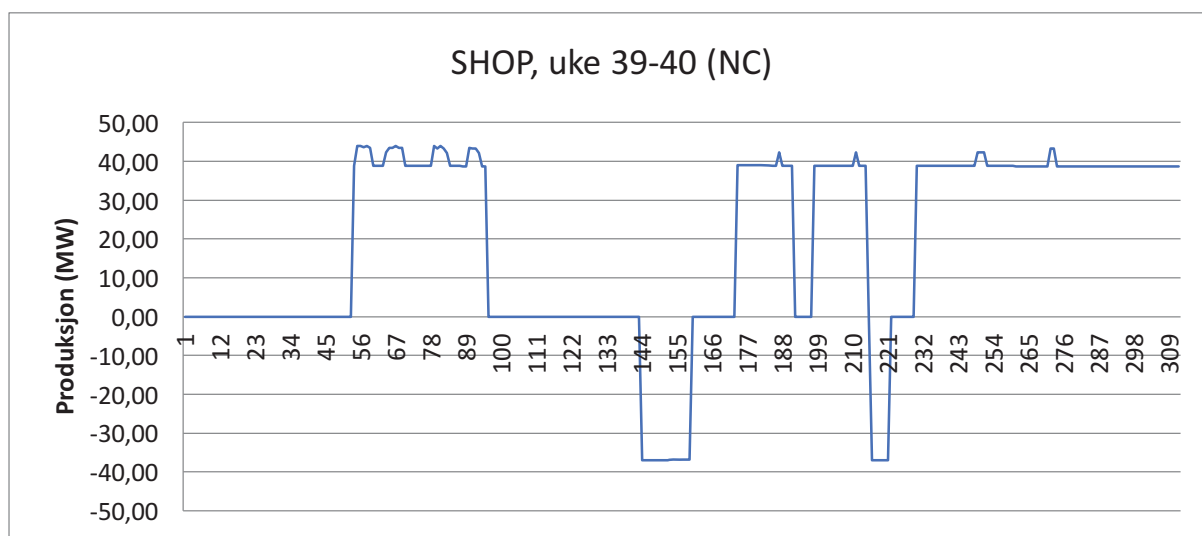
Større tilsig enn på våren, kombinert med økt hyppighet av regnperioder, gir bedre muligheter for å bruke vannet fritt på høsten. Kjøremønsteret over kan derfor være fullstendig gjennomførbart. Det kan dog være verdt å bemerke at prisene vil stige utover høsten, slik at mye kjøring i turbinen kan gå utover fremtidig mer profitabel produksjon. Dette vil drøftes nærmere i diskusjonskapittelet.

Uke 39-40:



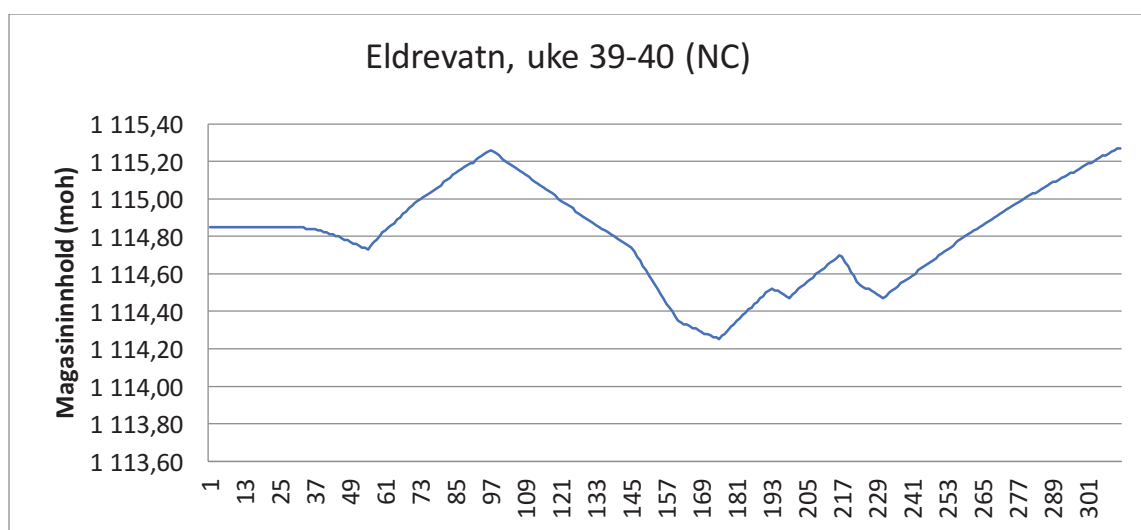
Figur 59: Prisutvikling uke 39-40 for NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Til tross for mindre prisvolatilitet i disse to ukene, sammenliknet med 37-38, vil det allikevel oppstå absolutte prisdifferanser på opp mot 113,31 % innad i perioden. Dette gjør det interessant å undersøke caset nærmere i SHOP, ved å legge inn de ulike inputverdiene for gitte uker. Følgende kjøremønster foreslås i verktøyet:



Figur 60: Produksjons- og pumpeprofil fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

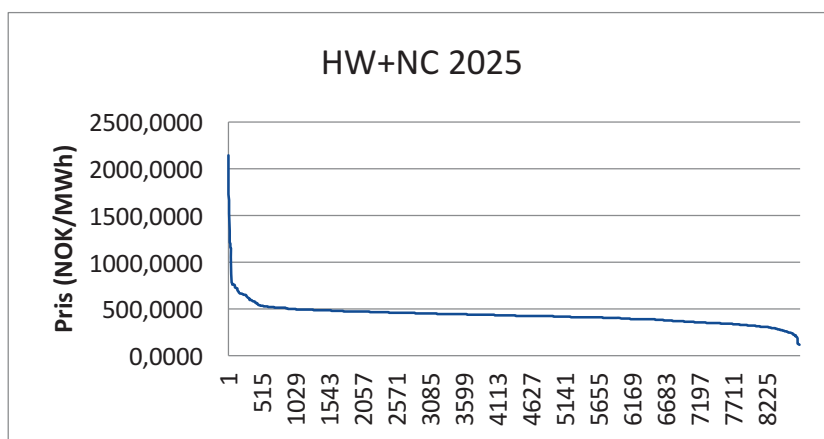
Denne kjøringen vil gi et resultat fra Øljusjøen kraftstasjon alene på **2 589 038 NOK**, men også her vil en betydelig reduksjon i vannbalansen i Øljusjøen være en del av utfallet. Som vi ser av figuren under, vil ikke siktemagasinet i Eldrevatn endre seg nevneverdig ila perioden, noe som skyldes at Borgund også kjøres parallelt med Øljusjøen. At det øker noe, innebærer at tilførselen av naturlig tilsig til Eldrevatn i kombinasjon med tapping av vann fra Øljusjøen overgår tappingen i Borgund. Grunnet den nevnte økningen av frihetsgrader på høsten, vil løsningen her normalt være gjennomførbar.



Figur 61: Magasinutvikling for Eldrevatn med kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

6.6 Prisscenario 4: High Wind + North Connect

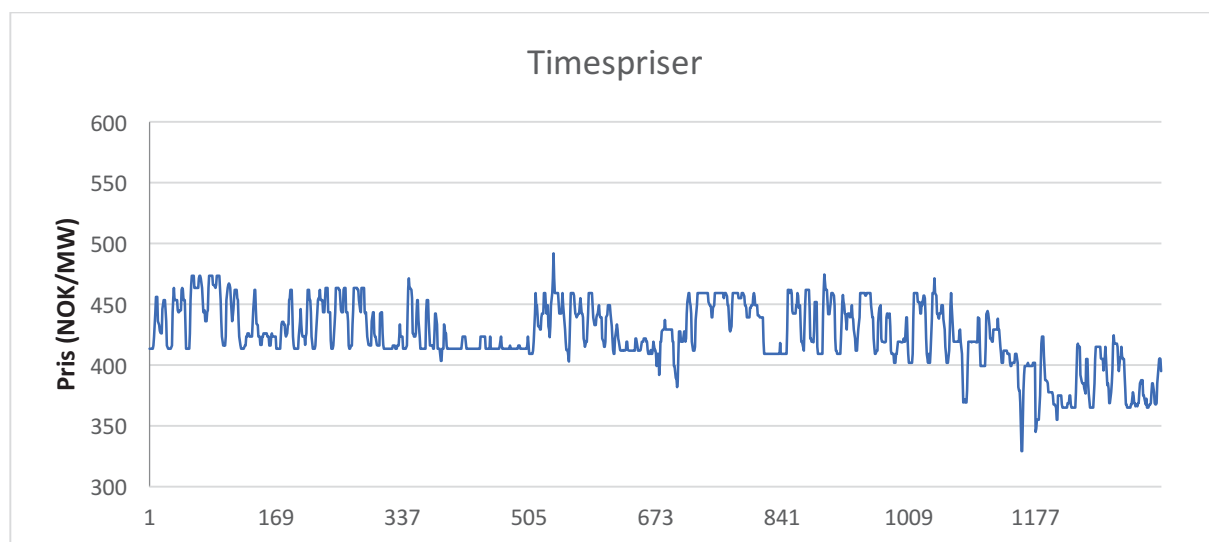
I prisscenariet der både utvidet kapasitet i vindkraft og energiutveksling er lagt inn i modellen, får vi et resultat som vitner om både økte priser og økt volatilitet, sammenliknet med i dag. Dette scenariet likner i stor grad på det foregående, dersom vi sammenlikner



Figur 62: Prisvarighetskurve for 2025. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

varighetskurvene. Som vi ser av figur 62, vil markedsprisen variere mellom 112,5 og 2142 NOK/MWh i løpet av dette året, hvilket betyr at lønnsom kortsiktig veksling mellom pumpe- og turbindrift potensielt sett er mulig. Under følger en gjennomgang av de ulike periodene, og foreslåtte pumpemønstre der det er potensiale for endring.

Uke 11-18:



Figur 63: Prisutvikling uke 11-18 for HW+NC-scenariet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Den absolutte prisforskjellen innad i perioden er her på 49,47 %, hvilket innebærer at pumping kan være lønnsomt. Men som vist tidligere, vil for kort varighet på prisavviksintervallene ofte

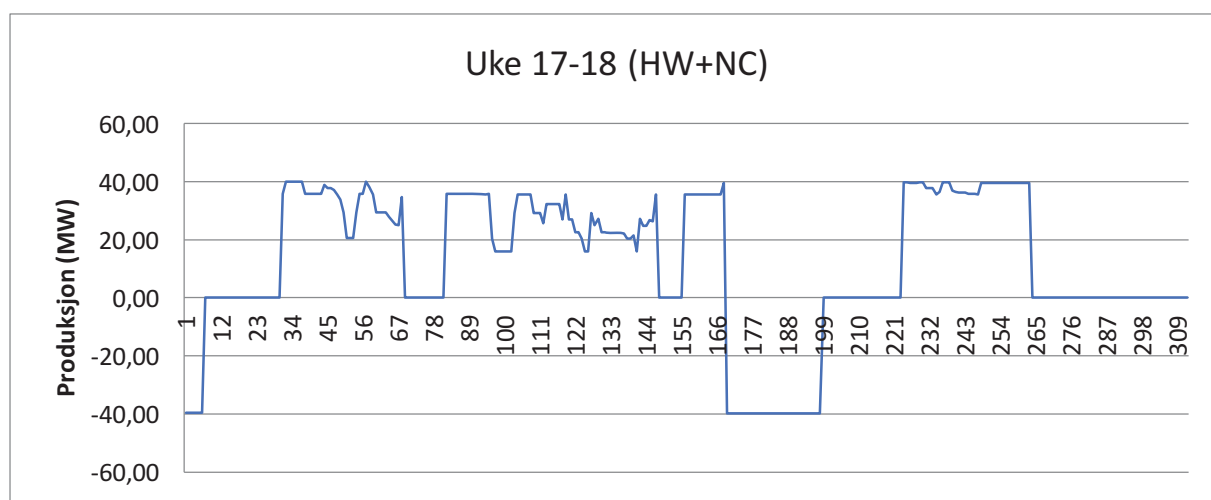
gjøre at lønnsomhet ikke kan oppnås. Under følger en gjennomgang av de ulike to-ukersperiodene innenfor dette tidsrommet, for å se om prisvolatiliteten per periode er stor nok til å dekke kravet til prisforskjell og start/stoppkostnader.

Uke 11-12: på samme måte som i NC- scenariet, vil volatiliteten her være for lav til å drive aktiv veksling mellom pumpe- og turbindrift, til tross for at prisnivået også er godt over dagens nivå. Den absolutte prisforskjellen over denne to-ukersperioden vil ligge på 14,51 %.

Uke 13-14: til tross for et vedvarende prisdropp mellom time 400 og 500, vil ikke den absolutte prisforskjellen innad i denne perioden være på mer enn 22,16 %. Dette kvalifiserer ikke for lønnsom pumping.

Uke 15-16: til tross for en oppgang i volatilitet fra de foregående periodene, er ikke prisforskjellen stor nok til å pumpe lønnsomt på kort sikt. Absolutt prisforskjell er her på 24,33 %.

Uke 17-18: med en absolutt prisforskjell på 43,19 %, har de to siste ukene av vårperioden potensiale for lønnsom vekseldrift i Øljusjøen. Allikevel er dette en liten differanse, ettersom dekning av start/stoppkostnader må være en del av prisforskjellen. Dette fører til at turbinkjøring vil prege kjøremønsteret i denne perioden, ved å simulere i SHOP.

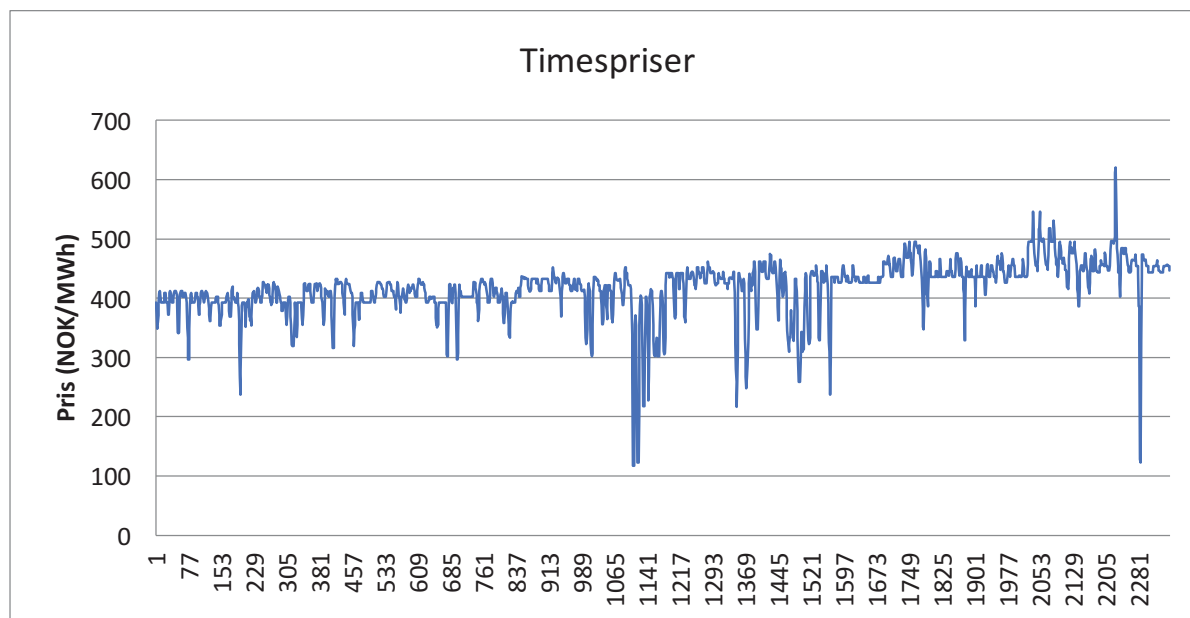


Figur 64: Kjøremønster uke 17-18 i SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

Pumping vil i praksis være svært lite hensiktsmessig her, til tross for at modellen anbefaler det. Årsaken til dette er at prisene utover våren er forventet å bli lavere, slik at det å lagre vann til fremtidig produksjon vil være lite lønnsomt. Dessuten ønsker planleggerne å tømme de tre

magasinene til et gitt nivå før vårløsningen, slik det ble vist av figuren for siktemagasin i delen om forutsetninger for oppgaven, noe pumping jobber direkte i mot.

Uke 31-44



Figur 65: Prisutvikling uke 31-44 for HW+NC-scenariet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Som i de andre prisscenariene, er høsten den mest interessante perioden for pumping, også i HW+NC. Prisene strekker seg fra 117 til 620 NOK/MWh i denne perioden, hvilket tilsvarer en prisforskjell på 430 %, som er godt innenfor kravet til lønnsomhet. Under følger en gjennomgang av de ulike toukersperiodene innen analyseperioden.

Manuell analyse i Excel av august

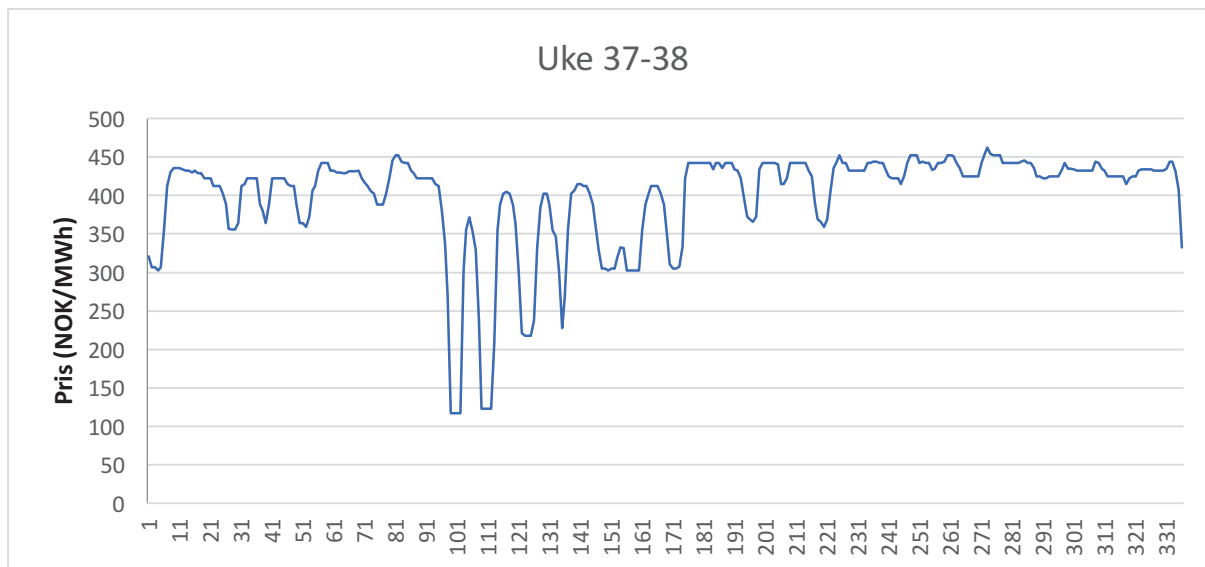
På lik linje som i de tre foregående prisscenariene, vil ukene i august også her inneholde for kortvarige prisavvik til å forsvare start/stoppkostnadene, til tross for at den totale prisdifferansen dekker effektivitetstapet i en pumpe-/turbinsyklus. Det vil derfor ikke bli forsøkt å lage et kjøremønster for disse periodene, av samme årsak som i de foregående casene. Prisutvikling for uke 31-32 i dette caset er tilnærmet likt tilsvarende periode i North Connect.

Kombinert analyse i Excel og SHOP

For de øvrige toukersperiodene på høsten, vil prisforskjellen være stor nok til å dekke effektivitetstapet ved pumping. Av tallmaterialet i Excel, fremgår det dog at det ikke er lang nok varighet på prisavvikene til å dekke opp for start/stoppkostnadene i de fleste periodene, med unntak av uke 37-40, slik som i NC-prisscenariet. For de to siste ukene, altså 43-44, vil

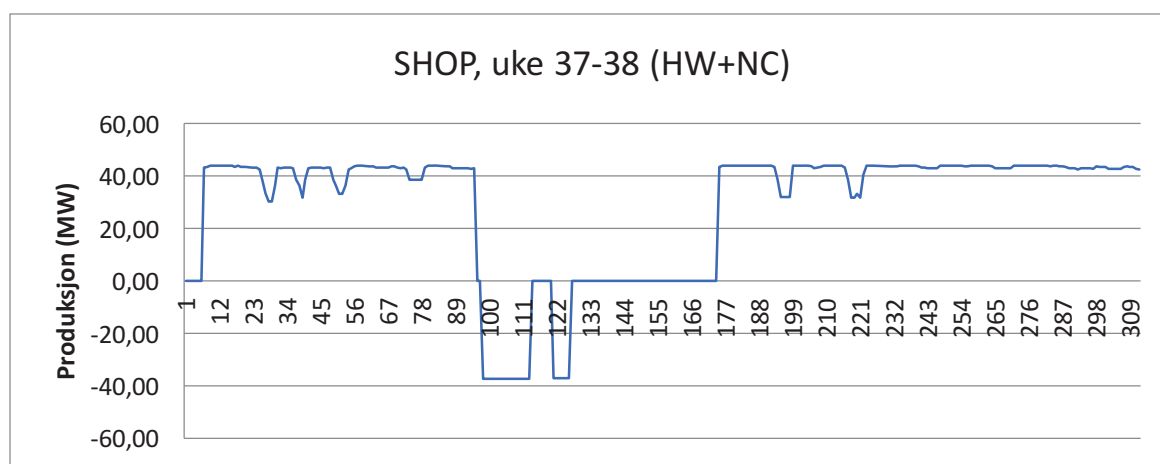
det oppstå to tydelige prisavvik, som skiller seg fra tilsvarende uker i resten av casene. Under følger analyser av de tre aktuelle periodene i SHOP.

Uke 37-38:



Figur 66: Prisutvikling uke 37-38 for HW+NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Med samme begrunnelse som i de foregående scenariene, vil også disse prisene åpne for lønnsom pumpe-/turbindrift. Ved å legge inn nødvendige parametere for aktuelle perioden i SHOP, blir følgende kjøremønster foreslått:



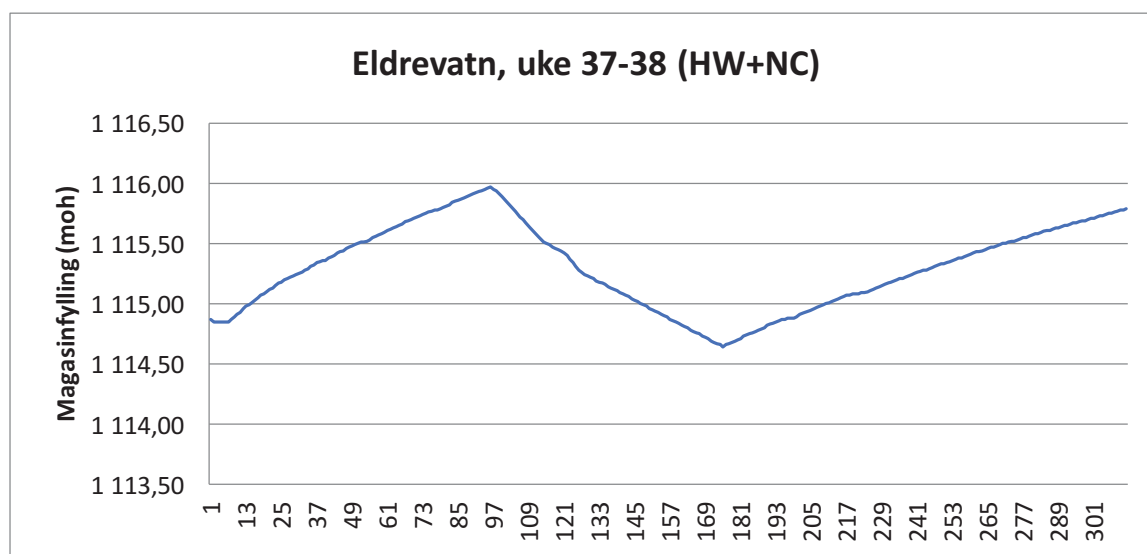
Figur 67: Produksjons- og pumpeprofil fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

Som vi ser av figuren over, vil Øljusjøen gå mer som turbin og mindre som pumpe i denne kjøringen, sammenliknet med samme periode i foregående prisscenario. Grunnen til dette er at vannverdien her ble forsøkt satt litt lavere enn i det foregående caset, for å se hvilken effekt dette hadde på kjøringen. Dette skal føre til at flere timespriser går innenfor vannverdikravet,

og dermed kvalifiserer til kjøring, og at færre lavpriser kvalifiserer til pumping. Dette stemmer godt overens med utviklingen i denne figuren, sammenliknet med den tilsvarende i NC-caset.

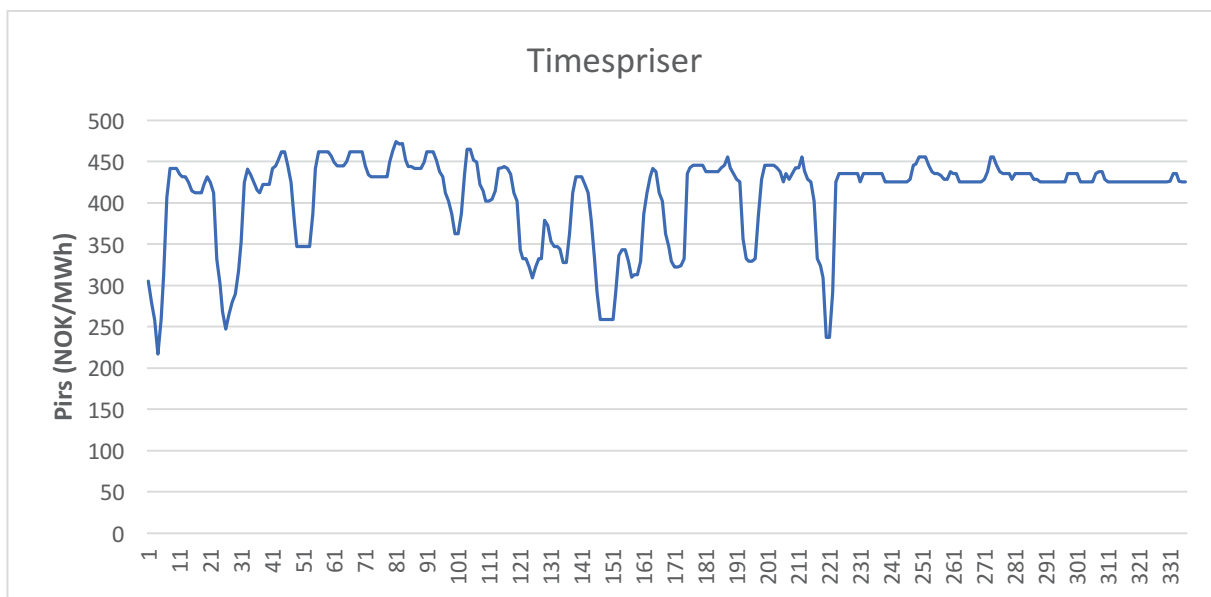
Denne kjøringen gir et resultat på **3 895 615 NOK** i Øljusjøen, noe som i stor grad skyldes den skjeve fordelingen mellom turbin- og pumpedrift. Dersom fokuset var å holde vannbalansen mellom starten og slutten av perioden, slik som det var for uke 37-38 i Basis- og HW- casene, ville naturligvis kostnadene ved pumping ha økt betraktelig, og inntektene ved turbinkjøring ha blitt redusert slik at også resultatet ville blitt langt mindre. Som nevnt tidligere, er ikke vannbalanse en av funksjonene til SHOP, hvilket innebærer at vi får forslag som dette der turbindrift dominerer. Allikevel er det verdt å merke seg at noe pumpedrift er lønnsomt.

Magasinutviklingen i perioden er også akseptabel, med en liten økning i vannstand i Eldrevatn igjennom perioden. Til tross for betydelig tapping av Øljusjøen igjennom perioden, kan dette kjøremønsteret virke positivt på lengre sikt, ettersom en buffer i magasinkapasiteten før evt. regntunge perioder på høsten vil kunne være hensiktsmessig.



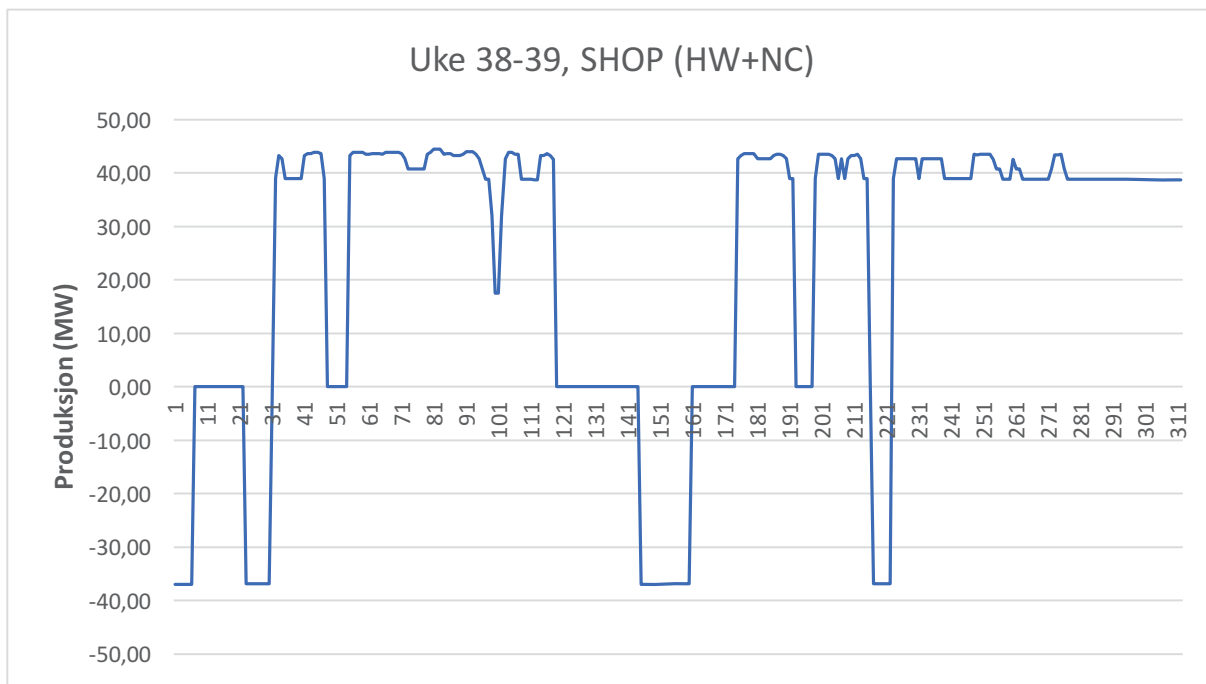
Figur 68: Magasinutvikling for Eldrevatn med kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

Uke 39-40:



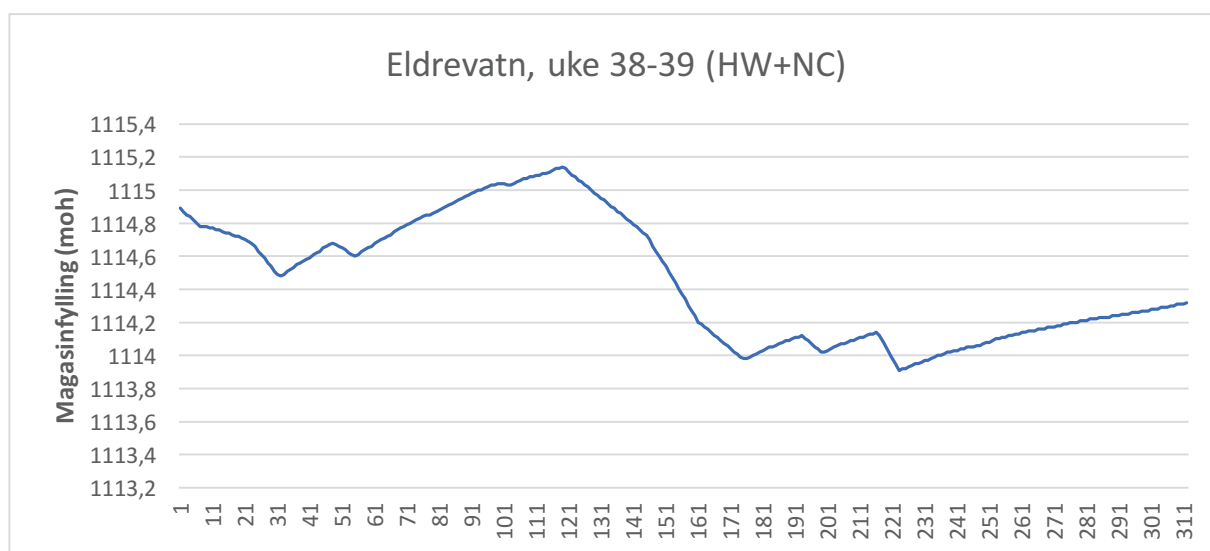
Figur 69: Prisutvikling uke 39-40 for HW+NC-scenarioet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

På lik linje som i NC-caset vil disse ukene være interessante for pumping også her. Prisdifferansene innad i perioden er godt over 28 %, hvilket betyr at effektivitetstapet lar seg dekke opp. Med en relativt høy vannverdi for Øljusjøen på 420 NOK/MWh, foreslår SHOP følgende kjøremønster:



Figur 70: Pumpe- og produksjonsprofil for Øljusjøen fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

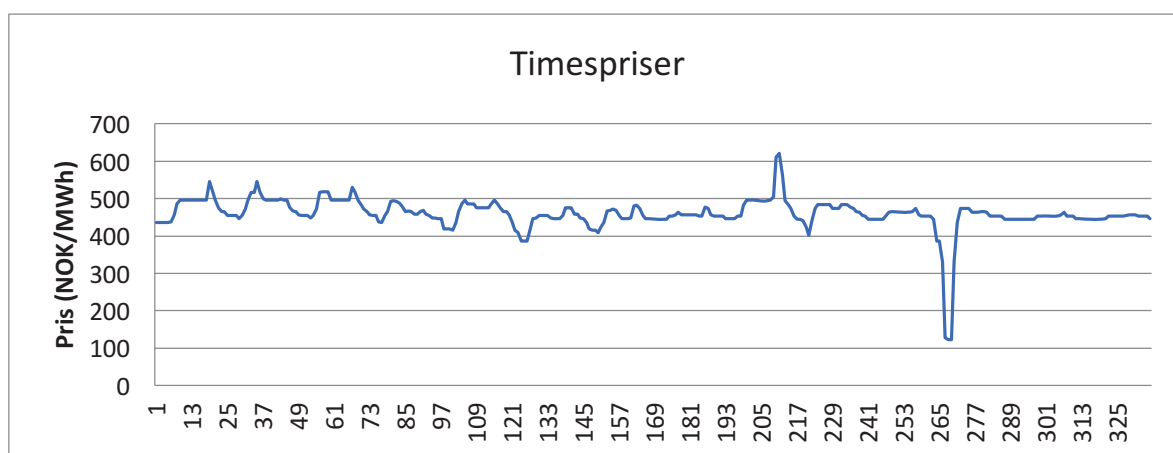
Grunnet overvekt av turbinkjøring i perioden, og dermed også fravær av vannbalanse i Øljusjøen mellom start- og sluttidspunkt, blir resultatet i denne perioden også svært høyt. Etter gitte kjøremønster vil resultatet bli **3 208 241 NOK**, fratrasket 80 000 NOK i start/stoppkostnader. Dette caset viser at turbinkjøring lønner seg over det meste av perioden, men at pumping også er hensiktsmessig over korte tidsintervaller.



Figur 71: Magasinutvikling for Eldrevatn med kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

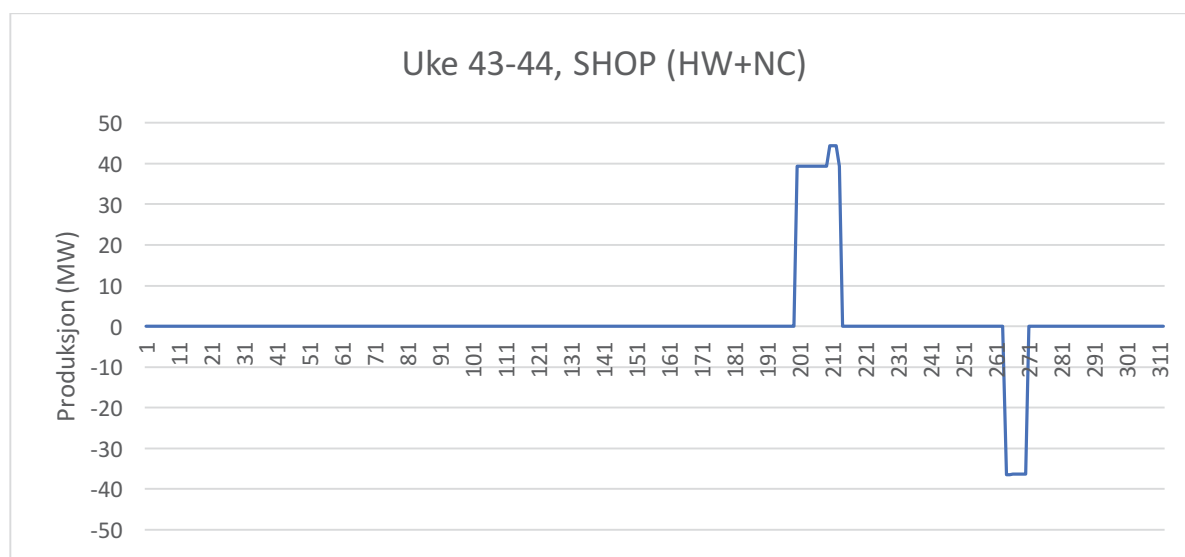
Magasinutviklingen i perioden er akseptabel, ettersom forskjellen mellom start- og sluttmagasin er relativt liten. Mye av årsaken til at magasinet ikke fylles mer mot slutten av denne perioden, er at tilsiget til Eldrevatn er svakere enn i foregående periode. Dvs. nede mot 3 m³/sek i denne perioden, fra 5,5 m³/sek mot slutten av foregående periode.

Uke 43-44:



Figur 72: Prisutvikling uke 43-44 for HW+NC-scenariet. Kilde: eget arbeide med tilsendt prisdata.

Som vi ser av priskurven over, vil denne toukersperioden kun inneholde to markante prisavvik. Ved å sette en vannverdi på 480 NOK/MWh, vil SHOP foreslå følgende mønster:

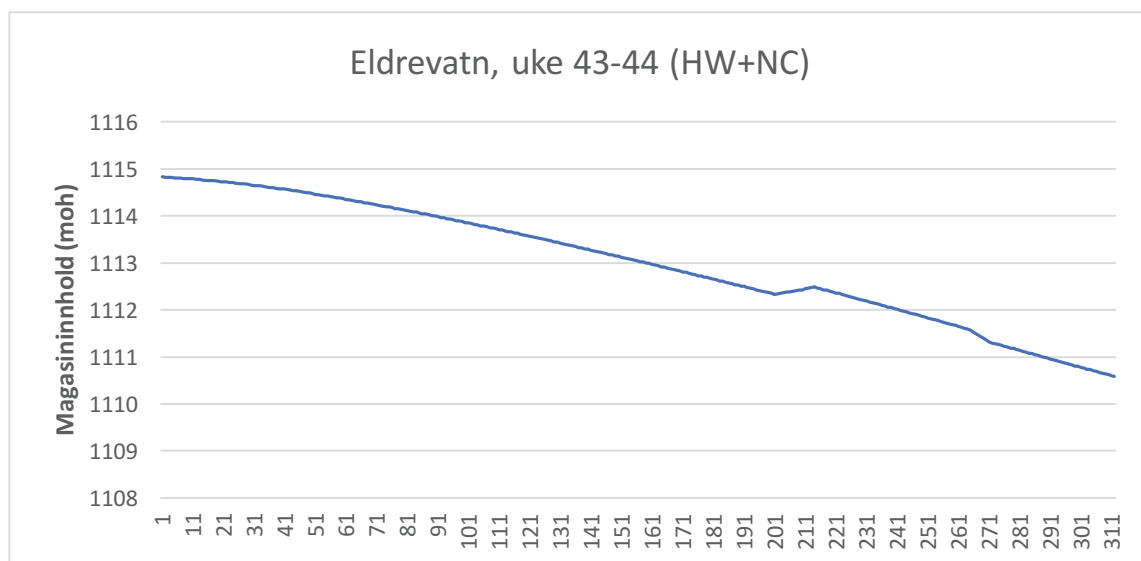


Figur 73: Pumpe- og produksjonsprofil for Øljusjøen fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

Dette caset er svært begrenset, hva gjelder produksjonsmengde. Allikevel kan det være nyttig som testeksempel for SHOP, ettersom kjøringen her viser at modellen optimerer etter de reelle kriteriene for lønnsomhet. Det vil være rimelig å anta at start/stoppkostnader blir hensyntatt, ettersom modellen ikke kjøres på pristopper i starten av perioden, til tross for at disse er marginalt høyere enn vannverdien.

Resultatet, fratrullet 20 000 NOK i start/stoppkostnader i dette caset, ligger på **208 547 NOK**. Hadde vannbalansen vært i fokus, ville noe mindre turbinkjøring vært foreslått, slik at resultatet ville blitt redusert. Caset tjener allikevel som eksempel på at kortvarige og tidsbegrensede turbin-/pumpesykluser kan være lønnsomme.

Magasininnholdet faller nokså markant i denne perioden. Dette skyldes at tilsiget i perioden er redusert til i underkant av 2 m³/sek, og at Borgund kjøres jevnt uten tilførsel fra Øljusjøen over brorparten av de to ukene.



Figur 74: Magasinutvikling for Eldrevatn med kjøreplan fra SHOP. Kilde: simuleringer i SHOP.

Diskusjon

Til tross for at analysen i denne oppgaven har gitt et sett med konkrete forslag til kjøremønster i Øljusjøen, er det allikevel viktig å drøfte aspekter rundt disse som vil kunne lede til alternative eller endrede resultater. I dette kapitlet vil resultatene drøftes, med målsetning om å tydeliggjøre begrensninger for hvordan disse kan brukes i praksis.

7.1 Verdien av kortvarige pumpesykluser med 100 % vannbalanse

Som vist i de manuelle analysene av uke 37-38 i Basis- og HW-scenariene, vil det være mulig å oppnå et positivt økonomisk resultat ved bruke nøyaktig samme vannmengde til pumping og turbinkjøring, såfremt prisvolatiliteten er stor nok. Denne typen disponering vil ikke endre forutsetningene i systemet, og står seg dermed som en tilnærmet kompromissløs inntektsform. Det vil være nærliggende å se for seg at denne typen disponering kan la seg gjøre over korte perioder, også om vinteren, når turbinen tradisjonelt er låst til turbindrift. Til tross for at disse kortsiktige pumpemønstrene kun vil generere begrensede inntekter i størrelsesorden 47 000 kr, som vist i eksemplene, vil det allikevel kunne føre til betydelige merinntekter til anlegget dersom det utføres nok ganger over året. Igjen så er det viktig å understreke at disse bruksmønstrene ikke går utover produksjonsplanene, verken før eller etter de utføres.

7.2 Egnethet for kortsiktig pumping frem til 2025

Historisk og opptil i dag har pumpekraftverk i Norge i hovedsak blitt brukt med den hensikt å disponere vann mellom sesonger (Lie 2013). Det er flere grunner til dette, deriblant periodevis tvungen turbin- eller pumpedrift og fravær av tilstrekkelig prisvolatilitet til å drive lønnsomt. Dersom realiserte spotpriser i NO5 faktisk får en volatilitet som illustrert i denne oppgaven, er det rimelig å hevde at Øljusjøen stasjon bør forvaltes etter rådende praksis. Resultatene er dermed med på å underbygge dagens bruksmønster i pumpeturbiner, og antyder samtidig at disse prinsippene vil komme til å gjelde i stor grad, også i 2025.

Allikevel er det vist at aktive kjøremønstre med vekselvis turbin- og pumpedrift kan lønne seg, men i en svært begrenset utstrekning for de simulerte prisbildene for 2025. Hvis prisvolatiliteten skulle øke i tiårene etter 2025, slik det antydes av siterte kraftmarkedsanalyser (Bøhnsdalen et al. 2016), vil potensialet for lønnsomhet kunne spre seg til flere perioder av året.

7.3 Sammenlikningsgrunnlag og måling av merverdi

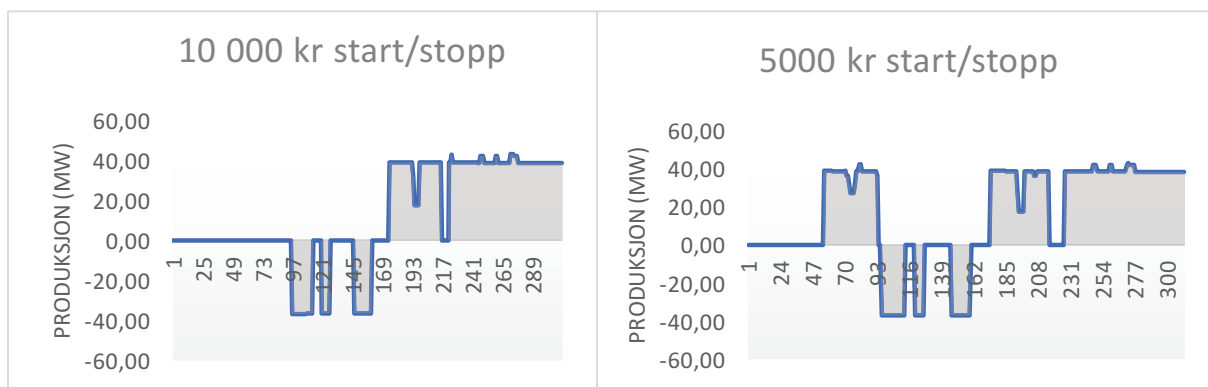
Som redegjort for tidligere i oppgaven, har Øljusjøen tradisjonelt i liten utstrekning blitt kjørt etter prissignaler i markedet, men heller med sikte på å disponere vannet i systemet på en best mulig måte i mellom sesonger. Ettersom disponeringen av pumpeturbinen har vært styrt av nettopp prissignaler i denne oppgaven, har det vært utfordrende å relatere en konkret merverdi til resultatene her, da sammenlikningsgrunnlaget og prinsippene for disponering er forskjellige. Usikkerhet rundt magasintilstander og tilsigsprognoser for 2025 vil også bidra til at det er misvisende å sammenlikne historikk i anlegget mot oppgavens resultater i form av NOK.

Dersom merverdi eksempelvis måles etter oppnådd økonomisk resultat i en toukersperiode, vil en foreslått kjøreplan med overvekt av pumping kunne være negativ for Østfold Energi. Ettersom tilsvarende uker i tidligere år kan ha vært brukt til ren turbinkjøring, vil ikke disse ha noen kostander i form av pumping og start/stopp relatert til seg, og dermed generere et bedre resultat. Dessuten er det historiske prisnivået ulikt nivået i prisscenariene for 2025. Av disse årsakene blir det misvisende å bruke økonomisk resultat som sammenlikningsgrunnlag for resultatene i denne analysen.

På bakgrunn av det ovennevnte blir merverdien av oppgavens resultater selve lønnsomheten ved å drive vekselvis pumpe- og turbindrif i en periode, med priser som utløsende faktor. I perioder der det har blitt vist at pumping vil lønne seg, ved at det genereres en merinntekt av å bruke den samme vannmengden igjennom turbin- og pumpedrift, vil oppgavens resultater ha en verdi som dokumentasjon på at slike kjøreplaner har en hensikt.

7.4 Effekten av start/stoppkostnader

Som redegjort for tidligere, så kan det være svært vanskelig å utmåle start/stoppkostnader for ulike turbintyper og startmetoder. Det har videre vært vanskelig å oppdrive konkret teori rundt fastsettelse av denne kostnaden, noe som gjør at antakelsen på 10 000 kr er beheftet med mye usikkerhet. Hvor stor denne antas å være i analysen, vil ha signifikant innvirkning på resultatene, som vi ser av figuren under.



Figur 75: Illustrasjon av effekten ved å halvere start/stoppkostnaden i SHOP. Modellen foreslår betydelig mer turbinkjøring ved å endre kostnaden. Hentet fra simuleringene for uke 37-38 i HW-scenariet. Kilde: simuleringer i SHOP.

Sammenhengen mellom nødvendig lengde på pumpe-/turbinsyklusene og prisforskjellen utover break-even kravet vil naturligvis endre seg proporsjonalt med start/stoppkostnadene. Dette innebærer at resultatene fra denne oppgaven vil kunne være svært lite anvendelige i praksis, dersom antakelsen om disse kostnadene skulle være langt fra den faktiske kostnaden.

7.5 Nytteeffekten av å disponere vann mellom perioder

I denne oppgaven har fokuset vært å disponere pumping og turbindrift innen toukersperioder, med sikte på å øke overskuddet fra Øljusjøen kraftstasjon. Dette gir oppgaven en begrenset evne til å inkludere nytteeffekter som oppstår ved å ta senere perioders forhold med i betraktningen. Dersom fokuset hadde blitt utvidet til å optimere pumping og turbindrift over en fireukersperiode, vil dette kunne øke den økonomiske merverdien, da man fanger opp flere lavpris- og høyprisintervaller. Et slikt utvidet fokus ville innebåret at man flytter vann mellom toukersperiodene, og har derfor ikke vært en del av denne analysen.

7.6 Siktemagasin ved slutten av perioden

Som nevnt i forutsetningene for oppgaven, har det vært en målsetning ved modellkjøringene i SHOP å sørge for at magasinutfyllingen i Eldrevatn skal være tilnærmet lik i starten og ved slutten av en periode. Ettersom verktøyet ikke klarer å gjøre dette kriteriet til en bindende skranke, har magasininnivået avvekke noe mellom disse tidspunktene for de ulike kjøreplanene i resultatdelen. I den sammenheng er det viktig å presisere hvor vannet har gått, dersom avvikene er betydelige. Vann til pumping opp i systemet vil ha høyere verdi for senere perioder, sammenliknet med vann tappet igjennom hovedstasjonen. Hvordan og hvortil vannet fra Eldrevatn har gått i løpet av perioden har dermed en langsiktig verdi for resultatene av analysen i praksis.

Samtidig er det viktig å ta presisere at målsetningen om like magasin ved starten og slutten av perioder ikke nødvendigvis vil eksistere i praksis. Årsaken til dette ligger i forventet nedbør og tilsig til Borgund. Dersom man er i et tørt scenario, med tørre prognoser, vil man tilstrebe å ha samme siktemagasin som startmagasin, for å unngå fremtidig knapphet. I motsatt fall, når det varsles mye nedbør for kommende periode, er det ønskelig å senke Eldrevatn for å skape en buffer for fremtidig tilsigsøkning. Disse momentene er også viktige ved produksjonsbeslutningen i Øljusjøen kraftstasjon i praksis.

7.7 Drivere av prisvolatilitet

Fra de ulike prisscenariene, har det blitt tydelig at enkelte markedselementer skaper mer prisvolatilitet enn andre. Ettersom de absolutte prisforskjellene innad i de ulike periodene har vært mer markant, både i NC- og HW+NC- scenariene, er det mye som tyder på at tilførsel av en ekstra overføringskabel til Storbritannia vil ha større innvirkning på prisene enn 2000 MW vind i Norge utover forventning. Fra Statnetts prognose om fleksibilitet, som ble sitert i kapittelet om kraftmarkedet, kan denne observasjonen underbygges (Kringstad et al. 2018). Det kan altså være grunnlag for å fremme utvidelse av utvekslingskapasitet fremfor andre tiltak, dersom en vannkraftprodusent ønsker mer volatilitet i prisene i framtiden.

7.8 Usikkerhet og feilkilder

Ved analyse av et system så komplekst som Borgund, vil det være nødvendig å gjøre en rekke antakelser og forenklinger, som i praksis vil kunne begrense anvendeligheten til resultatene i oppgaven betydelig. I påfølgende avsnitt vil mulige feilkilder drøftes nærmere.

SHOP er et optimaliseringsverktøy som baserer seg på suksessiv lineær programmering. Da Borgund kraftverk er et svært komplekst og sammensatt system, bestående av enkelte ikke-lineære sammenhenger, vil dette kunne føre til løsninger fra SHOP som ikke nødvendigvis er optimale. Modellen kan også komme med løsninger som ikke er fysisk mulige, grunnet begrensninger i tapping fra overliggende magasiner, samt strenge krav til sommer-LRV i Eldrevatn som begrenser frihetsgraden til SHOP modellen. Derfor vil modellen kontinuerlig teste kostnaden på å bryte en taktisk grense på et magasin, opp mot inntekten ved å disponere dette vannet i stasjonene. Som følge av dette har det vært hensiktsmessig å avgrense analysen til kun å dreie seg om Øljusjøen og Eldrevatn/Vasset, og ikke øvrige magasiner i systemet.

Dermed finner modellen en optimal løsning innen de konstruerte rammene, som ikke nødvendigvis er den mest optimale løsningen for det helhetlige systemet i praksis.

Hvordan SHOP disponerer pumpeturbinen er også svært avhengig av **tilsigsforhold**, som avgjør hvor mye vann som må tappes fra Øljusjøen for å sikre nok vann til Borgund kraftstasjon. Som redegjort for i delen om tilsig, innledningsvis i oppgaven, er variasjonen mellom tørrår og våtår betydelig i Borgund (Birkeland 2018b). Tilsigsverdiene som har blitt anvendt i simuleringene i denne oppgaven, baserer seg på en gjennomsnittsverdi av tilsiget til Borgund for årene mellom 2002 og 2009, noe som er et relativt begrenset datagrunnlag. Dette innebærer for det første at resultatene i denne analysen vil være lite anvendelige, dersom det faktiske tilsiget i et år avviker betydelig fra gjennomsnittsverdiene i denne oppgaven. For det andre vil det være beheftet stor usikkerhet til hvor godt tilsigsverdiene i oppgaven representerer et reelt gjennomsnitt i systemet, ettersom verdien kun er basert på åtte år med målinger.

Prisdataene som ligger som beslutningsgrunnlag for hele analysen, er basert på prognoser med en tidshorisont på syv år. At den forventede utviklingen skal treffe på alle punkter er svært usikkert, og at uforventede hendelser ikke forekommer er usannsynlig. Videre er simuleringene foretatt i Balmorel, av eksterne fagpersoner ved NMBU. Dette innebærer at evt. feil i inputverdier og forutsetninger for analysene her ikke kan kontrolleres av forfatteren bak denne oppgaven. Disse elementene samlet sett gjør at det er beheftet stor grad av usikkerhet til prisprognosenes evne til å representere kraftåret 2025, og videre at oppgavens resultater kan være lite anvendelige for den reelle situasjonen i 2025.

Konklusjon

I denne oppgaven har målet vært å besvare tre ulike problemstillinger. Under følger en oppsummering omkring hvordan disse har blitt besvart igjennom oppgaveteksten.

1. For hvilke perioder av året er det aktuelt å endre kjøremønster i Øljusjøen kraftstasjon?

Det innledende spørsmålet har blitt besvart ved å analysere historiske tilsigsverdier, magasinnivåer og produksjons- og prisdata, supplert med kommunikasjon med produksjonsplanleggere i Østfold Energi. Fra disse studiene fremgikk det at pumpeturbinen i Øljusjøen er tilnærmet låst til turbin- eller pumpedrift over store deler av året, men at periodene fra mars til midten av mai og fra august til oktober åpner for omdisponering av pumpen. Dette skyldes at vårløsningen alltid utløser tvungen pumpedrift for å unngå vanntap i systemet som helhet, men også at Øljusjøen stasjon går mye som turbin på vinteren, for å forsyne vann til underliggende stasjoner i strengen, og for å opprettholde minstevannføringen.

Det er videre slik at den kortsiktige disponeringen som har vært fokuset i denne oppgaven, ikke skal påvirke den langsiktige og sesongmessige planleggingen negativt i nevneverdig grad. Av denne grunn har det vært nødvendig å sette som krav for de ulike analysene i oppgaven at siktemagasinet i Eldrevatn skal forandres i minst mulig grad igjennom perioden. På denne måten har løsningene sørget for at forutsetningene for videre disponering av vannet ikke endres til nevneverdig utstrekning. Dette er spesielt viktig for vårperioden, der rasjonering mellom de ulike ukene er en sentral styringsfaktor i disponeringen.

2. Hvordan vil prisbildet for 2025 påvirke grunnlaget for inntjening i disse periodene?

Som tidligere presentert, har fire ulike prisscenarier for 2025 ligget som grunnlag for analysene i denne oppgaven. Disse ble videre delt inn i toukersperioder for optimering, innad i de to sesongene som har åpnet for endret disponering av Øljusjøen. Til tross for at prisvolatiliteten over året øker i samtlige scenarier sammenliknet med de historiske prisene, vil ikke denne være stor nok til at aktiv veksel drift i pumpeturbinen vil lønne seg om våren. På høsten derimot, vil prisvolatiliteten være betydelig nok til at en bruksendring kan være lønnsom for enkelte perioder. Særlig uke 37-38 har vist seg å være attraktive for kortsiktig og prisstyrt disponering av Øljusjøen, for samtlige prisscenarier. For NC- og HW+NC- scenariene har de to påfølgende

ukene, altså 39-40, også inneholdt volatilitetsnivåer som muliggjør profitabel omdisponering av pumpeturbinen. Til tross for disse periodene med store prisforskjeller, har også høsten vært preget av utilstrekkelig volatilitet i kraftprisene for brorparten av periodene, i samtlige prisscenarier.

Disse funnene impliserer at det forventede prisnivået i 2025 (basis), både med og uten 2000 MW utvidet kapasitet med vind i Norge (HW), vil ha en svært begrenset egnethet for bruksendringer på kort sikt i Øljusjøen. For begge scenariene som inneholder en overføringskabel utover planlagt kapasitet, peker analysene mot at en prisstyrt bruksendring i Øljusjøen kan være noe mer aktuell, men også her er prisvolatiliteten begrenset innenfor brorparten av de aktuelle analyseperiodene.

3. Hvordan kan pumpeturbinen brukes annerledes i 2025 sammenliknet med i dag, for å oppnå økt lønnsomhet for kraftprodusenten?

Aktiv veksling mellom pumpe- og turbindrift er kun lønnsomt i enkelte av toukersperiodene for de ulike prisscenariene, som vist over. Innenfor disse periodene, kan produsenten pumpe i perioder der prisbunnene er tilstrekkelig lave og lange i varighet, og produsere i de motsatte periodene. I de ulike casene i denne analysen, har det blitt vist hvordan ulike kjøremønstre kan se ut, dersom produsenten ønsker å optimalisere på kort sik. Det sentrale her blir å sørge for at start/stoppkostnadene tas høyde for i disponeringen, ved at start av pumpeturbinen unngås ved kortvarige prisavvik, til tross for at den prosentvise forskjellen kan være betydelig høyere enn 28 %.

Det kan dermed konkluderes med at kortsiktig og prisstyrt disponering av pumpen kan være lønnsomt i 2025, men dog i et nokså begrenset omfang. Dette fordrer at produsenten disponerer vannet på en slik måte at dette ikke går utover den langsiktige planleggingen. Sistnevnte kan sikres ved å lage kjøreplaner med 100 % opprettholdelse av vannbalanse, som vist av Excel-casene i resultatdelen.

8.1 Veien videre

Ved å analysere pumpekraft og lønnsomhet i Øljusjøen innenfor strenge rammer og skranker, vil det naturligvis oppstå flere nye problemstillinger. Grunnet oppgavens begrensede omfang i tid og lengde, vil det være svært vanskelig og lite hensiktsmessig å forsøke å besvare disse i denne analysen. I den avsluttende delen av oppgaven vil enkelte av disse momentene nevnes og drøftes kort, med sikte på å inspirere til videre undersøkelse av temaene.

- **Analyse av priser over større tidshorisont**

I denne oppgaven har pris- og beslutningsgrunnlaget vært forankret i prognoser for 2025, hvilket er innen nokså nær fremtid relativt til den generelle analysehorisonten for kraftprisen. Av kapittelet om drivere av kraftprisen tidligere i oppgaven, fremgår det at volatiliteten i kraftprisen vil kunne øke mer utover de neste tiårene, sammenliknet med 2025 (Bøhnsdalen et al. 2016). Det kunne derfor være av interesse å undersøke mer inngående hvordan prisvolatiliteten i kraftmarkedet utvikler seg etter 2025, og deretter å anvende disse prisprofilene i tilsvarende analyse som i denne oppgaven.

- **Endret lønnsomhetsvurdering ved fleksibilitetsmarkeder**

Som nevnt i innledningen, er sentrale aktører innen kraftbransjen i ferd med å utvikle et pilotprosjekt med løsninger for et såkalt fleksibilitetsmarked (Vilnes 2017). Dersom dette realiseres for markedet i stor skala, vil pumpekraft kunne generere inntekter på en annen måte enn i dag, ettersom både pumpe- og turbindrift vil kunne tilbys som en leveranse i markedet. I så måte vil kravet til minimum prisvolatilitet for å oppnå profitt kunne gå ned, ettersom produsenten kan få inntekter fra flere aktiviteter ved siden av utnyttelse av prisarbitrasje. Hvis dette markedet realiseres i stor skala, vil beregningene i denne oppgaven være svært mangelfulle. Det vil i tilfelle være av stor interesse for Østfold Energi og andre besittere av pumpekapasitet, å undersøke hvordan markedsdesignet og løsningene her vil påvirke disponeringen av og lønnsomheten i pumpeturbinen.

- **Tiltak for å øke handlefriheten i Borgund-systemet**

Som det har fremgått tydelige av denne analysen, så er det flere forhold som setter begrensninger på disponeringen av vannet i Borgund kraftverk. Dette fører til at pumpeturbinen i Øljusjøen ikke kan disponeres fritt over store deler av året, hvilket gjør at potensielle perioder med prissignaler som åpner for lønnsomhet i pumpeturbinen allikevel ikke er aktuelle for

vekselvis pumpe-/turbindrift. De begrensede magasinkapasitetene til Vasset og Eldrevatn, samt minstevannføringen i Lærdalselva, er blant faktorene som legger rammer for Øljusjøen. I denne sammenheng, ville det være av å interesse å undersøke hvilke tiltak som kan gjøres for å øke frihetsgradene rundt disponeringen av pumpeturbinen. Dette kunne eksempelvis være å øke turbinstørrelsen i Øljusjøen, slik at slukeevnen, og dermed også evnen til hurtig regulering, øker. Et annet interessant tema for undersøkelse kunne vært magasinutvidelser for Eldrevatn og Vasset, for å se på hvordan dette ville redusert avhengigheten av Øljusjøen for produksjon i hovedstasjonen.

- **Modell for sammenheng mellom prisforskjell, antall timer i pumpe-/turbينmodus og start/stoppkostnader.**

I denne oppgaven har to hovedkriterier for lønnsom pumpe-/turbindrift blitt anvendt i analysen av de ulike casene; tilstrekkelig prisforskjell og tilstrekkelig antall timer i turbindrift for å dekke opp for start/stoppkostnader. For å vurdere hvor mange turbintimer som kreves for å dekke disse kostnadene, har total inntekt utover break-even- kravet pr time blitt delt på totale start/stoppkostnader i aktuelle case. Ved å verifisere at dette timeantallet er mindre enn eller lik ant timer med turbindrift i løsningen, er det tydelig at pumpeturbinen genererer et positivt resultat i aktuelle case. Begrensningen ved denne fremgangsmåten er at man kun finner en mulig, men ikke nødvendigvis optimal løsning innenfor de ovennevnte kriteriene.

På bakgrunn av dette kan det være av interesse å undersøke nærmere om hvorvidt det er mulig å utarbeide en modell for optimal allokering av pumpe- og turbinsykluser i en periode. I en slik modell ville korrelasjonen mellom antall start/stopp, prisforskjell i ulike sykluser innad i perioden og minimum antall timer i hver syklus være sentralt. Dette ville i tilfelle være et svært nyttig verktøy for produksjonsplanleggere i norske pumpekraftverk.

Bibliografi

- Alnæs, E. N. & Grøndahl, R. (2011). Klarering av spotmarkedet for elektrisk kraft. 30.
- Appunn, K. (2015). *Setting the power price: the merit order effect*: Cleanenergywire.org. Tilgjengelig fra: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect> (lest 24/01-18).
- Askeland, M. (2016). *Analysis of the Profitability of Energy Storage for RES in an Equilibrium Model of the Power Market*: NTNU.
- Birkeland, O. K. (2018a). *Kommunikasjon med biveileder*.
- Birkeland, O. K. (2018b). *Produksjonsdata*.
- Bruckner, T., Bashmakov, I. A. & Mulugetta, Y. (2014). Mitigation on climate change: ipcc. 60 s.
- Bøhnsdalen, E. T., Vastermark, K. L., Døskeland, I. H., Holmefjord, V., Aarstad, J. & Kringstad, A. (2016). Langsiktig markedsanalyse, Norden og Europa 2016-2040: Statnett. 112 s.
- Capion, K., Stryg, M. & Poulsen, K. R. (2018). Elpris Outlook 2018: Dansk Energi.
- DN. (2018). *Aksjeordbok*. Tilgjengelig fra: <https://www.dn.no/nyheter/finans/2016/01/20/1458/Ordbok/aksjeordbok> (lest 02/05).
- Fjærvold, K.-T. (2017). *Start/stopp-kostnader i Statkraft*.
- Fladen, B., Holmqvist, E. & Bachke, D. (2010). Veileder i planlegging, bygging og drift av småkraftverk. 137 s.
- Fosso, O. B. & Belsnes, M. (2012). Produksjonsplanlegging i vannkraftbaserte system, del 3: NTNU.
- Fosso, O. B. & Doorman, G. (2012). Produksjonsplanlegging i vannkraftbaserte systemer, del 1: NTNU. 106 s.
- Grøtnebø, O. (2018). *Om pumpekraft*.
- Hanssen-Bauer, I. e. a. (2016). Klima i Norge 2100. 103.
- IEA. (2013). Energy policies of IEA Countries - Germany. 200 s.
- Kirkerud, J. G. (2018). *Beskrivelse av prisdata 2025*.
- Kirkerud, J. G. & Bolkesjø, T. F. (2018). *Analyse av kraftprisene i 2025 på timesnivå*: NMBU.
- Kringstad, A., Holmefjord, V. & Aarstad, J. (2018). Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet: Statnett. 56 s.
- Lie, Ø. (2013). Småskala pumpekraftverk kan bli mer lønnsomme enn store. *TU*.
- LVK. (2018). *Kraftuttrykk*. Tilgjengelig fra: <http://lvk.no/LVK/Om-LVK/Kraftuttrykk> (lest 29/01).
- Nilsen, E. (2010). Øljusjøen pumpekraftverk - Beregning av energiekvivalenter: Norconsult. 17 s.
- NordPool. (2018). Historical market data. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- Ravn, H. (2018). *Balmorel*. Tilgjengelig fra: <http://www.balmorel.com/index.php/the-balmorel-concept> (lest 01/05).
- Skjelbreid, H. I. (2018). *SHOP*. Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/programvare/shop/> (lest 10/4).
- Söderström, W. (2017). *Day-Ahead Market: Elspot and the European market coupling*. The Physical and Financial Markets: NordPool.
- Vilnes, O. (2017). Starter markeds plass for fleksibilitet. *Montel*.
- ØstfoldEnergi. (2010). *Borgund kraftverk*: Østfold Energi. Tilgjengelig fra: http://www.ostfoldenergi.no/_attachment/734/binary/19141?_download=true.

Aasprong Brekke, T., Breidlid, E., Johnsen, J., Karlsrud, A., Rye, E. A. & Sveggen Haraldseth, M. (2015). Markedsløsninger for neste generasjon kraftsystem. 82 s.

Vedlegg

Vedlegg 1: Typer bud i spotmarkedet

Timesbud er en kombinasjon av en pris og et gitt volum, som gjelder for en time av døgnet. For at et timesbud skal aksepteres, må det være "in the money". Dette betyr at budet må være lavere eller høyere enn den aktuelle områdeprisen, for henholdsvis produsenter og konsumenter. Dersom det motsatte er tilfellet, er budet "out of the money", og det avvises. I tilfeller der budet er lik den klarerte markedsprisen i gitte time blir det delvis akseptert, og aktøren får delvis tilslag for innmeldt volum. Budet er i så tilfelle "at the money". Timesbud er den vanligste typen av bud (Alnæs & Grøndahl 2011).

Fleksible timesbud er som vanlige timesbud, men uten spesifisering av tidspunkt på døgnet. Budet vil altså aksepteres i den timen i det aktuelle døgnet der det er mindre enn eller lik spotprisen, dersom dette eksisterer (Alnæs & Grøndahl 2011).

Blokkbud må spenne over minst 3 timer, og inneholde samme kombinasjon av pris og volum for alle timene det gjelder for. For disse budene gjelder alt eller ingenting- de blir enten akseptert eller avvist i sin helhet. Ettersom budet må bli akseptert for alle timene det gjelder for, har det en såkalt timesavhengighet. Skal et blokkbud være "in the money", må den gjennomsnittlige spotprisen over alle timene budet gjelder for, være høyere eller lavere enn budet for henholdsvis kjøps- og salgsbud (Alnæs & Grøndahl 2011).

Lenkede blokkbud og **konvertible blokkbud** er andre alternativer av blokkbud, der gjensidig avhengighet mellom bud og fjerning av timesavhengighet er mulig å legge til i innmeldingen (Alnæs & Grøndahl 2011).

Vedlegg 2: Reservekraft- og regulerkraftopsjonsmarkedet

For ubalanser på kort sikt som oppstår etter at Elbas-markedet er klarert, vil Statnett handle i **reservekraftmarkedet (RKM)** for opp- og nedregulering på vegne av aktørene i ubalanse. Her kan produsenter og konsumenter by inn endret produksjon eller forbruk inntil 45 min før driftstimen. Det generes på bakgrunn av dette en felles nordisk liste over regulerkraft, der den billigste reguleringen aktiveres først. Hensikten med dette markedet er at de systemansvarlige TSOene i det nordiske kraftmarkedet skal sikre momentan balanse i henhold til frekvenskravet på 50 Hz i overføringsnettet. I tillegg brukes dette markedet til å sørge for tilfredsstillende lokal forsyning ved å håndtere regionale flaskehalser (Aasprong Brekke et al. 2015).

For mindre og mer akutte endringer i frekvens, har systemet også tilgang på primær- og sekundærreserver, som handles inn før markedsklarering i Elspot, og aktiveres automatisk ved avvik (Söderström 2017).

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) er et finansielt kapasitetsmarked, skapt for å dekke det nasjonale behovet for reguleringsressurser. Her kjøper Statnett opsjoner på reguleringsevne av aktørene i markedet, ved at sistnevnte garanterer for reguleringskapasitet i en gitt periode. Dette i form av opptrappet produksjon eller nedtrappet forbruk. Statnett sikrer seg over ulike tidshorisonter ved å handle i RKOM-sesong eller RKOM-uke. Aksepterte effektbud i RKOM skal være tilgjengelige i RKM i det aktuelle tidsrommet (Aasprong Brekke et al. 2015).



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway