

Beslutningsstøtte med kontinuerlig virkningsgradsmåling i vannkraftverk

Einar Johan Ruud

Industriell økonomi og teknologiledelse

Innlevert: juni 2017

Hovedveileder: Stein-Erik Fleten, IØT

Medveileder: Ole Gunnar Dahlhaug, Vannkraftlaboratoriet

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse

Forord

Denne Masteroppgaven markerer avslutningen på sivilingeniørstudiet i Industriell Økonomi og Teknologiledelse med fordypning i investering, finans og økonomistyring ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet.

Masteroppgaven er et resultat av inspirasjon jeg fikk sommeren 2016 i Sira-Kvina Kraftselskap. Her så jeg hvordan marginale forbedringer i store vannkraftverk kunne få store økonomiske konsekvenser. Jeg identifiserte samtidig et behov for kontinuerlig virkningsgradsmåling, og så for meg hvordan dette kunne brukes i vedlikeholdsplanlegging og produksjonsoptimering. Det som gjorde oppgaven særlig interessant var oppdagelsen av Erik Jacques Wiborg sin doktorgrad «Contionous Efficiency Measurments on Hydro Power Plants». Han disputerte i desember 2016, og denne oppgaven er en naturlig fortsettelse av hans arbeid.

Jeg har gjennom hele semesteret hatt god kontakt med Wiborg og Flow Design Bureau AS (FDB), som har vært en sentral del av doktorgraden til Wiborg.

Jeg har som en del av arbeidet også hatt kontakt med de største kraftselskapene i Norge både på telefon og fysiske møter. Jeg har blant annet besøkt Norsk Hydros Driftsentral på Rjukan, TrønderEnergis Driftsentral på Berkåk, Brattset Kraftverk, vært med Statkrafts prosjektledelse og FDB i Trollheim Kraftverk, besøkt Rainpowers Turbinlaboratorie i Trondheim, jobbet en dag på Statkrafts hovedkontor, besøkt Statkraft på Sluppen i Trondheim og holdt en presentasjon av kjøremønsteranalyse for TrønderEnergi i deres hovedkontor på Lerkendal. Jeg har også tilbrakt et par uker i Sirdal hos Sira-Kvina Kraftselskap og fordypet meg i det som omtales som Norges mest imponerende reguleringsystem. Samarbeidet med Sira-Kvina har vært avgjørende for masteroppgaven.

Det har vært en svært lærerik prosess hvor jeg har lært av enkeltpersoner og fått muligheten til å lære meg «State-of-the-art» produksjonsplanleggingsverktøy som for eksempel Powel Shop og Powel Sim. Jeg har også blitt orientert om hva de største kraftselskapene ser for seg i fremtiden både med tanke på muligheter og utfordringer.

Executive Summary

The power market in northern Europe is facing an increasing share of unpredictable renewable energy sources such as wind and solar power. This poses challenges for production planning and regulation of power generation. It will be crucial to have large power reserves available as a buffer against the unpredictability of these energy sources. The largest Norwegian hydroelectric power stations can help deliver this power reserve. By 2021 there will be 8900 MW in transmission capacity from Norway to Europe. Norwegian power companies rely on exporting power reserves and electricity to maintain their income. The large hydropower developments in Norway are finished and small hydro power stations (< 10 MW) are becoming increasingly disputed. We are encountering a time with low electricity prices, increasing energy efficiency, less power-intensive industry and increasing energy production. The sum of these factors makes it important to optimize the utilization of existing large hydropower stations.

This thesis therefore looks at one of the tools for optimizing large hydroelectric power stations, *continuous efficiency measurement*, and how this could be used for decision support. This decision support includes investments, production planning and evaluation tools for the hydropower industry. Both qualitative interviews and quantitative analyzes of large amounts of data have been performed.

One of the main findings is that power companies are facing a loss of efficiency without being aware of it. There is also limited knowledge about what the earnings from hydropower could have been at optimum. It is possible to live happily ignorant, but for large power stations (> 100 MW), this risk may be irresponsible to live with. Continuous efficiency measurements reduces this risk to pure measurement uncertainty and can also be a very important tool for maintenance planning and production optimization.

In order to get involved in the routines related to turbine runner efficiency and efficiency measurements in the industry, a survey of over 220 turbines in the 80 largest power stations in Norway was performed. Here it was found that pelton runners are measured more often than francis, and that francis runners are in average in operation twice the time of a pelton runner. Some turbines are also very old. If all turbines in these power stations older than 20 years could be improved by 0.75%, it equals about 2100 GWh for Norway in increased production or an increase in 1.5 % of Norway's energy production.

The thesis explains through cases why it is essential to do turbine upgrades at the right time. Therefore, a new method for investment has been developed, based on real options theory with «Investment Lag». Power companies have a continuous real option to make investments in their power plants. This is not widely described in existing theory. Therefore, an article about turbine refurbishment have been written and could be found in Appendix 1.

There is also identified an improvement potential by analyzing the production pattern in large power stations. Continuous efficiency measurements could help ensure that these analyzes get the correct data. It is indicated that the learning effect that can be achieved for some power plants due to continuous efficiency measurement can be between 0 and 2 percent in production optimization, although this requires further research.

Sammendrag

Fremtidens energimiks i Nord-Europa er preget av en stadig større andel uforutsigbare fornybare energikilder som vind og sol, og dette medfører utfordringer for produksjonsplanlegging og regulering av kraftproduksjon. Det vil være avgjørende å ha store effektreserver tilgjengelig som buffer mot uforutsigbarheten til disse energikildene. De største norske vannkraftverkene kan bidra til å levere denne effekten. I 2021 vil det være 8900 MW i overføringskapasitet til utlandet. Norske kraftselskaper er avhengige av å eksportere kraft og effekt for å opprettholde inntjeningen. De store vannkraftutbyggingene i Norge er gjort og småkraft blir stadig mer omdiskutert. Vi er inne i en tid med lave kraftpriser, økende energieffektivisering, mindre kraftkrevende industri og økende energiproduksjon. Summen av disse faktorene gjør at det blir viktig å optimalisere utnyttelsen av eksisterende store vannkraftanlegg.

Denne oppgaven ser derfor på et av verktøyene for optimalisering av store vannkraftverk, *kontinuerlig virkningsgradsmåling*, og hvordan dette kan brukes til beslutningsstøtte. Denne beslutningsstøtten omfatter både investeringer, produksjonsplanlegging og evalueringsverktøy for vannkraftindustrien. Det er utført både kvalitative intervjuer og kvantitative analyser av store mengder data.

Et av hovedfunnene er at kraftselskap står overfor virkningsgradstap uten selv å være klar over det, inntjeningen er god, men det er liten kunnskap om hvor stor den kunne ha vært. Det er mulig å leve lykkelig uvitende, men for store kraftverk (> 100 MW), kan denne risikoen i en del tilfeller være uforvarselig å leve med. Kontinuerlig virkningsgradsmåling reduserer denne risikoen til ren måleusikkerhet og kan i tillegg være et svært viktig verktøy til vedlikeholdsplanlegging og produksjonsoptimering.

For å sette seg inn i rutinene rundt løpehjul og virkningsgradsmålinger ble det gjort en undersøkelse av over 220 turbiner i de 80 største kraftverkene i Norge. Her viste det seg at peltonhjul måles oftere enn francis, og at francishjul er ofte over dobbelt så gamle som peltonhjul. Enkelte turbiner er også svært gamle. Dersom turbiner alle turbiner i disse kraftverkene eldre enn 20 år kunne forbedres med 0.75 % tilsvarer det rundt 2100 GWh eller en økning av Norges elektrisitetsproduksjon på 1.5 %.

Opgaven gjør rede for gjennom eksempler hvorfor det er essensielt å gjøre tubinoppgraderinger på riktig tidspunkt. Der er derfor utviklet en ny metode for løpehjulsinvesteringer som tar utgangspunkt i realopsjonsteori med «Investment lag». Kraftselskap har en kontinuerlig realopsjon til å gjøre investeringer i sine kraftverk. Dette er lite beskrevet i eksisterende teori, derfor er det skrevet en artikkel som tar for seg dette i Appendix 1.

Det er også identifisert et behov og tilhørende forbedringspotensiale ved å analysere kjøremønster i store norske kraftverk. Kontinuerlig virkningsgradsmåling vil kunne bidra til at disse analysene får korrekte data. Det er antydning at læringseffekten som kan oppnås for noen kraftverk som følge av kontinuerlig virkningsgradsmåling kan være mellom 0 og 2 prosent i produksjonsoptimering, selv om dette krever ytterligere forskning.

Takk til:

Det er mange som har bidratt i denne Masteroppgaven og lært meg mye. Jeg vil spesielt takke mine veiledere Stein-Erik Fleten ved Institutt for Industriell Økonomi og Teknologiledelse og Ole Gunnar Dahlhaug ved Vannkraftlaboratoriet for god faglig støtte og veiledning underveis.

En særlig takk til:

Einar Thygesen, Produksjonssjef Sira-Kvina Kraftselskap
Erik Wiborg, Prosjektleder, Statkraft
Sigbjørn Sødal, Professor, Universitetet i Agder

Mange i bransjen har også bidratt, takk til:

Fredrik Ringnes, Rainpower
Henning Lysaker, Rainpower
Ole Jakob Breivik, Agder-Energi Produksjon
Torgeir Besteland, Agder-Energi Produksjon
Roald Tjorteland, Agder-Energi Produksjon
Odd-Sverre Arnestad, BKK
Bjørn Stamnesfet, BKK
Atle Lundekvam, E-CO
Trond Thiis, Hydro
Marius Ausdal, Lyse Produksjon
Arve Jakobsen, Lyse Produksjon
Magnus Landstad, Lyse Produksjon
Per Ove Moa, NTE
Tor Åge Jensen, Salten Kraftsamband
Tor Løyning, Saundefaldene
Sigurd Netlandsnes, Sira-Kvina Kraftselskap
Per Jan Bakken, Sira-Kvina Kraftselskap
Kaspar Vereide, Sira-Kvina Kraftselskap
Torkil Nesum, Helgelandkraft
Thomas Olufsen, Helgelandkraft

Roald Amundsen, Siso Energi
Arne Helleland, Sunnhordaland Kraftland
Finn Gram, Østfold Energi
Ståle Granberg, Eidsiva Energi
Vidar Nylund, Eidsiva Energi
Kjetil Stene, TrønderEnergi
Trond Smeplass, TrønderEnergi
Mette Herrem, TrønderEnergi
Magne Røen, TrønderEnergi
Gunnar Aronsen, TrønderE
Frode Vassenden, TrønderEnergi
Karl Ludvig Refsnæs, TrønderEnergi
Morten Kjelsen, FDB
Haakon Francke, FDB
Marte Mestvedthagen, NTNU
Frode Rømo, Sintef
Jørgen Ramdal, Statkraft
Thea Bruun-Olsen, Statkraft
Fredd Kristiansen, Statkraft
Stig Falling, Tafjord Kraft
Anne Vea, Powel



Innholdsfortegnelse

0. Forkortelser og ordforklaringer	10
------------------------------------	----

Introduksjon

1. Introduksjon	14
Typer vannkraftverk	14
Forskningsspørsmål	16
2. Teknisk bakgrunn	18
Virkningsgrad	18
Hva er en turbin?	20
Turbinvirkningsgrad og kraftverksdrift	24
Måling av turbinvirkningsgrad	25
Kontinuerlig Virkningsgradsmåling	27
3. Risiko i Norske kraftverk	28
Usikkerhet rundt løpehjulbytter	28
Resultater	32
Risikoprofil	34

Bruksområder for Kontinuerlig virkningsgradsmåling

4. Optimal utskiftnings av turbinkomponenter	38
Dagens metoder	39
Modell 1: Utvidet nåverdi	40
Modell 2: Realopsjonsmodell med leveringstid	42
Turbinhavari	46
5. Produksjonsoptimering	48
Introduksjon til produksjonsplanlegging	48
Forbedringspotensialet	49
6. Prising av frekvensprodukter	50
Reservemarkedet	50
Eksempel	50
7. KPI/Benchmark for kraftverksdrift	52
Bakgrunnsteori	52
Kraftbransjens behov	52
Modell	53

Eksempler og mulighetsstudier

8. Sira-Kvina Kraftselskap	48
9. Optimalt Løpehjulsbytte Åna-Sira	60
Utvidet Nåverdi	61
Realopsjonsmodell med leveringstid	63
Simulering i Power SHOP	65
10. Produksjonsoptimering Duge	68
Situasjon	68
Forbedringsforslag	69
11. KPI: Verdi av sluttmagasiner	72
12. Tunnsjødal Kraftverk – Optimalt løpehjulsbytte	74
Utvidet Nåverdi	75
Realopsjonsmodell med leveringstid	76
13. Driva Kraftverk – Løpehjulsbytte og kjøremønstreanalyse	78

Diskusjon og konklusjon

14. Diskusjon og konklusjon	86
Konklusjon	86
Diskusjon	87
15. Forslag til videre arbeid	88

Referanser og Appendix

Liste over referanser	90
Appendix 1: Artikkel	
Appendix 2: Store Norske Kraftverk	
Appendix 3: Utrekning Åna-Sira	
Appendix 4: Matlab-Script - Realopsjonsmodell	
Appendix 5: Matlab-Script - Produksjonsoptimering	
Appendix 6: Matlab-Script - Kjøremønstreanalyse Driva	
Appendix 7: Volatiltetsberegninger	

Forkortelser og ordforklaringer

Ordforklaringene er forklart slik de er brukt i denne oppgaven.

Aggregat:	Samlebetegnelse for generator og turbin. maskin som omsetter vannets energi til elektrisk energi.
Bekkeinntak:	Vanninntak til kraftverk som ofte leder rett til tilløpstunellen for å få tilgang til større nedbørsområder og mer vann.
BEP:	Best Efficiency Point. Beste virkningsgradspunkt.
Dellast:	Last under BEP.
Frekvensprodukter:	Effektreserver som handles på Statnetss reservemarked og som skal bidra til å opprettholde nettfrekvensen til 50 Hz. Omtales noen ganger som systemtjenester
Kjøremønster:	Sier noe om hvordan kraftverket er kjørt over tid. Ofte uttrykt som hvordan turbineffekten varierer over tid.
KPI	Key Performance Indicator. En måte å kvantifisere prestasjonen til en organisasjon i form av et nøkkeltall.
Kraftselskap:	Selskap som drifter vannkraftverk med ansvar for blant annet investeringer og oppgraderinger.
Mekanisk levetid:	Levetiden til en teknisk komponent. Den kan ikke brukes til sitt egentlig formål etter levetiden.
Minstevannføring:	Minste tillatte vannføring i et regulert vassdrag. Uavhengig av kraftproduksjon må kraftverket opprettholde denne vannføringen.
Småkraft:	Kraftverk med mindre enn 10 MW installert effekt.
Store kraftverk:	Kraftverk med over 100 MW installert effekt.
Økonomisk levetid:	Tidspunktet hvor det er økonomisk lønnsomt å bytte ut en teknisk komponent.

Introduksjon





Foto: Sira-Kvina

Kapittel 1:

Introduksjon

Situasjonsbilde over norsk vannkraft

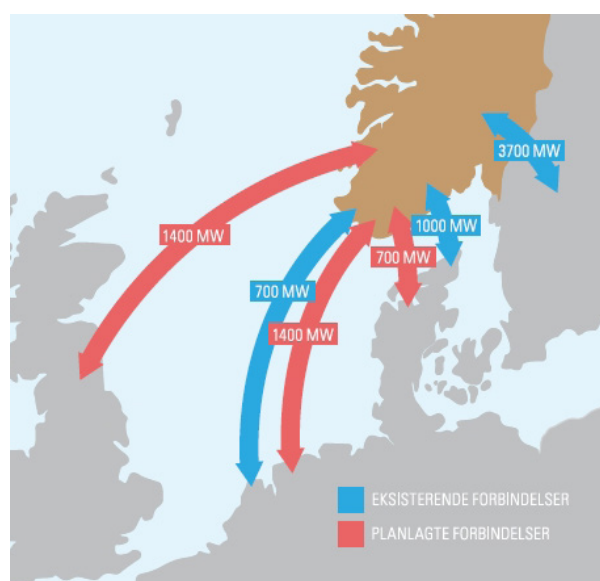
Energimiksen i Europa får en stadig større andel fornybar energi. Mye av dette er sol- og vindkraft som er preget av uforutsigbarhet i produksjon og planlegging. Dette fører igjen til større frekvensstabilitet i nettet. Flere studier viser at dette krever effektreserver som kan respondere hurtig. [Holtinnen et. Al, 2011] [Holtinen et. Al, 2012] [De Vos, 2011].

Norge produserer i et normalår rundt 130 TWh vannkraft [OED, 2015]. Det gjør Norge til verdens sjette største vannkraftprodusent [WE, 1]. Dersom vi ser på vannkraft per arealenheter er Norge suverent størst. Dette har gitt oss en kjempekompetanse i utbygging og drift av vannkraftverk, og store deler av tilgjengelig vannkraft i Norge er utbygd.

Norske elektrisitetsforbrukere konsumerer rundt 125 TWh [SSB 2], slik at differansen mellom forbruk og etterspørsel av elektrisitet i Norge er liten. Norge kan likevel spille en betydelig rolle som effektleverandør til Europa på grunn av vannkraftens enestående reguleringsevne [Vereide, 2015].

For at Norge skal kunne bidra med effekt og reguleringskraft til Europa er vi avhengige av overføringslinjer til Europa. Utlandskabler har vært et omdiskutert tema i nyhetsbildet, f.eks. [TU 1]. Norge har allerede inntatt rollen som effektleverandør gjennom 4 kabler til Danmark som gir 1700 MW i overføringsevne [Statnett]. NorNed forbinder Norge og Nederland med 700 MW overføringsevne [SNL, 2]. North Sea Link vil forbinde Norge og England i 2021 med 1400 MW overføringsevne [Statnett 3].

NordLink mellom Norge og Tyskland kommer i 2020 med 1400 MW overføringsevne [Statnett 2].



Figur 1: Overføringskabler til utlandet

Kilde: Norsk Klimastiftelse, 2013

Mange norske vannkraftverk er bygget for å kjøre med en konstant planlagt last. Det nye markedet tvinger frem en mer fleksibel kraftproduksjon på grunn av kraftigere og mer hyppige lastreguleringer [TU 1]. Dette kommer av at energimiksen blir mer fornybar og uforutsigbar. Både produksjonsplanlegging og kraft-regulering er mer utfordrende for energikilder som vind og sol.

1.1 TYPER VANNKRAFTVERK

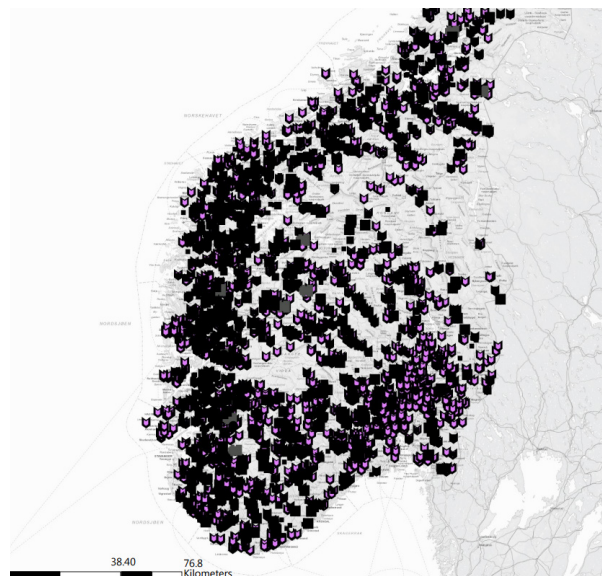
Ulike geografiske og hydrologiske forhold gir ulike typer vannkraftverk. Alle vannkraftverk vil uansett ha en form for trykksjakt hvor som gjør det mulig å utnytte vannets energi. For å få til dette har alle kraftverk en form for reservoar med stabile inntaksforhold.

Vannreservoaret kan variere fra noen kubikkmeter til mange hundre millioner kubikkmeter vann. Det varierer altså sterkt hvor god magasineringssevne vannkraftverk har. Rene elvekraftverk minner produksjonsmessig mest om vindkraft fordi de har liten reguleringsevne og produserer vannet som elven har minus eventuell minstevannføring. Småkraftverk har ofte også begrenset reguleringsevne på grunn av liten magasineringskapasitet. Dette gjør at effektbehovet til Nord-Europa kan være avhengig av de store norske kraftverkene med høy magasineringssevne og produksjonsfleksibilitet. Eksempelvis er en praktisk konsekvens av dette at likeretterstasjonen til nye Nord Link bygges rett ved Tonstad Kraftverk i Sirdal, Vest-Agder (Norges største kraftverk målt i produksjon). Nye North Sea Link bygges i nærheten av Kvilldal Kraftverk (Norges største målt i installert effekt).

Dette gjør det interessant å ta en nærmere kikk på sammensetningen av Norske vannkraftverk. I Norge finnes det rundt 1500 vannkraftverk [SNL, 1]. Mesteparten av elektrisitetsproduksjonen er dominert av store vannkraftverk. 10 % av kraftverkene står for 75 % av produksjonen [Appendix 2]. Store vannkraftverk i denne sammenheng kraftverk som har en installert effekt på 50 MW eller større. De største utbyggingene ble gjort mellom 1960 og 1990, etter dette har småkraft dominert. De siste 10 årene (2007-2016) har det blitt bygget 468 nye kraftverk. Disse hadde en gjennomsnittlig installert effekt på 4,12 MW.

Dersom det korrigeres for de største av disse:

- Sønnå H (212 MW) (2011)
- Blåfalli Vik (235 MW) (2007)
- Sønnå L (60 MW) (2008)
- Eiriksdal (80 MW) (2014)
- Kjøsnesfjorden (84 MW) (2010)



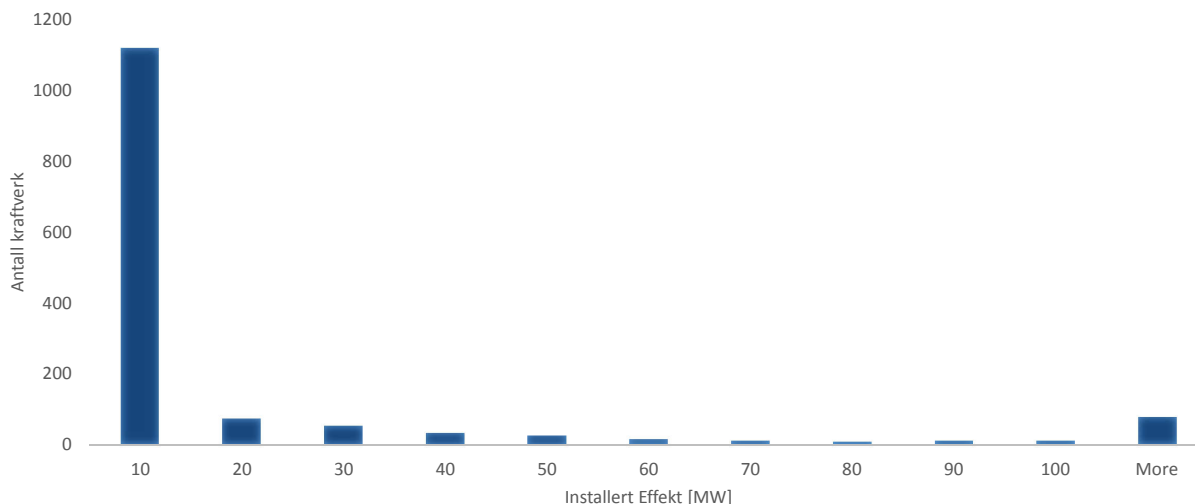
Figur 2: Utbyggingsnivå i Norge. Markeringer i kartet er vannkraftutbygginger.

Kilde: NVE Atlas

Står vi igjen med en gjennomsnittlig installert effekt på 2,72 MW. Vi snakker altså om en omfattende småkraftutbygging. Figur 2 fra NVEs database illustrerer utbyggingsnivået i Norge godt.

Dersom vi ser på distribusjonen av alle kraftverkene etter installert effekt i figur 3 er det tydelig at små kraftverk dominerer.

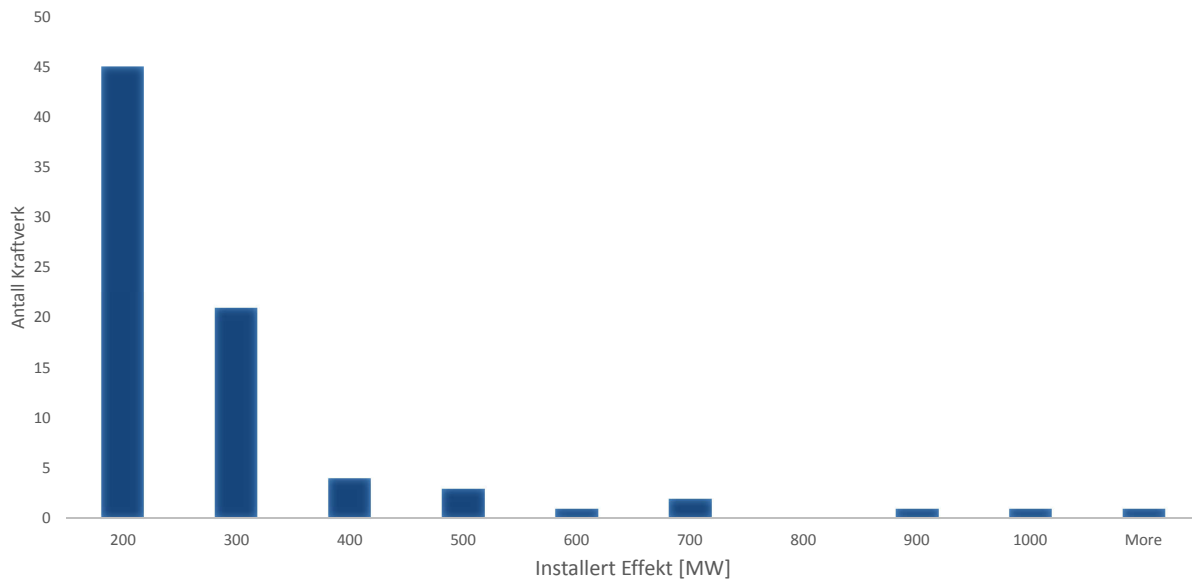
DISTRIBUSJON AV NORSKE VANNKRAFTVERK



Figur 3: Distribusjon av Norske Vannkraftverk

Kilde: Eget Arbeid

DISTRIBUSJON AV DE 80 STØRSTE KRAFTVERKENE I NORGE



Figur 4: Distribusjon av de 80 største vannkraftverkene i Norge

I kapittel 3 er det gjort en undersøkelse av Norges 80 største kraftverk. Blant disse er også tendenser til en eksponentialfordeling tydelig, se figur 4.

Dersom Norge og Nord-Europa har et økende effektbehov så betyr det at de store vannkraftverkene og vannkraftsystemene i Norge blir ekstra viktige på grunn av sin reguleringsstyrke. På samme tid ser vi at utbyggingsnivået i Norge er høyt, og det blir derfor stadig mer interessant å undersøke hvordan det er mulig å hente ut flere GWh fra eksisterende anlegg. Nyoppstartede HydroCen er en direkte konsekvens av dette behovet. Se faktaboks neste side. Denne masteroppgaven vil derfor se på et konkret verktøy som sannsynligvis kan bidra til produksjonsoptimalisering i store norske kraftverk: *Kontinuerlig Virkningsgradsmåling*.

Dette verktøyet er fra våren 2017 i en kommersiell testfase ved Trollheim kraftverk i regi av Statkraft og ved Åna-Sira kraftverk i regi av Sira-Kvina Kraftselskap.

1.2 FORSKNINGSPØRSMÅL

Målsetningen til denne masteroppgaven er derfor å gjøre rede for:

RQ1: Hva er bruksområdene til kontinuerlig virkningsgradsmåling?

RQ2: Hva kan de økonomiske konsekvensene av en investering i kontinuerlig virkningsgradsmåling være?

Oppgaven vil benytte både kvalitative og kvantitative metoder. Det er i oppgaven brukt mange informanter fra industrien og mange gigabyte med data er analysert. Det vil fokuseres spesielt på hvordan realopsjonsanalyse kan brukes i vedlikeholdsplanlegging.

Oppgaven vil systematisk gå gjennom identifiserte bruksområder og ta leseren med inn i eksempler på hvordan bruksområdene kan brukes i praksis.



HydroCen (Norwegian Research Centre for Hydropower Technology) skal levere kunnskap og innovative løsninger til norsk vannkraftsektor. HydroCen skal gjennom sin forskningsinnsats bidra til å styrke Norges posisjon som en ledende vannkraftnasjon og sikre at norsk vannkraftsektor kan utnytte mulighetene i fremtidens fornybare energisystem. HydroCen har definert fire forskningsområder:

1. Vannkraftkonstruksjoner
2. Turbin og generatorer
3. Marked og tjenester
4. Miljødesign

NTNU er vertsinstitusjon og hovedforskningspartner i HydroCen sammen med SINTEF Energi og Norsk institutt for naturforskning (NINA). HydroCen har rundt 50 nasjonale og internasjonale partnere fra forskning, industri og forvaltning. [ntnu.no/hydrocen].

Teknisk bakgrunn

2.1 VIRKNINGSGRAD

Virkningsgraden til vannkraftverk kan deles inn i fire hovedkomponenter:

- Vannveisvirkningsgrad (Falltap)
- Turbinvirkningsgrad
- Generatorvirkningsgrad
- (Transformatorvirkningsgrad)

Produktet av disse virkningsgradene kalles anleggsvirkningsgrad.

Transformatorvirkningsgraden er ofte unnlatt da denne ofte er meget høy (> 98-99 %) og konstant. Generatorvirkningsgraden varierer også lite innenfor sitt operasjonsintervall, men også over tid. Det er derfor vanlig å benytte samme virkningsgradskurve som ved installasjon. Denne virkningsgraden er i størrelsesorden 97 – 98.5 %, og økende med økende effekt.

Vannveisvirkningsgraden er friksjonstapet i vannveien, både i tunnel, rør og singulærtap. Singulærtap vil være geometriske endringer i vannveien slik som rørbend, rister, sandfang, ventiler og lignende.

Friksjonstapet modelleres ofte som en andregradsfunksjon som øker med kvadratet av vannføringen. Denne ligger i størrelsesorden mellom 90-99 % avhengig av vannføringen eller turbineffekten. Figur 6 viser en analyse av falltapet i tilløpstunellen til Tonstad Kraftverk. Her var det vannstandssensorer i sandfang før trykksjakt og ved inntaket slik at det var mulig å plote falltapet som en funksjon av effekten og på bakgrunn av dette estimere flow gjennom turbinene.

Det er ofte lite å gjøre med på kort sikt for denne virkningsgraden. De mest relevante utbedringstiltakene er enten utvidelse av rør/tunnel (strossing) eller endring av ruhet i eksisterende rør/tunnel. Dette er ofte svært kostnadskrevende operasjoner når kraftverket først er bygget, derfor blir det ofte ikke reelle alternativer.

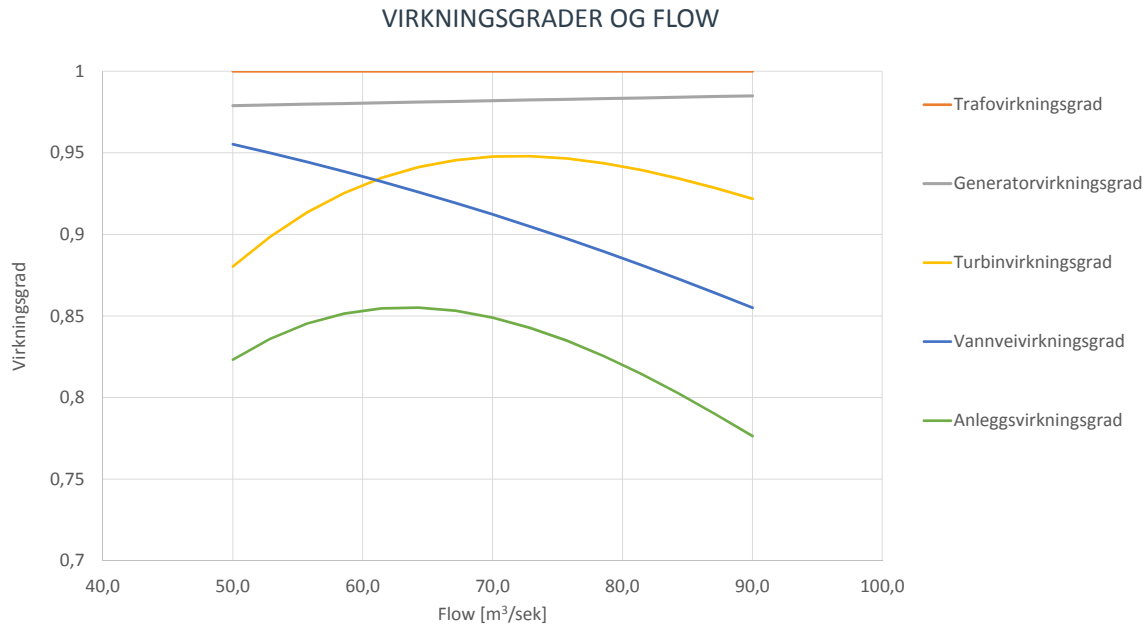
Turbinvirkningsgraden er den enkeltkomponenten med størst bidrag på kraftverkets anleggsvirkningsgrad og som er lettest å gjøre noe med etter at kraftverket bygget. Turbinvirkningsgraden er avhengig av en rekke forhold, først og fremst av turbintypen. I hovedsak finnes det tre typer:

- Pelton (25 % av de største kraftverkene)
- Francis (72.5 % av de største kraftverkene)
- Kaplan (2.5 % av de største kraftverkene)

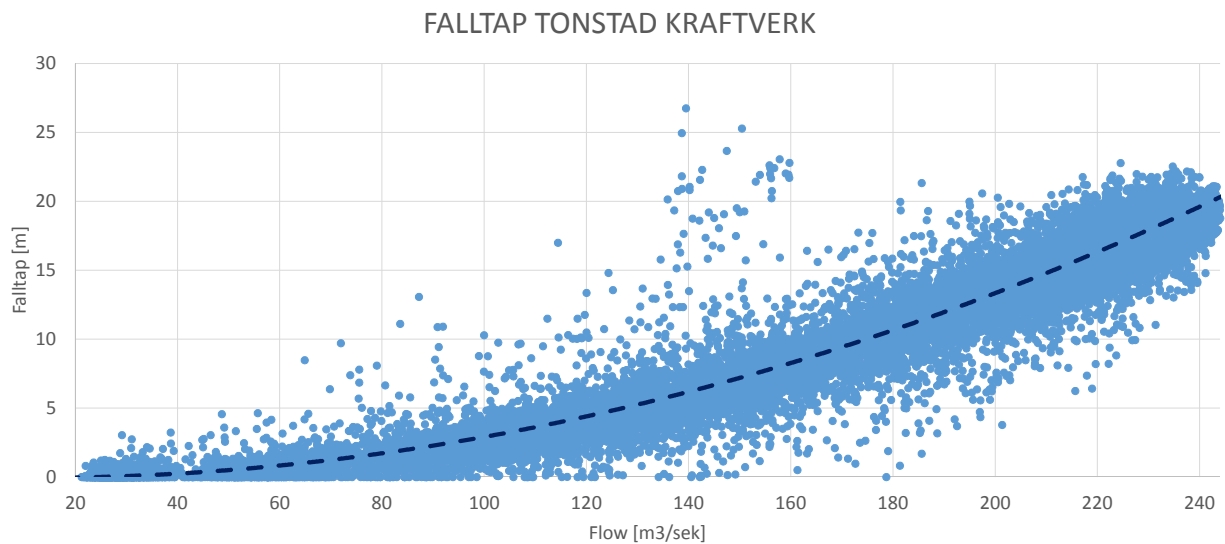
Valget av turbin vil avhenge av tre hovedfaktorer: operasjonsmønster og fallhøyde og vannføring.

I Norge dominerer Francisturbinen, denne har høyest toppvirkningsgrad, i noen tilfeller opp mot 96 % [SNL, 3], men her er driftsområdet for høye virkningsgrader smalt. Pelton-turbinen har et mye bredere driftsområde for sine høye virkningsgrader (92-93 %) [SNL, 3]. For høye fallhøyder over 700 meter er pelton eneste alternativ. Et eksempel på de forskjellige virkningsgradene er vist i figur 5 for en francisturbin. Eksempler fra bransjen kan ses i figur 12 og 13.

Kaplanturbinen brukes for store vannføringer og liten fallhøyde. Den er meget fleksibel på grunn av sine vridbare skovlhjul, men er lite brukt i Norge.



Figur 5: Eksempler på virkningsgrad og flow gjennom et kraftverk.
Kilde: Eget Arbeid og anonymisert eksempel fra bransjen.



Figur 6: Falltap i Tonstad Kraftverk, basert på 15 000 datapunkter. Det er tydelig at falltapedet øker med vannføringen kvadrert. Punkter utenfor linjen skyldes svingninger i vannveien og komplikasjoner som følge av bekkeintak i tunnelen.

Kilde: Eget Arbeid

2.2 HVA ER EN TURBIN?

En turbin er en innretning som gjør hydraulisk energi fra vannet om til roterende mekanisk energi på turbinakslingen. Den roterende mekaniske energien blir omgjort til elektrisitet ved hjelp av generatoren.

De to dominerende turbintypene i Norge er:

- Francis
- Pelton

2.2.1 Francisturbin

En francisturbin består av følgende:

Spiraltrømme: Dette ser ut som et sneglehus og gjør at vannet fordeler seg likt over hele ledeapparatet og senere gjennom løpehjulet.

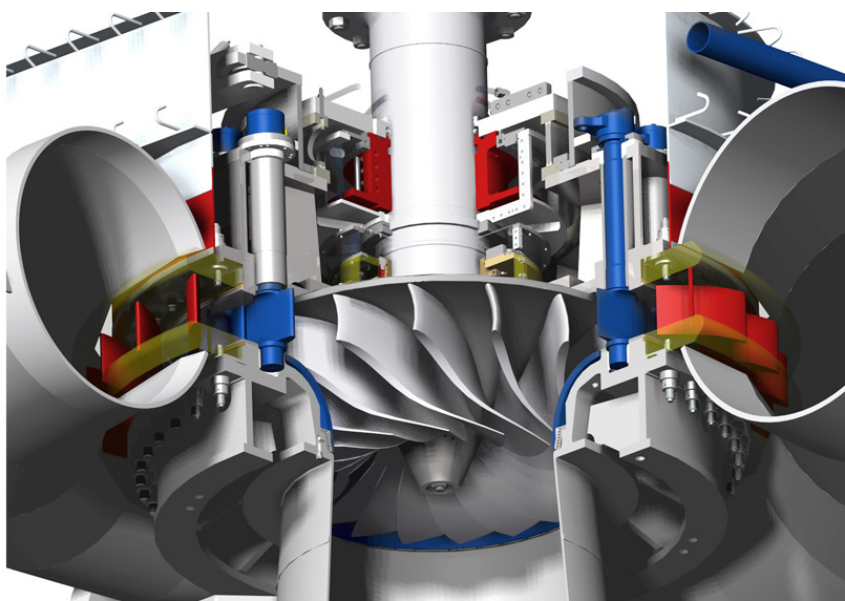
Ledeapparat: Dette består av en mengde ledeskovler som er koblet sammen og som styres av en servomotor. Turbinpådraget, altså hvor mye vann som skal passere gjennom turbinen justeres ved hjelp av åpningen på ledeskovlene.

Løpehjul: Dette er selve skovlehjulet som vannet passerer. Her går vannets energi over til mekanisk energi. Løpehjulet er festet i turbinakslingen. Se figur 9 for illustrasjon.

Sugerør: Avløpet etter at vannet har passert løpehjulet. Det sørger for å hente den siste energien utav vannet gjennom å skape et undertrykk som gjør det mulig å ha høyere vannhastighet gjennom løpehjulet samtidig som at hastigheten ved utløpet av sugerøret er lav.

Virkningsgraden vil avhenge av alle turbinens komponenter, men løpehjulet er det absolutt viktigste. I spørsmål om turbinrehabilitering er det oftest snakk om å bytte løpehjul og ledeskovler. Spiraltrømme og sugerør er innstøpt derfor meget kostbare å rehabilitere. Erfaringsmessig kan det spares opptil 0.5 % i turbinvirkningsgrad ved å bytte ledeskovler. Bytte av løpehjul kan forbedre virkningsgraden med mellom 0.5 - 5 % [Erfaringstall].

Figur 7 viser et snitt av hele turbinen. Spiraltrømmen ses som det store røret som omkranser løpehjul og ledeapparat. Ledeskovlene er markert i blått, løpehjulet ses i midten og begynnelsen på sugerøret under løpehjulet.



Figur 7: Francisturbin. Spiraltrømmen ses som det store røret som omkranser ledeapparatet. Ledeskovlene er markert i blått og løpehjulet ses i midten.

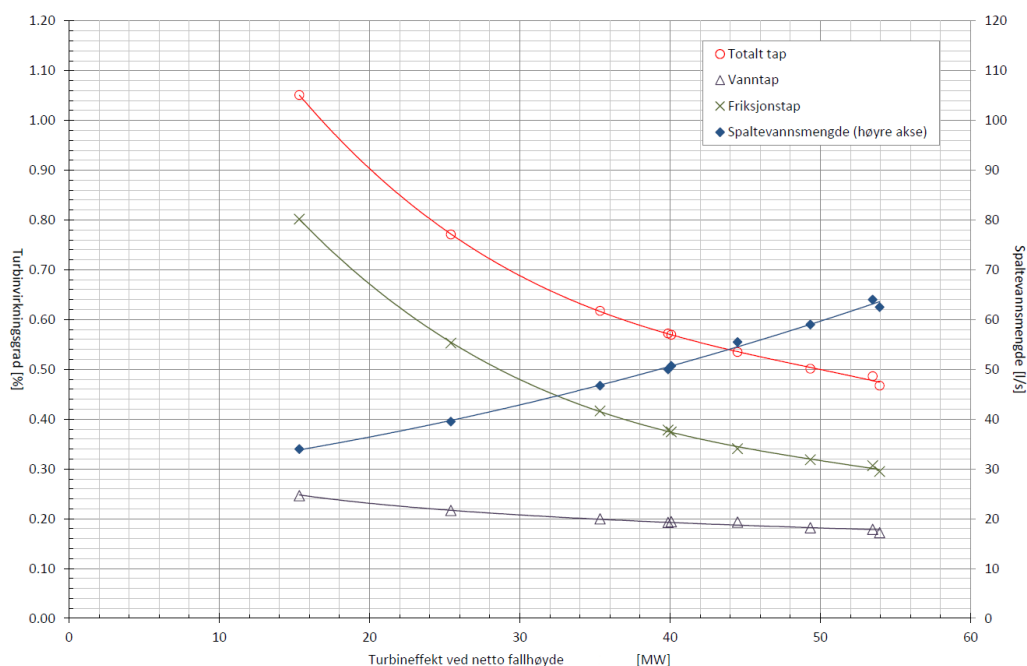
Kilde: [Voith, 1]

2.2.2 Virkningsgradstap

Virkningsgradstapet i en francisturbin er sammensatt. Alle elementene i turbinen påvirker virkningsgraden. Det vil alltid være mekanisk friksjon og vanntap som følge av at ikke alt vann går gjennom løpehjulet men passerer over og under og dermed bidrar til et rent vanntap. Dette er ofte referert til som spaltevannstap. Spaltevannet er vannet som trenger seg opp til oversiden av løpehjulet, og dette brukes ofte som kjølevann. Figur 8 viser eksempel på friksjonstap og spaltevannstap som funksjon av effekt i et norsk kraftverk.

Sugerør, spiraltrømme og utforming av ledeapparat vil også spille inn på virkningsgraden. Det kan være verdt å merke seg at for "High Head Francis" (> 700 m) vil friksjonstapene etterhvert bli så store at pelton vil være mer aktuelt [Liu et. A, 2015].

Det er lettere å få til gode virkningsgrader i francisturbiner med moderate fallhøyder under 300 meter [Erfaringstall].



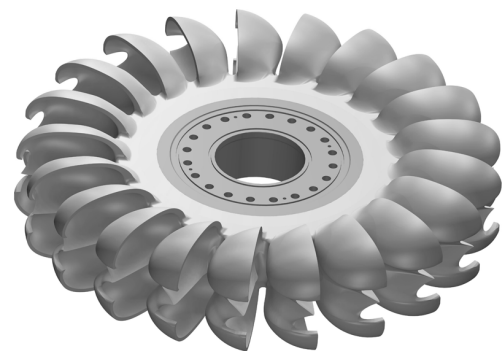
Figur 8: Friksjonstap og Spaltevannstap

Kilde: Statkraft



Figur 9: Francis løpehjul

Kilde: [Tyazhmash, 1]



Figur 10: Pelton løpehjul

Kilde: [Voith, 2]

2.2.3 Peltonturbin

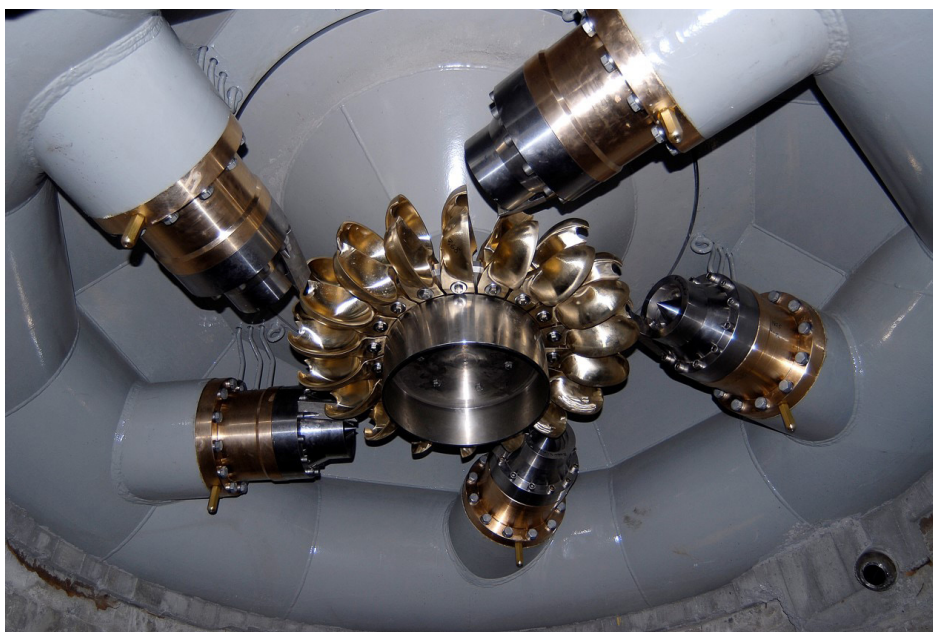
En peltonturbin består av følgende:

Ringledning med grenrør: Dette er et rør med forgreninger som fordeler vannet ut til dysene som fører vannet inn på løpehjulet.

Dyser med nåler: Bestemmer turbinpådraget gjennom nåleposisjonen. Nålene slites med tiden og dette påvirker virkningsgraden direkte.

Løpehjul: Dette er skovlehjulet som er koblet til turbinakslingen. Se figur 10.

Figur 11 viser peltonturbinen sett fra avløpet. Løpehjulet ses i midten med dysene pekende inn mot løpehjulet. Ringledning med grenrør er også tydelig og kan ses delvis støpt inn.



Figur 11: Peltonturbin
Kilde: [BN Turbin]

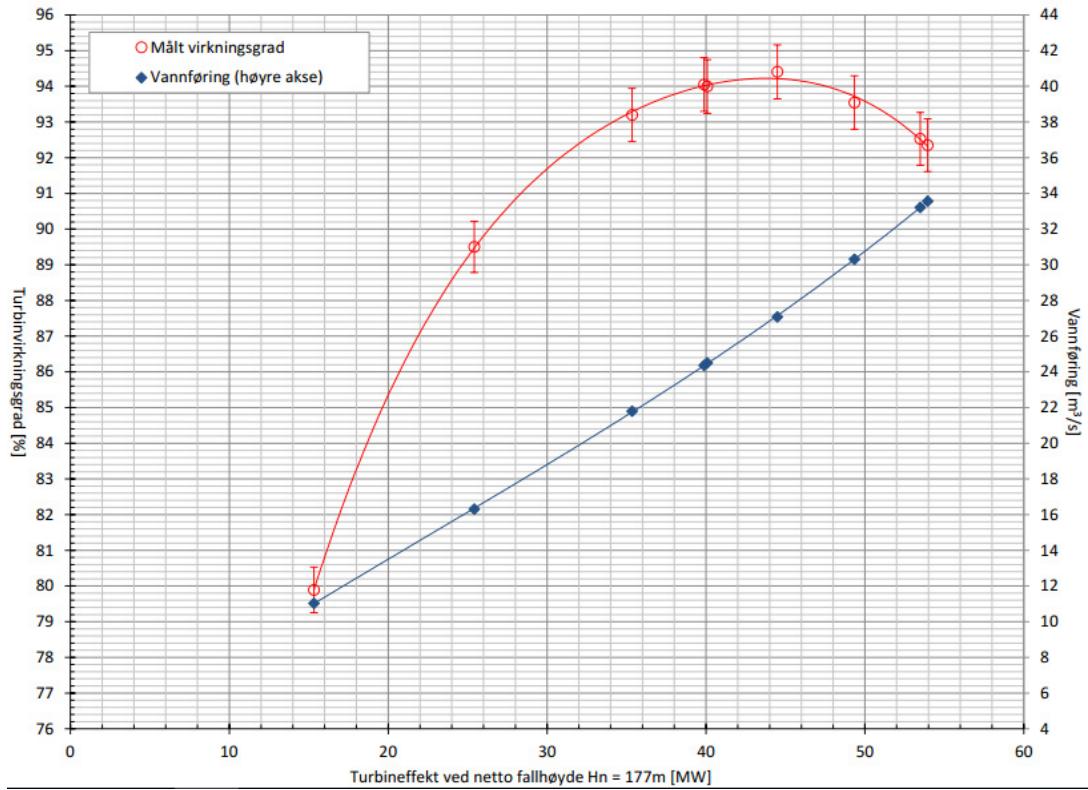
2.2.4 Viktige forskjeller:

Francisløpehjulet vil stå under vann under drift og være fullstendig dykket. Peltonhjulet står i atmosfærisk trykk og arbeider i friluft. Dette innebærer at Francis klarer å utnytte en større fallhøyde som i sin tur generer større effekt og inntekter. Pelton har altså ikke et sugerør som bidrar til virkningsgraden.

Som allerede diskutert har Francisturbinen høyere toppvirkningsgrad, se figur 12. Pelton-turbinen tilbyr større produksjonsfleksibilitet for høye virkningsgrader, se figur 13.

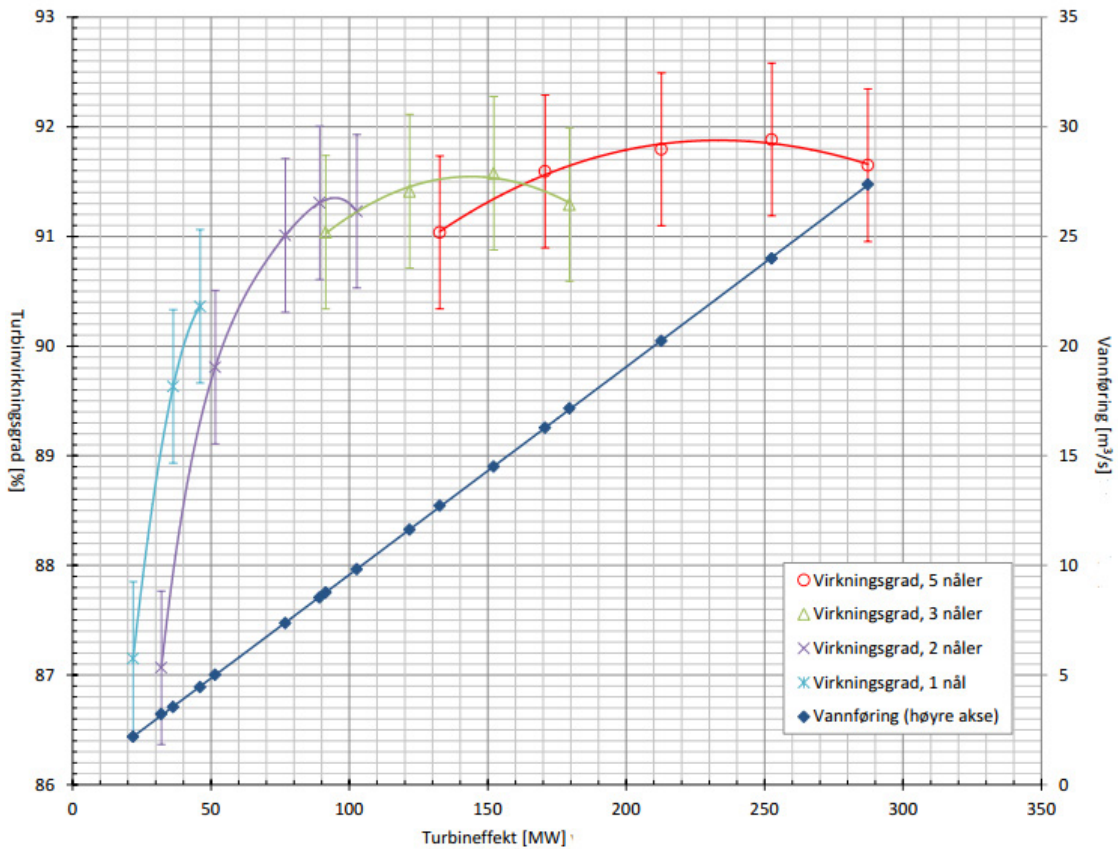
En francisturbin har ofte et operasjonsintervall fra 50 % av fullast til 100 % fullast.

En peltonturbin har et operasjonsintervall fra 0 til 100% av fullast.



Figur 12: Virkningsgradskurve Francis (Anonymisert eksempel)

Kilde: [Statkraft]



Figur 13: Virkningsgradskurve Pelton (Anonymisert eksempel)

Kilde: [Statkraft]

2.3 TURBINVIRKNINGSGRAD OG KRAFTVERKSDRIFT

Turbiner er spesialtilpasset det enkelte kraftverket for å maksimere virkningsgrad i ønsket lasttområde. Turbinvirkningsgraden vil i de fleste tilfeller endre seg over tid, spesielt last utenfor designområdet har en kraftig levetidsreduksjon [Francke, 2010]. To store årsaker til dette er kavitasjon, se faktaboks, som vanligvis forekommer på høy last og trykkpulsasjoner som vanligvis forekommer på lav last (dellast). I områder med mye sandtransport vil dette også kunne akselerere slitasten. Turbin slitaste er et problem da dette direkte påvirker energiproduksjonen og dermed økonomien til kraftselskap. For store kraftverk vil en marginal endring i virkningsgrad føre til store økonomiske konsekvenser. Derfor er det viktig at turbinkomponenter byttes på det mest optimale tidspunkt. I de fleste tilfeller vil dette være snakk om løpehjulbytter. Videre i oppgaven vil det kun diskuteres løpehjulrehabilitering i forbindelse med turbinutskifting i eksisterende kraftverk.

De siste årenes utvikling i kraftmarkedet har ført til at spesielt francisturbiner må utvide operasjonssintervallet (ca. $\pm 30\%$ bort fra BEP), opprinnelig er tradisjonelle francisturbiner designet for å kjøre $\pm 5\%$ fra BEP [Trivedi et. Al, 2013] Dette har en klar levetidsreduksjon [Francke, 2010].

Kavitasjon:

Kavitasjon er implodering av luftbobler som oppstår på grunn av lavt trykk. Disse luftboblene kan ta med seg materiale fra turbinen i imploderingen og dette vil være direkte svært destruktivt for turbinen. Dette er ofte bare et problem på høye laster da vannstrømmen og vannhastigheten etter turbinen er høyest. Dette fører til et lavt trykk som kan medføre kavitasjon.

For å kunne gjøre optimale turbinrehabiliteringer er kraftselskapet avhengig av å vite når turbinen eller løpehjulet har nådd sin økonomiske levetid. I dag skjer turbinvirkningsgradmålinger stort sett ved nyinstallasjoner eller turbinrevisjoner. Det gjør at det kan ta mellom 10-20 år eller enda lenger mellom hver måling. Statkraft har de siste årene gjennomført en rekke prosjekter med fokus på å oppdatere virkningsgradskurver, over 40 turbiner er gjennomgått og det viste seg at nesten alle resultatene som brukes i produksjonsplanlegging var feil [Wiborg, 2016]. Turbinvirkningsgrad er en svært viktig input til produksjonsplanleggingsmodeller i kraftbransjen [Statkraft].

Dersom et kraftverk ikke er klar over sin oppdaterte virkningsgrad vil det være en direkte økonomisk risiko. Når det går lang tid mellom hver måling er det stor fare for at virkningsgraden har droppet forbi det optimale utskiftnings tidspunktet. Da kan det være flere år som må kjøres med tap før ny(e) løpehjul er på plass.

Norges største kraftverk er i denne oppgaven definert som de 80 største i Norge målt i installert effekt (> 100 MW). De fleste av disse genererer elektrisitet for over 1 million NOK i døgnet.

En oppdatert virkningsgrad generert ved kontinuerlig virkningsgradmåling vil sannsynligvis kunne brukes til:

- Planlegge vedlikehold og utskiftninger
- Optimere sanntidsproduksjon
- Prise frekvensprodukter
- Utforme KPI/Benchmark for drift av kraftverk/systemer

Hver av disse bruksområdene skal behandles i separate kapitler.

2.4 MÅLING AV TURBIN- VIRKNINGSGRAD

I dag foretas målinger av turbinvirkningsgrad stikkprøvemessig med lange perioder mellom hver måling. Målingen søker å minimere usikkerhet, og dette er metodeavhengig. Kraftverkens spesifikasjoner i form av vannføring og fallhøyde avgjør hvilken metode som medfører minst usikkerhet. Det er svært viktig at målingene har minimert usikkerhet på grunn av potensielt store økonomiske konsekvenser. Slike enkeltmålinger er forholdsvis kostbart og kan koste i størrelsesorden 150 000 – 300 000 NOK [Erfaringstall]. Målingene krever erfarent personell og dyrt utstyr. I mange tilfeller må det også spesiallages utstyr som muliggjør måling, for eksempel målerammer og lokk med uttak for manometer. Noen av metodene er egnet for kontinuerlig virkningsgradsmåling, mens andre er best egnet for stikkprøvemålinger. Dette kommer av at det kreves permanent utstyr i vannveien.

Den matematiske formelen for turbinvirkningsgraden består av følgende [IEC41]:

$$\eta_h = \frac{\frac{P_m}{\eta_g}}{\rho g H Q} \quad (1)$$

Hvor P_m er generatoreffekt, η_g er generatorvirkningsgrad, ρ er vannets tetthet, g er gravitasjonskonstanten, H er fallhøyde og Q er vannføring.

Her vil mange av parameterene være kjent eller forholdsvis enkle å måle. Den store usikkerhetsparameteren er vannføringen, Q . Derfor søker alle metoder forklart under å estimere Q bortsett fra den termodynamiske målemetode.

I Norge dominerer Francis-turbinen og store fallhøyder (>50 m) er meget vanlig. Under slike forhold er den termodynamiske målemetode foretrukket.

Videre følger en oversikt over ulike metoder.

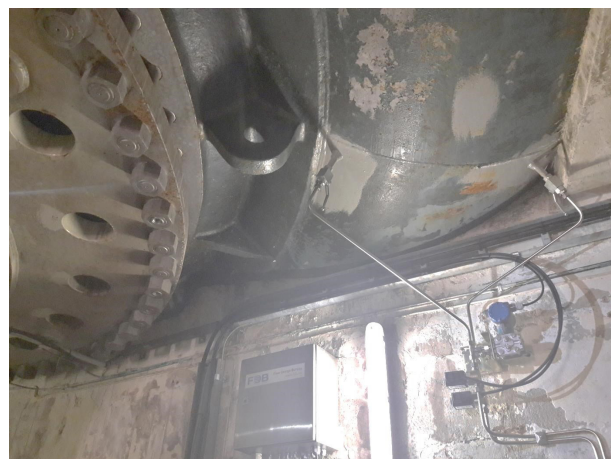
2.4.1 Termodynamisk Virkningsgradsmåling

Den termodynamiske målemetoden måler ikke volumstrømmen, men volumstrømvhengige tap i systemet. Metoden baserer seg på at tap i systemet går over til varme i vannet. Temperaturdifferansen før og etter turbin blir dermed uttrykk for friksjonen i turbinen og følgelig virkningsgraden. I tillegg må vannets tetthet beregnes for hver måling. Temperaturdifferansen blir liten i kraftverk med lav fallhøyde og høy virkningsgrad. For eksempel vil en turbin med 50 m fallhøyde og 95 % virkningsgrad ha en temperaturdifferanse på 0.0059 grader Celsius [FDB, 2]. Det vil si at usikkerheten under slike forhold blir forholdsvis høy. For kraftverk med større fallhøyde er usikkerheten mindre og eksempelvis i størrelsesorden. Fallhøyde i høyre kolonne.

Solhom:	1.05 – 1.49 %	218 m
Duge:	1.09 – 1.12 %	215 m
Tonstad :	0.7 %	450 m

2.4.2 Winter-Kennedy Virkningsgradsmåling

Winter-Kennedy målinger estimerer volumstrømmen gjennom turbinen gjennom å måle et radielt differensialtrykk. Dette gjøres ved å måle trykkforskjellen mellom to punkt i en radiell linje fra turbinsenter via målepunkt i spiraltrømmen. Figur 14 viser hvordan oppsettet ser ut i Trollheim kraftverk.



Figur 14: Winter-Kennedy uttak i Trollheim Kraftverk. Trykkforskjellen mellom disse kan brukes til å finne vannforbruket.

Kilde: Einar Johan Ruud

I henhold til IEC41 kan volumstrømmen estimeres med uttrykket:

$$Q = k(\Delta P)^n \quad (2)$$

Her er k er kalibrasjonskonstant, ΔP er det målte differensialtrykket og $n = 0.5$ (teoretisk). [FDB, 2].

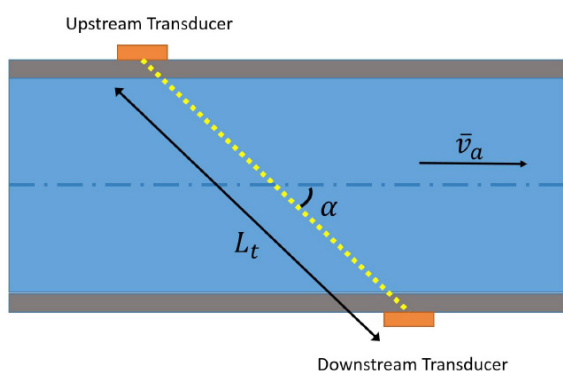
Dette er en relativ målemetode, som gjør at den må kalibreres. Dette gjøres ofte ved å kombinere den med termodynamisk målemetode.

2.4.3 Acoustic Travel Time - Clamp On

Denne metoden estimerer også volumstrømmen. Det gjøres ved hjelp av ultralyd og signalanalyse. Volumstrømmen vil påvirke tiden signalet bruker mellom sensorene. Tiden som signalet bruker er gitt ved:

$$t = \frac{L_t}{c\varepsilon\bar{v}_a \cos(\alpha)} \quad (3)$$

Hvor L_t er distansen mellom sensorene, c er lydens hastighet i vannet og α er vinkelen mellom rørets senterlinje og den akustiske signalretningen. \bar{v}_a er gjennomsnittshastigheten i målseksjonen, og $\varepsilon \in \{-1, 1\}$ avhengig om signalet går oppstrøms eller nedstrøms. [Wiborg, 2016]. Se figur 15 for oppsett.



Figur 15: Oversikt over parametrene i ATT
Kilde: [Wiborg 2016]

Den store ulempen med metoden er at den krever en rørsesjon hvor strømmingen er uniform og uforstyrret. Det vil altså være svært kraftverkspesifikt om metoden egner seg.

2.4.4 Falltapsmetoden

Denne målemetoden estimerer volumstrømmen ved bruk av Darcy-Weissbach ligningen. Den sier at falltapt, ΔH , er proporsjonalt med den kvadrerte hastigheten på vannet, og det beskrives ved ligningen:

$$\frac{\Delta H}{L} = f_D \cdot \frac{8}{\pi^2 g} \cdot \frac{Q^2}{D^5} \quad (4)$$

Her er:

- L Lengde
- f_D Darcys Friksjonsfaktor
- D Hydraulisk Diameter

2.4.5 Gibson Virkningsgradmåling

Metoden er lite brukt kommersielt i Norge og blir derfor bare nevnt kort. Dette er en absolutt metode for å estimere volumstrømmen i kraftverk. Metoden baserer seg på å måle trykkforskjellen mellom to tverrsnitt i trykksjakten.

Volumstrømmen er gitt ved:

$$Q_0 = \frac{1}{\rho C} \int_{t_0}^{t_k} (\Delta p(t) + \Delta p_d(t) + \Delta p_f(t)) dt + Q_k \quad (5)$$

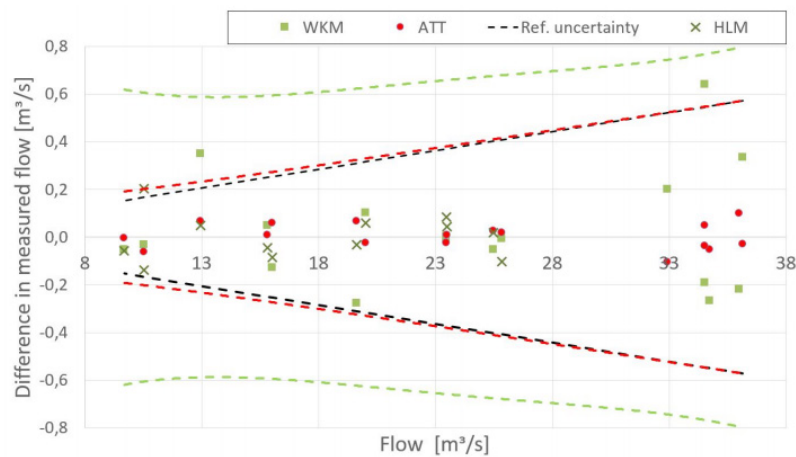
Metoden krever at trykksjakten er rigget for måleutstyr. I det fleste store Norske kraftverk ligger kraftverket i fjell og trykksjakten er ofte boret, sprengt eller innstøpt i fjell, slik at ettermontering av slikt utstyr vil i praksis være svært vanskelig.

2.5 KONTINUERLIG VIRKNINGSGRADSMÅLING

Det stilles store krav til metodenøyaktighet for å kunne beregne en kontinuerlig virkningsgrad. Statkraft initierte derfor i 2012 et prosjekt som skulle teste ut denne ideen som en del av et tilstandsovervåkningssystem for vannkraftverk. Det tekniske aspektet bak denne ideen er beskrevet av Erik Wiborg i hans doktorgrad [Wiborg, 2016]. Prosjektet har fått navnet HydroCord, og selskapet FDB har levert programmering og hardware til prosjektet.

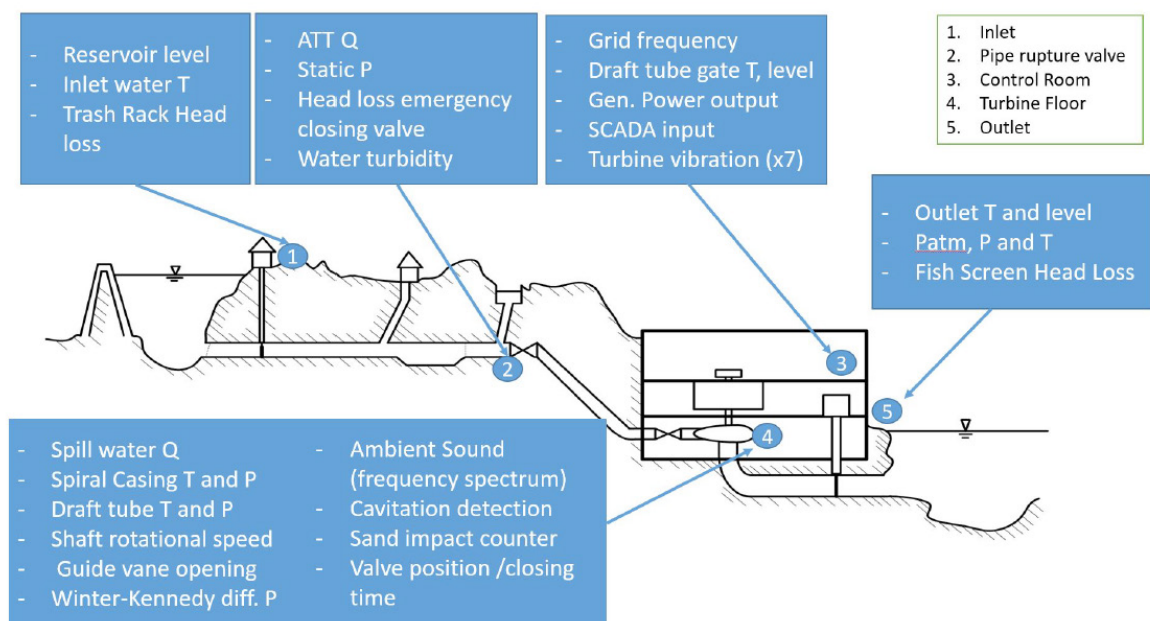
Dette systemet samler høyoppløselig data fra inntaket til kraftverkets utløp. Blant annet måler det virkningsgraden på fire ulike måter i tillegg måles fysiske størrelser som vist i figur 17. Wiborg konkluderte med at ATT - Clamp On førte til minst måleusikkerhet i Trollheim kraftverk. Se figur 16.

I tillegg installeres kontinuerlig virkningsgradsmåling i Åna-Sira kraftverk av Sira-Kvina Kraftselskap. Her brukes Winter-Kennedy kalibrert med termodynamisk metode.



Figur 16: Resultater fra Wiborgs doktoravhandling. Viser usikkerheten til hver målemetode. ATT kommer best ut.

Kilde: [Wiborg 2016]



Figur 17: Oppsett for tilstandsovervåkningssystemet HydroCord i Trollheim Kraftverk.

Kilde: [Wiborg 2016]

Kapittel 3:

Risiko i store kraftverk

De største norske kraftverkene er i denne oppgaven definert som kraftverk med over 100 MW installert effekt. Disse produserer en betydelig del av energiproduksjonen i landet, til sammen rundt 60%. I disse kraftverkene vil virkningsgraden være en sentral parameter som bør overvåkes fordi den er et uttrykk for økonomisk risiko. I enkelte kraftverk kan virkningsgraden være uforandret etter flere titalls år, mens andre kraftverk har signifikant årlig slitasje. Risiko kan ikke elimineres, organisasjoner må derfor ha kontroll på alle faktorer som påvirker risiko, slik at de kan oppnå strategiske fordeler til minimal kostnad [Borghesi & Gaudenzi, 2013]. Turbinvirkningsgraden overvåkes i dag ved å foreta stikkprøvemålinger med lange intervaller, ofte mellom 10-20 år mellom hver gang.

For å kartlegge virkningsgradsrisikoen til store norske kraftverk ble det gjort en undersøkelse av alle norske kraftverk med over 100 MW installert effekt. Tilsammen ble over 220 turbiner undersøkt i 18 forskjellige kraftselskap. Kraftverkene det gjelder er listet opp i Appendix 2. Det ble kartlagt følgende:

- Når ble det siste målt virkningsgrad for en eller flere turbiner i aktuelle kraftverk?
- Hvor lenge hadde turbinene vært i drift før sist bytte?
- Hva skyldtes målingen?
- Hva var eventuelt virkningsgradsforbedringen i siste turbinbytte?

Noen kraftselskap gav også innsyn i konkrete virkningsgrader. Undersøkelsen er utført med intervjuer, både fysiske og per telefon/epost.

3.1 USIKKERHET RUNDT LØPEHJULSBYTTET

Det ble identifisert tre usikkerhetsmomenter som kan påvirke investeringer i løpehjulbytter:

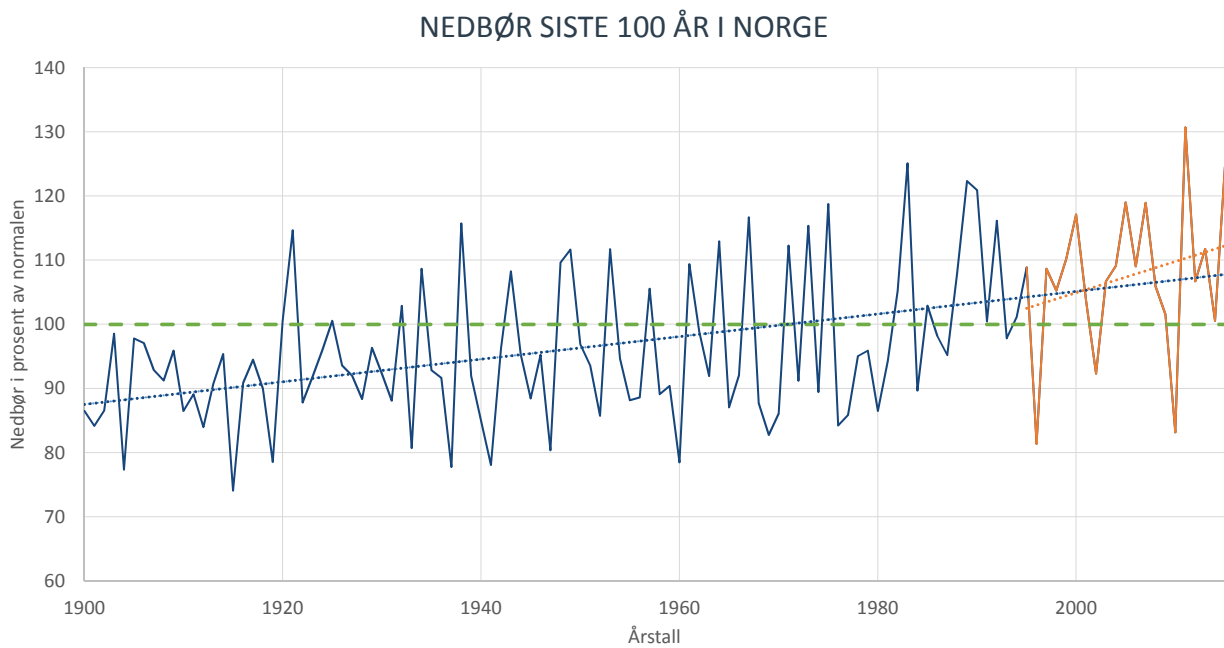
1. Usikkerhet i tilsig
2. Usikkerhet i pris
3. Usikkerhet i virkningsgrad

3.1.1 Usikkerhet i tilsig

Tradisjonelt har det vært antatt at tilsiget er stasjonært på lang sikt. Klimaendringene kan påvirke dette, ettersom klimaet i Norge tenderer til å bli varmere, våtere og villere [MetInst].

En analyse av nedbør de siste 115 årene viser at det stadig regner mer, spesielt de siste 20 - 30 årene er trenden klart økende. Se figur 18. Det gjennomsnittlige tilsiget ser altså ut til å øke. For kraftselskap vil økt nedbør bety økt inntekt dersom vannmengdene kan håndteres. For store vannkraftverk med god magasineringskapasitet vil dette ofte være en strategisk fordel. For andre kraftverk vil det kunne bety økt flomtap.

Temperaturen har samme tendens, den er økende og med en sterkere økning de siste 20 - 30 årene [MetInst].



Figur 18: Nedbør siste 100 år i Norge. De siste 20 årene er markert i oransje og vi ser en tydelig endring i trenden.
Kilde: [MetInst]

3.1.2 Usikkerhet i elektrisitetspris

Elektrisitetsprisen utvikler seg stokastisk, både på kort og lang sikt. Strømprisen i hvert prisområde i Norge settes av Nordpool for neste døgn basert på innmeldte pris/volumkurver for både tilbud og etterspørsel [Alnæs et. Al, 2015].

Det er publisert mange artikler om modellering av strømpris, og et av de viktigste aspektene før valg av modell er tidsperspektiv. Løpehjul i vannkraftverk kan ha en mekanisk levetid på opp mot 100 år [Skagerak Energi, 1] [SNL, 4], den økonomiske levetiden kan imidlertid være en helt annen. I Norge er tendensen ofte tiår for mange kraftverk [Kapittel 3.2]. Dette gjør at en langsiktig strømprismodell bør legges til grunn.

[Schwartz, 1998] utviklet en modell for bruk på lange tidshorisonter ved å introdusere skyggespotprisen. Dette er en parameter som reflekterer den langsiktige likevekt ved å korrigere priser utenfor gjennomsnittsverdien. Dette gjøres ved å bruke langsiktige forwardkontrakter. Den stokastiske variabelen og skyggespotprisen, Z , følger en GBM definert ved:

$$\frac{dZ}{Z} = (r - c)dt + \sigma_F(t)dz \quad (6)$$

Schwartz og Smith introduserer en tofaktormodell for prisen på råvarer. Spotprisen til den aktuelle råvaren og er satt sammen av to faktorer, en kortsiktig variasjonsfaktor og en langsiktig likevektspris [Schwartz og Smith, 2000].

Kortsiktig pris:

$$\chi(t)$$

Kortsiktige variasjoner i prisen som ikke varer over tid. Denne går mot null og følger en Ornstein-Uhlenbeck prosess.

$$d\chi(t) = -\kappa\chi_t dt + \sigma_\chi dz_\chi \quad (7)$$

Langsiktig likevektspris:

$$\xi(t)$$

Denne følger en ABM:

$$d\xi_t = \mu_\xi dt + \sigma_\xi dz_\xi \quad (8)$$

De konkluderer med at for langsiktige investeringer kan kortsiktige prisvariasjoner trygt ignoreres, og kan erstattes av en énfaktormodell som kun modellerer usikkerhet i likevektspriser ved å bruke en GBM:

$$dP(t) = \mu P(t)dt + \sigma P(t)dZ(t) \quad (9)$$

Karakteristikker til GBM:

$$Z(0) = 0$$

$Z(t)$ er kontinuerlig

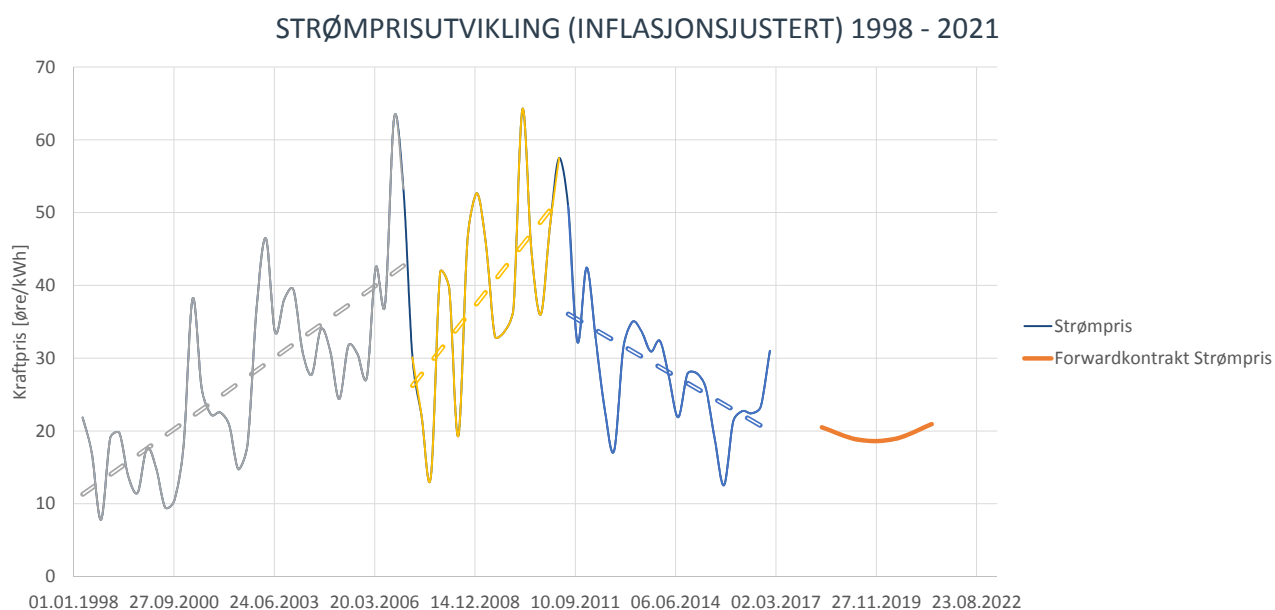
GBM er en martingale. Det vil si at forventningsverdien til den neste observerbare verdien er lik som den siste observerte verdien, slik at:

$$E[Z(t+s) | Z(t)] = Z(t) \quad (10)$$

Dette gjør at GBM utvikler seg helt uavhengig av historiske verdier.

3.1.3 Historisk Strømpris

Den historiske strømprisen har de siste 18 årene variert mellom 5,3 og 56 øre per kWh. Det er identifisert tre trendperioder i denne tidsperioden, se figur 19. De siste 5-6 årene har elektrisitetsprisen vært fallende ned mot 20 øre/kWh og futurekontrakter forventer at dette prisnivået skal holde seg slik de neste årene [NASDAQ]. Sannsynlige årsaker til dette er mindre kraftkrevende industri og økende energieffektivisering sammen med økende energiproduksjon. Tilbudet av kraft har tilsynelatende vokst raskere enn etterspørselen. Kabelforbindelser til utlandet vil kunne øke prisen på sikt.



Figur 19: Strømprisutvikling (Inflasjonsjustert) 1998 - 2021. Tre trendperioder er markert i tillegg til futurekontraktene helt til høyre.

Kilde: [SSB, 3] [NASDAQ]

3.1.4 Usikkerhet i virkningsgrad

Virkningsgraden i løpehjul utvikler seg over tid, og vil falle med tiden. Det er imidlertid usikkert hvordan slitasjekurven ser ut, og dette er et av momentene som kan avdekkes med kontinuerlig virkningsgradsmåling. I dag måles virkningsgraden bare stikkprøvemessig, og dette gir punktverdier på slitasjekurven. På grunn av få målinger i løpet av levetiden til et løpehjul er slitasjen preget av usikkerhet. På bakgrunn av tilgjengelig data fra forskjellige kraftselskaper er det utarbeidet tre forslag til hvordan slitasjekurven kan se ut i figur 20.

Legg også merke til kurven som brukes i VTG-Revision (se kapittel 4.1), som nærmer seg en asymptotisk verdi. Dette er kun sannsynlig ved oppstart av nye kraftverk hvor det er mye sand i tunnelen til å begynne med, og hvor sandtransporten avtar med tiden som følge av at sanden vaskes ut gjennom turbinen.

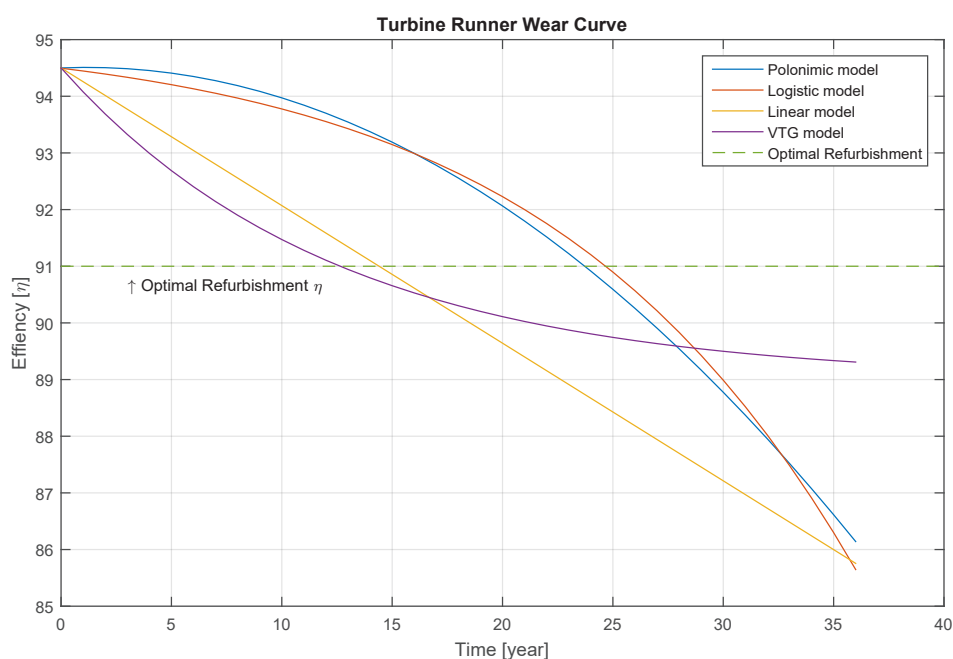
Sandtransport er en av parameterne som man vet at påvirker turbinslitasjen negativt, men dette er svært vassdragsavhengig. Det faktum at turbinslitasjen er vassdragsavhengig er viktig å utnytte i investeringsammenheng, da det vil være en viss læringskurve over hvordan løpehjulene slites, og dette kan brukes som erfaringsgrunnlag når det blir flere løpehjulbytter i samme kraftverk.

3.1.5 ”Learning Curve”

Det er skrevet flere artikler om fenomenet «Learning Curve». For eksempel [Majd og Pindyck, 1989] og [Seta et. Al, 2012]. Denne læringskurven refererer til at selskap presterer bedre over tid som følge av effektivisering. Dette vil selvfølgelig avhenge av formen på læringskurven.

Seta konkluderer med at dersom læringsprosessen tar tid vil selskap investere senere og i større kapasitet. Dersom læringskurven er bratt vil selskap investere raskere og i mindre kapasitet.

Satt i sammenheng med løpehjulbytter passer dette godt. Slitasjen av løpehjul har en slak og tidkrevende læringskurve, som har ført til at det tar lang tid før kraftselskap investerer. Dette kan også skyldes at man ikke er klar over hvordan løpehjulene slites og hva som er deres økonomiske levetid.



Figur 20: Eksempel på turbinslitasjekurver.
Kilde: [Eget arbeid]

3.2 RESULTATER

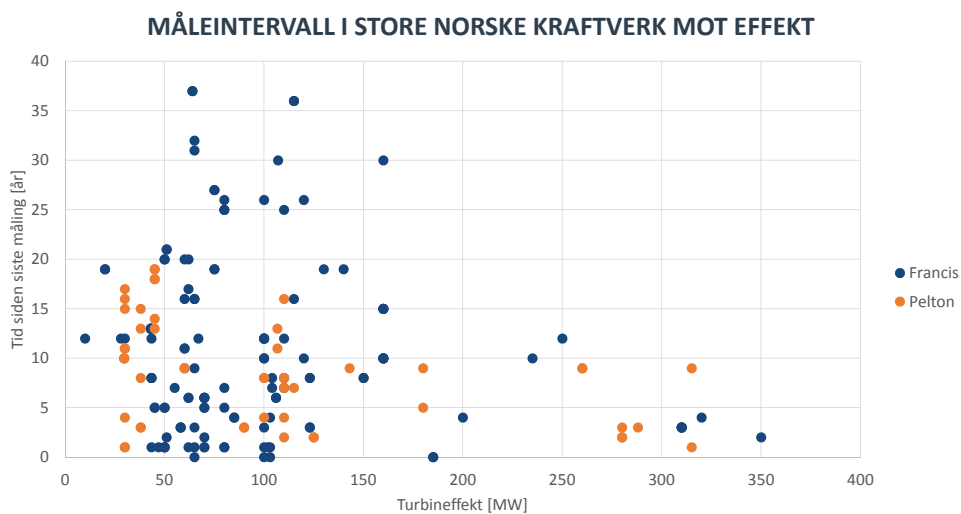
Undersøkelsen hadde over 95 % svarprosent. Deltakerne oppga konfidensielle data, derfor er resultatene presentert på en anonymisert måte for både francis- og peltonturbiner.

3.2.1 Måleintervall

Gjennomsnittlig måleintervall for store turbiner:

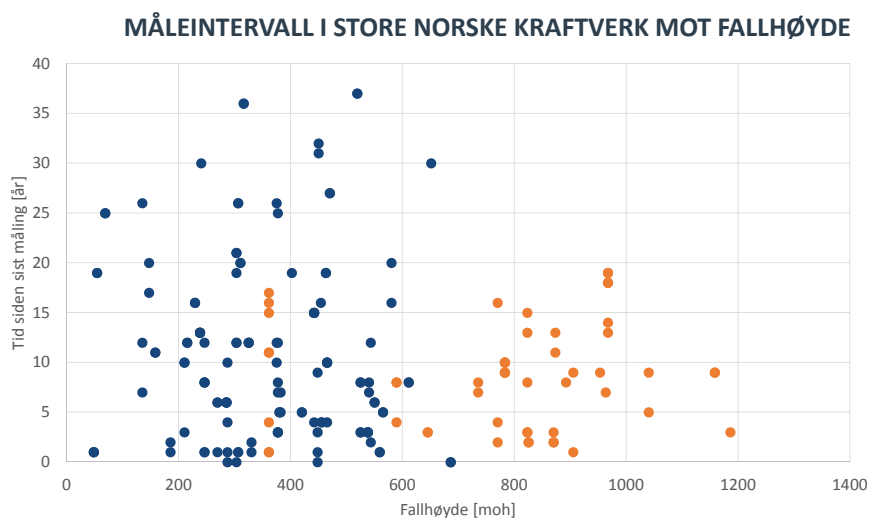
Francis: 10.1 år

Pelton: 8.55 år



Figur 21: Måleintervall i store norske kraftverk mot effekt

Kilde: [Eget arbeid]



Figur 22: Måleintervall i store norske kraftverk mot fallhøyde

Kilde: [Eget arbeid]

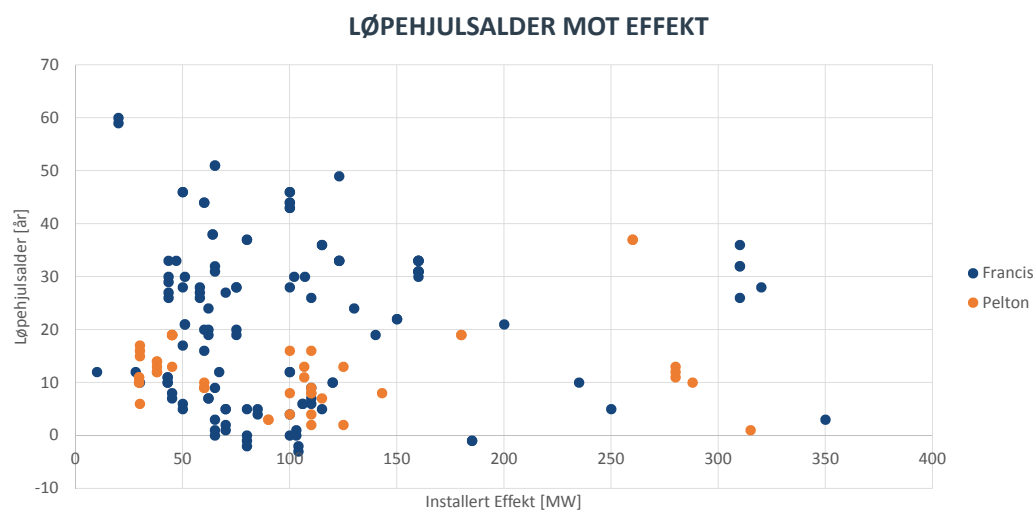
2.2.1 Alder på løpehjul

Gjennomsnittlig alder for store turbiner:

Francis: 21.6 år

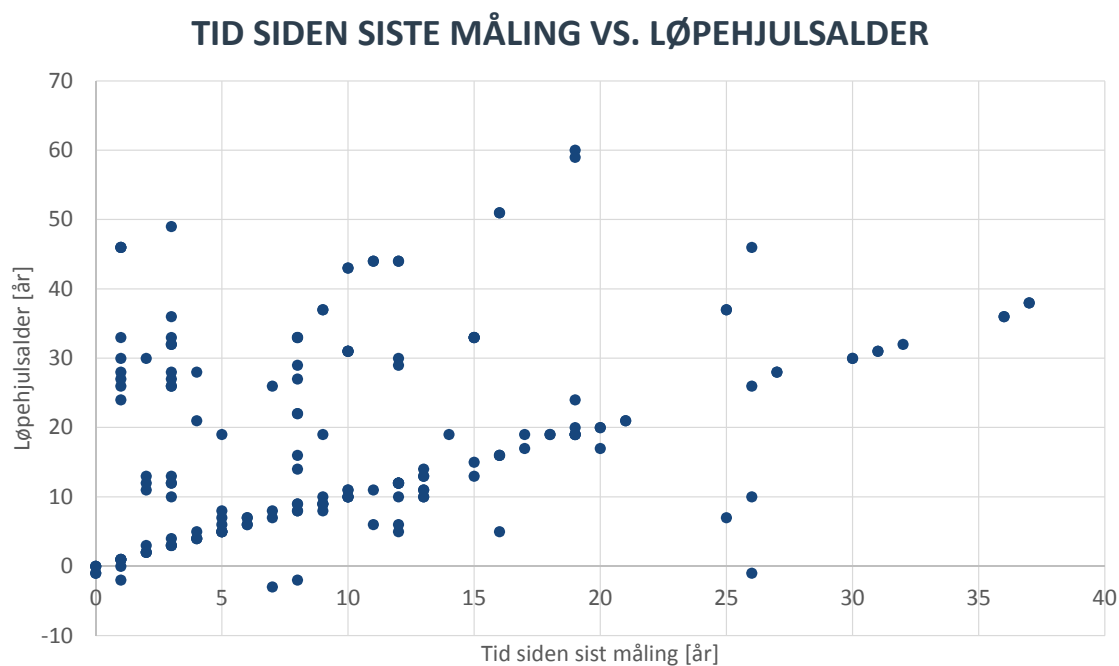
Pelton: 12.1 år

Undersøkelsen kartla alder på løpehjul. For noen turbiner er alderen negativ, det skyldes at den skal byttes enten i løpet av 2017 eller 2018.



Figur 23: Løpehjulsalder i store norske kraftverk mot effekt

Kilde: [Eget arbeid]



Figur 24: Tiden siden siste måling mot løpehjulsalder. Vi ser tydelig at målinger stort sett foretas når turbinene er nye.

Kilde: [Eget arbeid]

3.3 RISIKOPROFIL

Formålet med undersøkelsen var å finne ut hvor bevisste kraftselskaper i Norge var på virkningsgrader i sine kraftverk. Det ble forsøkt å oppnå 2 aspekter:

- Finne et måltall for risikoprofil i norske store vannkraftverk
- Samle kvalitativ info om bevisstheten rundt virkningsgrad i norske store kraftverk

3.3.1 Måltall

Dataene som er innsamlet er i stor grad konfidensielle, det ble derfor nødvendig å lage et måltall som ikke avslører bedriftssensitiv informasjon. Tallet skal likevel rangere selskapene etter deres risikoprofil mot usikkerhet i virkningsgraden.

Måltallet skal:

- Ta hensyn til en faktor som er et uttrykk for økonomisk konsekvens.
- Kunne sammenligne selskaper på tvers av størrelser

Matematisk:

$$\frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot G_i}{n} \quad (11)$$

t Tid siden siste måling (År)

G Aggregateffekt (MW)

N Antall turbiner i kraftselskap (#)

Idealet er å ha en kontinuerlig oppdatert virkningsgrad, slik at tallet vil bli lavere hvis kraftselskapet har oppdaterte virkningsgrader.

KRAFTSELSKAP	ANTALL TURBINER	KPI
Agder-Energi	12	1690
BKK	10	1264
E-CO	34	222
Eidsiva	10	780
Helgelandskraft	2	2368
Hydro	19	728
Lyse	3	294
NTE	4	559
Salten Kraftsamband	2	1080
Saudefaldene	2	636
Sira-Kvina Kraftselskap	14	1196
Siso Energi	2	270
Skagerak Kraft	3	-
Statkraft	80	781
Sunnhordaland Kraftlag	3	1450
Tafjord Kraft	2	2048
TrønderEnergi	2	350
Østfold Energi	3	1122

Tabell 1: Sammenligning av kraftselskaper. Høy core i KPI-kolonnen indikerer høy risiko mot virkningsgradstap.

Kilde: [Eget arbeid]

3.3.2 Diskusjon

Vi ser fra tabell 1 at det ikke er noen klar sammenheng mellom størrelsen på kraftselskapet og risikoprofilen, selv om småselskapene har høyest score.

Figur 21 og 22 viser at måleintervallet synker med installert effekt og fallhøyde. Stor fallhøyde betyr ofte stor installert effekt. Det er logisk og ønskelig at måleintervallet synker med effekten da den økonomiske konsekvensen er økende med økende effekt.

Tendensen er lik for turbinalder, men ikke like sterk. Det er også svært tydelig at peltonhjul byttes oftere enn franchishjul. Enkelte franchishjul er svært gamle, over 40 år, og en vurdering av den økonomiske levetiden til disse turbinene bør foretas.

Figur 24 viser tydelig at målinger oftest skjer ved turbinbytte eller sjeldnere. Dette viser at virkningsgraden sannsynligvis ikke følges godt nok opp. Dette støttes også av en Sintefrapport fra 2011, hvor det ble identifisert et forbedringspotensiale for teknisk-økonomiske analyser [Sintef, 2011].

Det er veldig sannsynlig at flere av turbinene i Norges 80 største kraftverk er modne for utskifting og at det kan løfte energiproduksjonen tilsvarende flere småkraftutbygginger.

3.3.3 Modelltester

Ved investering i løpehjul vil det alltid være en risiko for å ikke få den turbinen som er forventet. Turbinleverandøren plikter å levere et løpehjul som er innenfor garantikuren inkludert måleusikkerhet. Denne måleusikkerheten kan variere mer enn $\pm 1\%$.

Modellforsøk av turbin kan bidra til å redusere denne usikkerheten. Et godt eksempel er Statkrafts Tokke-prosjekt. Her ble virkningsgraden 1,5-2 % bedre enn utgangspunktet fordi anbudsprosessen hadde modellforsøk med konkurranse. Det vil si at alle turbinleverandører stiller med turbinmodell og utbygger velger på bakgrunn av dette den beste turbinen. Turbinleverandører som ikke oppnår ønsket virkningsgrad i testen får lov til å gjøre utbedringer og teste på nytt. Modell koster i størrelsesorden mellom 5 og 10 MNOK. Mange kraftselskaper tar seg ikke råd til dette.

Bruksområder for kontinuerlig virknings- gradsmåling





Bruksområde 1:

Optimal utskiftning av turbinkomponenter

Vi har sett at turbinen er den viktigste bidragsyteren til et kraftverks anleggsvirkningsgrad og det vil derfor være svært viktig å inneha så mye informasjon om denne komponenten som mulig. Det vil være av interesse for både samfunnet og kraftselskapet at turbinen blir byttet på optimalt tidspunkt for å unngå unødvendige tap av grønne GWh. Det er derfor forsøkt å undersøke bransjestandard samt utvikle verktøy for å finne optimalt utskiftningstidspunkt for turbiner som tar hensyn til usikkerhet i strømpris og virkningsgrad, samt diskutere tiltak som kan redusere usikkerhet i virkningsgrad.

4.1 DAGENS METODER

Besøk og kontakt med store deler av Kraft-Norge har gitt innsikt i hvordan dette gjøres i dag. Det er stor variasjon i metodene som brukes, fra svært enkle til meget sofistikerte modeller.

De enkleste modellene baserer seg på mekanisk levetid, eller bare en enkel nåverdiberegning med gjennomsnittlig virkningsgradsforbedring av BEP. Ofte vil imidlertid hele virkningsgradskurven se annerledes ut med tiden, se eksempel fra Åna Sira i Appendix 3. Noen kraftselskap tar hensyn til dette ved å benytte vektete virkningsgradskurver for å ta hensyn til at kraftverket driftes over et større operasjonsintervall enn akkurat BEP. Noen kraftselskaper gjør også avanserte simuleringer, kapittel 4.2 viser et eksempel på dette.

Slike utskiftningskalkyler gjøres ofte når virkningsgraden først er målt, som regel etter revisjon eller utskiftninger som kan påvirke virkningsgraden.

Som vi har sett tar det ofte svært lang tid mellom hver måling. Etter hvert som tiden går øker risikoen og usikkerheten rundt den faktiske virkningsgraden, uten at dette får den oppmerksomheten det fortjener.

VTG Revision er et program laget av Frode Rømo i Sintef på oppdrag fra Energibedriftenes Landsforening. Det ble lansert i 1995, og er et verktøy som gir praktisk beslutningsstøtte om vedlikehold og revisjoner i vannkraftverk [Simmenes og Bruun-Olsen, 2003]. VTG Revision beregner økonomiske konsekvenser og potensialer for forskjellige oppgraderingsalternativer. Det har støtte for å legge inn en turbinslitasjefunksjon som har avtagende slitasje med tiden [Rømo, 2001]:

$$\eta(t) = \eta_{\min} + (\eta_{ny} - \eta_{\min})e^{-Kt} \quad (12)$$

Definisjon av parametrene:

$\eta(t)$	Virkningsgrad ved tiden t
η_{\min}	Asymptotisk verdi for virkningsgrad
η_{ny}	Virkningsgrad ved tiden t
K	Slitasjefaktor
t	Tid

Kurven er vist med et eksempel i figur 20. Den er imidlertid bare realistisk for noen få kraftverk i en oppstartsperiode. VTG Revision er i dag ikke kommersielt.

Noen selskap legger inn en lineær degraderingsfaktor som typisk er i størrelsesorden 0.15 % i året for Francisturbiner.

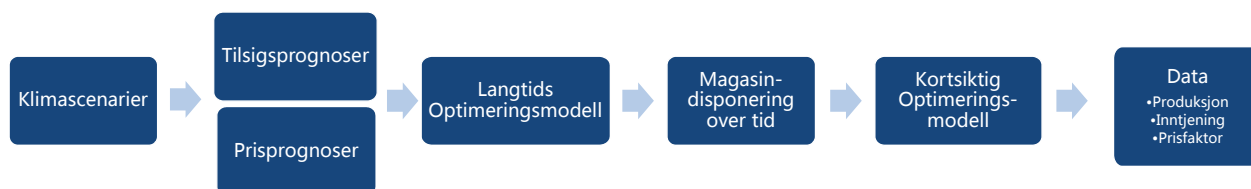
4.1.1 Modellbeskrivelser

For å sikre optimalt løpehjulbytte er det foreslått to modeller for å beregne verdien av løpehjulbytte. Den første modellen tar utgangspunkt i hvordan de beste i norsk vannkraft gjør det i dag. Den andre modellen ser på løpehjulbytte som en kontinuerlig realopsjon som også tar hensyn til leveringstid.

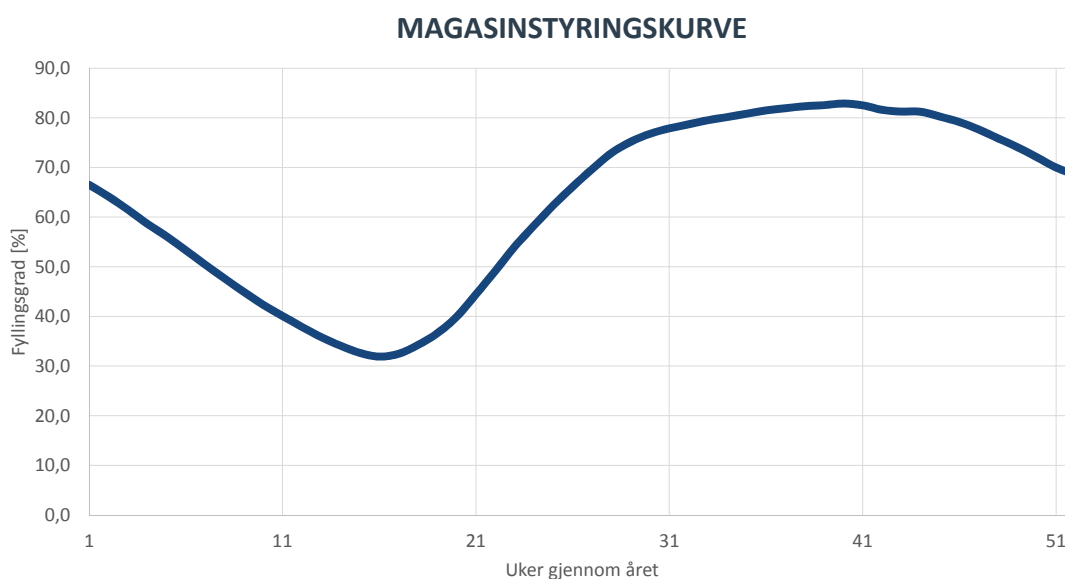
4.2 MODELL 1: UTVIDET NÅVERDI

Standard nåverdi fanger ikke opp usikkerhet i investeringer på en god måte. En måte å fange opp dette på er å gjøre simuleringer med forskjellige scenarier. Dette gjøres for å finne ønsket og sannsynlig kjøremønster til kraftverket. For noen kraftverk kan det være tilstrekkelig å bruke historisk kjøremønster videre, mens andre bør ta hensyn til fremtidige endringer. Som vi har sett kan for eksempel klimaendringer påvirke fremtidig kjøremønster.

Figur 25 viser hvordan analyseprosessen kan se ut i det mest omfattende tilfellet. Tilsigsprognoser er basert på klimakorrigerede historiske tilsig og utgjør scenarier som tilsiget kan få i kommende år. Prisprognoser er også viktig. Dette er viktig input i den langsiktige optimeringsmodellen som blant annet genererer vannverdier. Ved å koble disse vannverdiene med en magasinstyringskurve, (eksempel vist i figur 26), går en videre med en kortsiktig optimeringsmodell for å generere kjøreplaner for aktuelle kraftverk i det simulerte systemet. Disse kjøreplanene genereres på aggregatnivå med timesoppløsning. Typisk kan det være 80 tilsigsscenarioer og ønskelig å simulere 10 - 20 år fremover. Snittet av alle scenariene vil utgjøre et sannsynlig kjøremønster per turbin. Figur 27 viser snittet av et stort antall simuleringer og hvordan aggregatet bør forventes kjørt i fremtiden. Her er det forventet mye fullastkjøring og heller skru av aggregatet i perioder med lav pris. Dette gjør at kraftverket har en høy prisfaktor, ekvivalent med "Oppnådd pris" beskrevet i kapittel 7.



Figur 25: Eksempel på analyseprosess i oppgradringsprosjekter
Kilde: Bransjeeksempel



Figur 26: Eksempel på magasinstyringskurve
Kilde: NVE, Nasjonal magasinfylingsgrad 2000- 2016.

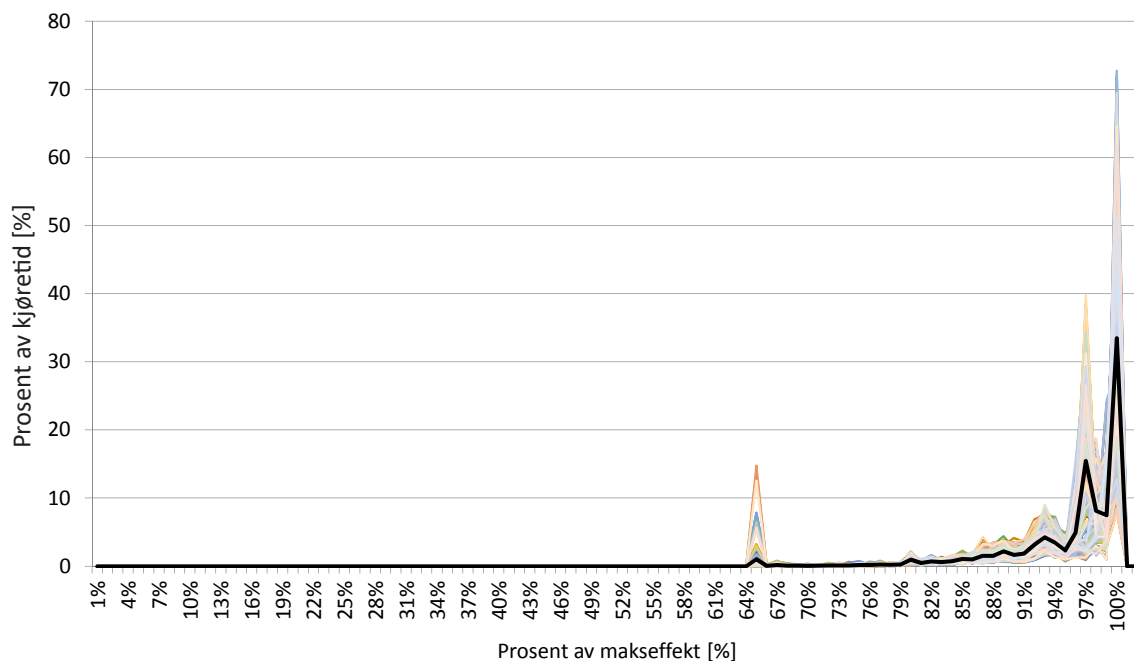
I optimeringen søkes det profittmaksimering og forskjellige turbinvirkningsgradkurver simuleres. Sluttresultatet er en vektet turbinvirkningsgradskurve som viser hva kraftselskapet ønsker seg fra turbinleverandørene. Denne kurven er tilpasset fremtidig profittmaksimerende kjøremønstre. Denne analyseprosessen gir en forventet nåverdi av produksjonsinntekter. Fremtidens energimarked gjør også analysen ytterligere komplisert ved det selges systemtjenester som frekvensprodukter i tillegg til elektrisitet på spotmarkedet. Dette vil variere med hvor kraftverket er plassert og hvilke forventninger kraftselskapet har til fremtiden.

Fremtidige forventede inntekter settes sammen med kostnader og dersom differansen er positiv kan prosjektet sendes videre til beslutning.

En enklere analyse kan gjøres ved å se på historisk kjøremønster. Figur 28 viser et eksempel fra Tjørhom Kraftverk. Mange kraftprodusenter lagrer omfattende produksjonsdata fra sine kraftverk i sine tidsseriedatabaser, derfor er data tilgangen som regel god. Ved koble kjøremønstre opp mot virkningsgradsforhold er det mulig å kalkulere et estimert energitap. Kompleksiteten i en slik analyse er avhengig av kraftverket i form av størrelse, brukstid, antall turbiner og fallhøydevariasjon.

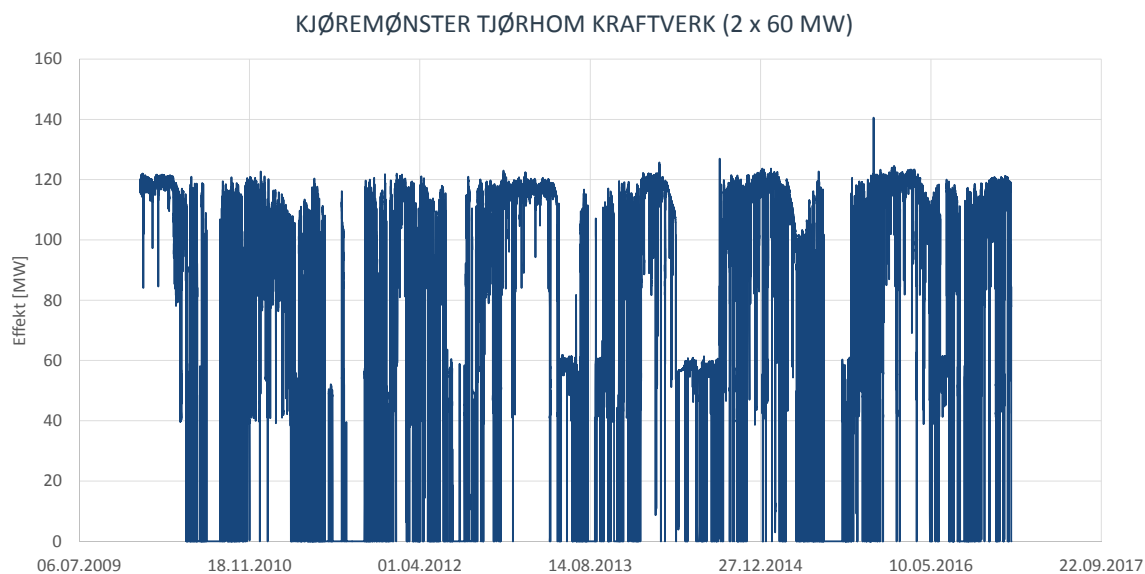
Senere i oppgaven er det gjort forsøk hvor dagens kjøremønster blir koblet med dagens og historisk virkningsgradskurve.

EFFEKTTDISPONERING, KORTSIKTIGE SIMULERINGSRESULTATER



Figur 27: Effektdisponering, kortsiktige simuleringsresultater. Snittet av simuleringene for 80 tilsigsscenarioer er markert i sort. Her er det tydelig at mye fullastkjøring er forventet.

Kilde: Bransjeeksempel



Figur 28: Kjøremønster Tjørhom Kraftverk
Kilde: Sira-Kvina

For å fange opp usikkerhet i fremtidig strømpris brukes enkel sensitivitet mot forventet langsiktig strømpris. Det er imidlertid svært viktig å være bevisst på gyldighetsområdet til nåverdiberegninger, som kan oppsummeres i følgende punkt [McDonald, 2013]:

1. Beregn NPV ved å diskontere forventede kontantstrømmer med alternativkostnadsrenten.
2. Bare invester dersom et prosjekts NPV er positiv og overgår NPVen til alle andre gjensidig utelukkende prosjekter. Dette inkluderer også å investere i samme prosjekt til et senere tidspunkt.

4.3 **MODELL 2: REALOPPSJONS- MODELL MED LEVERINGSTID**

Kraftselskaper som ikke er klar over sin oppdaterte virkningsgrad vil til enhver tid ta en risiko for et økonomisk virkningsgradstap. På samme tid vil også kraftselskaper til enhver tid ha en mulighet (opsjon) til å bytte løpehjul i sine kraftverk (eller andre investeringer). Dette vil være aktuelt når virkningsgradstapet overgår investeringskostnaden. Tapet er et direkte multiplum av elektrisitetsprisen, og vil derfor påvirkes av utviklingen i strømprisen i tillegg til utvikling i tilsig og virkningsgrad. Denne situasjonen gjør at realopsjonsanalyse kan benyttes for å belyse investeringsutfordringen på en annen måte enn ren nåverdi.

Introduksjon til realopsjoner:

En finansiell kjøpsopsjon er en kontrakt hvor eier har retten, men ikke forpliktelsen, til å kjøpe et verdipapir til en fastsatt pris. Denne muligheten koster, og opsjonsprising handler om å prise denne muligheten så riktig som mulig.

Ofte har investeringer egenskaper som minner om finansielle kjøpsopsjoner, og da kalt realopsjoner. En realopsjon kjennetegnes ved:

«The right to pay an investment cost to receive the present value of a stream of future cash flows (represented by the present value of the project)» [McDonald, 2013].

Standard realopsjonsanalyse forutsetter at investeringen generer inntekter umiddelbart etter at investeringsbeslutningen er fattet [Dixit & Pindyck, 1994]. Dette er imidlertid et problem for en del tilfeller hvor leveringstid er involvert. Dette refereres til som «Time to build» og «Investment lag» i litteraturen [Bar-Ilan et. Al, 1996], [Dixit & Pindyck, 1994], [Alvarez & Keppo, 2002].

Løpehjulbytter kan ofte ta mellom 2 og 4 år fra investeringsprosessen begynner til løpehjulet er i drift [Statkraft]. I denne perioden tar selskapet en risiko for å tape penger som vil være avhengig av usikkerheten i strømprisen, tilsig og virkningsgrad. Standard realopsjonsanalyse sier at økt usikkerhet ofte utsetter investeringer. Logikken bak dette er at selskapet skal unngå å lære av lave priser etter at selskapet har fattet en irreversibel beslutning [Bar-Ilan et. Al, 1996]. Bar-Ilan og Stange kommer frem til en motsatt tendens med «Investment Lag», altså at selskaper ønsker å unngå risikoen for høye priser mens de venter. Leveringstid medfører at langsiktige priser er viktigere enn kortsiktige, noe som samsvarer godt med lang levetid på vannkraftkomponenter. Bar-Ilan og Strange utviklet en modell for investeringer med leveringstid som ble publisert i 1996. En feil gjort i denne ble korrigert av Sødal i 2006 [Sødal, 2006]. Modellen som presenteres her vil derfor ta utgangspunkt i Sødals arbeider.

4.3.1 Realopsjonsmodell med leveringstid - Generell Modell

Modellen under er Sødals modell hentet fra hans artikkel “Entry and exit decisions based on a discount factor approach” [Sødal, 2006].

Nomenklatur:

ρ	Diskonteringsrente
ξ	Prosjektspesifikk diskonteringsfaktor
τ	Leveringstid i år
A	Investeringskostnad
B	Avviklingskostnad
P	Elektrisitetspris
c	Årlig produksjonskostnad
P_0	Initiell prosjektverdi

Modellen tar utgangspunkt i et selskap som kan veksle mellom aktiv og inaktiv tilstand. Det kan betale en investeringskostnad, A , for å gå fra inaktiv tilstand til aktiv tilstand, og tilsvarende gå tilbake til inaktiv tilstand ved å betale en avviklingskostnad, B . Mens selskapet er i aktiv tilstand påløper produksjonskostnader, C , og produksjonsinntekter P . For enkelthets skyld er alle variabler og parametere uttrykt som forventede nåverdier. Det vil si at:

$$P = \frac{p}{\xi} \quad (13)$$

$$C = \frac{c}{\rho} \quad (14)$$

Den forventede og diskonterte inntekten fra kontinuerlig produksjon for all fremtid følger en GBM:

$$dP(t) = \mu P(t)dt + \sigma P(t)dZ(t) \quad (15)$$

Denne har parametere:

μ	Trendkonstant
σ	Volatilitet

$$W_0(L, R) = Q(P_0, R) e^{-\rho\tau} \cdot \left(\frac{R_\tau - A - C + Q^+(R, L)(C - B - L) + p^-(R, L)(C - B) - L(R, L)}{1 - Q(L, R) e^{-\rho\tau} (Q^+(R, L) + Q^-(R, L))} \right) \quad (16)$$

Brekke og Øksendal viser at det optimale strategien er å gå fra inaktiv til aktiv tilstand når en viss grensepris, R , er nådd og tilsvarende gå tilbake til en inaktiv tilstand når en nedre grensepris, L , er nådd ved å betale en kostnad [Brekke og Øksendal, 1994]. Disse prisgrensene er triggerpriser som får selskapet til å endre tilstand.

L	Nedre triggerpris
R	Øvre triggerpris

Selskapet begynner i en tilstand hvor $P_0 = L$. Den forventede nåverdien av selskapet er gitt ved formel 16.

Den optimale strategien finnes ved å maksimere $W_0(L, R)$. Det er viktig å merkes seg at den optimale strategien ikke påvirkes av den initiale prosjektverdien P_0 . Se bevis i [Sødal, 2006].

Selskapet investerer ikke før prisen R er oppnådd, slik at alle fremtidige inntekter og kostnader må diskonteres med $Q(P_0, R)$. På dette tidspunkt blir investeringsbeslutningen tatt, og ventetiden diskonteres med $e^{-\rho\tau}$. De forventede inntektene fra kontinuerlig produksjon etter ventetiden er R_τ samtidig som at investeringskostnaden A påløper. Dette forklarer $R_\tau - A - C$. Resten av ligningen representerer den forventede verdien av fremtidige beslutninger, som vil avhenge av prisutviklingen i ventetiden.

Telleren i ligning 16 tar hensyn til forventningsverdien av den første produksjonsperioden, mens nevneren tar hensyn til et perpetuelt tidsperspektiv.

Dersom prisen går under L igjen vil selskapet gå tilbake til inaktiv tilstand, spare fremtidige produksjonskostnader, C , og betale B . Diskonteringsfaktoren må justeres ettersom prisen kan være hvor som helst over L , dette gjøres ved å integrere over alle mulig startverdier for prisen ved å bruke den assosierte sannsynlighetsfordelingen til prisen, Ω . Dette er fordelingen av pris ved tiden τ , gitt at prisen ved start er R . Dette gir den justerte diskonteringsfaktoren $Q^+(R, L)$.

Sødal bruker egne diskonteringsfunksjoner i sine beregninger som er hentet fra [Dixit et. Al, 1999]:

$$Q(P_1, P_2) \equiv E[e^{\rho T}] \quad (17)$$

Dette er den forventede diskonteringsfaktoren når P går fra P_1 til P_2 for første gang og T er tiden det tar fra P_1 til P_2 . For en GBM med konstant trend og volatilitet er diskonteringsfaktorene:

$$Q(P_1, P_2) = \begin{cases} \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^\beta, & P_1 \leq P_2 \\ \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^\alpha, & P_2 \leq P_1 \end{cases} \quad (18)$$

Her er α negativ rot og β positiv rot i den fundamentale kvadratiske ligning gitt ved:

$$\frac{1}{2}\sigma^2\xi^2 + \left(\mu - \frac{1}{2}\sigma^2\right)\xi - \rho = 0 \quad (19)$$

Selskapet går tilbake til inaktiv tilstand øyeblikkelig dersom prisen er under L i slutten av ventetiden. Dette har en sannsynlighet, $p^-(R, L) = \Phi(u)$. Dette forklarer også delen:

$$p^-(R, L)(C - B) \quad (20)$$

Dette medfører også et fremtidig inntektstap på (nåverdi av fremtidig tapt produksjon)

$$L^-(R, L) = \int_{-\infty}^L x \cdot d\Omega(x) = Re^{\mu\tau} \Phi(u - \sigma_\tau) \quad (21)$$

Sødal har utledet hjelpefunksjonene for tilfellet hvor prisen følger en GBM (se Appendix B i [Sødal, 2006]):

$$Q^+(R, L) = \left(\frac{L}{R}\right)^\alpha e^{\rho\tau} (1 - \Phi(u + \alpha\sigma_\tau)) \quad (22)$$

$$Q^-(R, L) = \left(\frac{R}{L}\right)^\beta e^{\rho\tau} \Phi(u - \beta\sigma_\tau) \quad (23)$$

$$L^-(R, L) = \int_{-\infty}^L x \cdot d\Omega(x) = Re^{\mu\tau} \Phi(u - \sigma_\tau) \quad (24)$$

$$R_\tau = Re^{\mu\tau} \quad (25)$$

$$p^-(R, L) = \Phi(u) \quad (26)$$

Standard normal kumulativ sannsynlighetsfordeling:

$$\Phi(\) \quad (27)$$

Hjelpefunksjon, ekvivalent med d2 fra Black & Scholes:

$$u = \frac{\ln\left(\frac{L}{R}\right) - \left(\mu - \frac{1}{2}\sigma^2\right)\tau}{\sigma_\tau} \quad (28)$$

Hvor:

$$\sigma_\tau = \sigma\sqrt{\tau} \quad (29)$$

4.3.2 Realopsjonsmodell med leveringstid - Tilpasset Modell

For å tilpasse modellen til investeringsutfordringen i denne masteroppgaven er det flere aspekter som må forandres.

Det vil være meningsløst å avvikle en løpehjulinvestering mot en kostnad etter at den er besluttet. Avviklingskostnaden ville i tilfelle blitt så høy at det aldri ville være en reell mulighet. Dette forenkler modellen til Sødal. Den nedre triggerprisen blir uinteressant, og verdien av en avviklingsopsjon går mot null. Ligning 16 vil derfor reduseres til:

$$W_0(L, R) = Q(P_0, R) e^{-\rho r} \cdot (R_r - A - C) \quad (30)$$

Målet og outputen til modellen vil nå være redusert til å finne øvre triggerpris, R .

4.3.3 Estimering av parametere

Volatilitet:

Volatiliteten er et uttrykk for usikkerheten som vil være sammensatt av 3 faktorer:

- Usikkerhet i tilsig
- Usikkerhet i pris
- Usikkerhet i virkningsgrad

Usikkerheten i tilsiget og pris kan regnes ut med historiske tidsserier. Usikkerheten i virkningsgrad vil være sammensatt av en måleusikkerhet som varierer i størrelsesorden mellom 0.5 % til 1.5 %. I tillegg er det en usikkerhet rundt den faktiske virkningsgrad som vil variere over tid, og som aldri vil øke, men falle med tiden.

Investeringen vil spenne over så mange år at volatiliteten er basert på historisk strømpris fremfor futurekontrakter. Denne ble beregnet med formel 31 fra [Eydeland og Wolyniec, 2003]. Samme formel er også brukt til å estimere historisk volatilitet for tilsig. Se kapittel 9.2.2 og Appendix 7 for volatilitetsestimering.

Trendfaktor/drift:

Se kapittel 9.2.3 for estimering av drift.

$$W_0(L, R) = Q(P_0, R) e^{-\rho r} \cdot \left(\frac{R_r - A - C + \cancel{Q^+(R, L)(C - B - L)} + \cancel{p^-(R, L)(C - B)} - \cancel{L(R, L)}}{1 - \cancel{Q(L, R) e^{-\rho r} (Q^+(R, L) + Q^-(R, L))}} \right) \quad (30)$$

$$= Q(P_0, R) e^{-\rho r} \cdot (R_r - A - C)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m \left(\frac{\ln(S_i) - \ln(S_{i-1})}{\sqrt{t_i - t_{i-1}}} - \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left(\frac{\ln(S_i) - \ln(S_{i-1})}{\sqrt{t_i - t_{i-1}}} \right) \right)^2} \quad (31)$$

4.3.4 Sammenligning av metodene

For prosjekter som er dypt «In the money» vil det være tilstrekkelig med en nåverdiberegning, fordi begge metodene vil gi resultater som anbefaler investering. For mer marginale prosjekter vil realopsjonsmodellen kunne gi en mer realistisk tilnærming, både i forhold til å investere for sent og for tidlig.

Kraftverk som har vært i drift lenge vil ha den fordel at kraftselskap kjenner dem godt og vet mer om hvordan løpehjul og andre turbinkomponenter slites. Dette gjør at det er enklere å predikere løpehjulsbytter.

4.4 TURBINHAVARI

Det er til enhver tid en risiko for at turbiner havarerer. I kraftverk med høy brukstid og bare én turbin kan et havari bety mye høyere produksjonstap enn dersom kraftverket har flere turbiner. Det har de siste årene vært spesielt stor risiko tilknyttet høytrykks francisturbiner. Det vil si francisturbiner som utnytter et fall på over 300 meter. Det gjelder rundt 120 turbiner i Norge. I tidsperioden 1978 til 1993 sprakk eller havarerte til sammen 4 av Statkrafts 12 nye løpehjul. Fra 1994 til 1999 sprakk hele 3 av selskapets 5 nye hjul [TU, 2]. Det neste som skjedde i Statkraft var havariet i Svartisen Kraftverk 2012. Her havarerte Norges største turbin på 350 MW. De økonomiske konsekvensene vurdert til mange hundre millioner kroner [Statkraft].

Risikoen for havari kan også modelleres finansielt. Dette er ikke implementert eller sett nærmere på i denne masteroppgaven, men kan for eksempel modelleres som med en fødsels og dødsprosess [Dixit & Pindyck, 1994].

Bruksområde 2:

Produksjonsoptimering

5.1 INTRODUKSJON TIL PRODUKSJONSPLANLEGGING

Produksjonsplanlegging er et stort fagfelt innen operasjonsanalyse og vannkraft. For kraftverk som har mulighet til å regulere kraftproduksjonen ved hjelp av magasinering, vil det være et spørsmål om kraften skal produseres i dag eller senere. Det er derfor nødvendig med et uttrykk for vannets alternativkostnad, altså hva det vil koste å produsere kraft nå sett i forhold til å produsere det senere. Denne alternativkostnaden kalles vannverdi, og er et viktig styringssignal for hvordan vannet skal disponeres over tid [Alnæs et. Al, 2015]. Det følger logisk at vannet ikke bør produseres når prisen er under vannverdien.

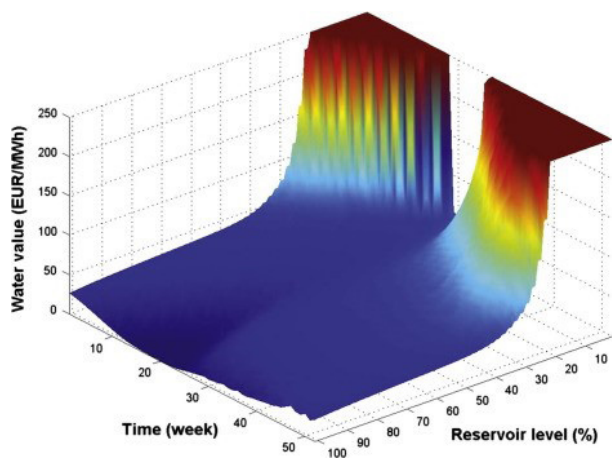
De viktigste inputparameterne til vannverdiberegninger er:

- Kraftverksesifikke detaljer (magasinkapasitet, virkningsgradskurver, magasinstatus)
- Tilsigsprognoser
- Prisprognoser (markedssituasjon)
- Import og eksportmuligheter

Figur 29, viser en typisk vannverdifunksjon for et magasin i Sør-Norge, her er det tydelig at vannverdien er lav for fullt magasin, og høy for lave magasinnivåer, spesielt i vinterhalvåret hvor det tradisjonelt er mindre tilsig. Verdiene er kuttet på 250 EUR/MWh.

Ved å sette sammen informasjon fra et helt kraftsystem er det mulig å estimere vannverdien.

Dette er store matematiske modeller som kjøres med lange tidshorisonter (over flere år).



Figur 29: Vannverdifunksjon
Kilde: [Gebrekiros et. Al, 2015]

De mest brukte kommersielle softwarene som benyttes er Sintefs «Vansimtap» og «ProdRisk». Beregning av vannverdier er første steg i produksjonsplanleggingen.

Alle kraftverk trenger årlig vedlikehold og inspeksjon. En del av dette arbeidet betinger at kraftverket ikke er tilgjengelig for produksjon. Dette spiller derfor inn i produksjonsplanleggingen. Tilsiget er også ofte sesongavhengig, spesielt i områder med store snømagasiner. Dette kan brukes som input i kortsiktige produksjonsplanleggingsverktøy i form av styrekurver for enkeltmagasiner og tilgjengelighetsinformasjon på aggregatnivå.

Kortsiktige produksjonsplanleggingsverktøy brukes til å generere kjøreplaner som sier hvilken effekt hvert enkelt aggregat skal levere den enkelte time det kommende døgn. Dette er fordi strømprisen fastsettes for et døgn av gangen.

Kjøreplanen for neste døgn beregnes ofte av programvare som jobber med en tidshorison på rundt 14 dager, for eksempel SHOP fra Powel. Viktige inputdata her er detaljerte tilsigs- og prisprognoser, samt detaljert informasjon om det aktuelle kraftsystemet, blant annet virkningsgradskurver. I teorien skal kortsiktige produksjonsplanleggingsverktøy generere gyldige kjøreplaner, men på grunn av kompleksitet må de noen ganger korrigeres manuelt. Det oppstår også situasjoner hvor det skjer omlastninger etter at kjøreplanen for neste døgn er planlagt, for eksempel på grunn av regulerkraft. Dette gjør at det blir avvik fra produksjonsplanen og det er i stor grad operatøren i kraftselskapets driftsentral som bestemmer hvordan den nye lastsituasjonen skal produseres. Flere kraftselskaper forfatter har vært i kontakt med har opplyst at det er svært mange timer kraftverk ikke kjøres til marginalkostnad.

For å sikre en optimal utnyttelse av vannet er det viktig at produksjonsplanleggings-verktøyene har oppdatert informasjon og at kraftverksoperatørene har inngående kunnskap om virkningsgrad. Kontinuerlig virkningsgradsmåling kan bidra til at denne informasjonen er oppdatert til enhver tid.

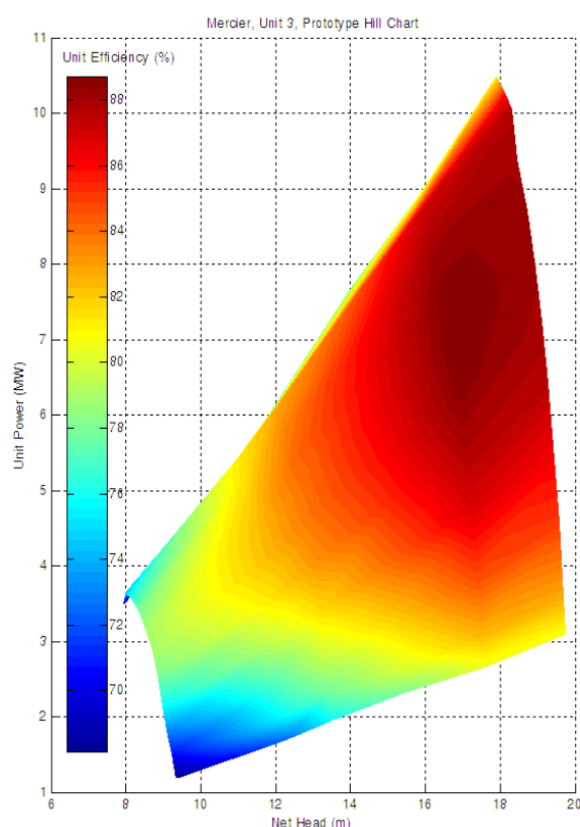
Mange norske vannkraftverk har store variasjoner i fallhøyde. Det vil i praksis være umulig å foreta virkningsgradsmåling for alle fallhøyder slik praksisen er i dag. Etter en stikkprøvemåling sies turbinvirkningsgraden å være konstant innenfor et visst intervall definert av IEC41-standard. Endringer i effekt og vannføring blir beregnet med affinitetsligningene [FDB, 1]:

$$P_2 = P_1 \cdot \left(\frac{H_2}{H_1} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (32)$$

$$Q_2 = Q_1 \cdot \left(\frac{H_2}{H_1} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (33)$$

Dette baserer seg på at effekten eller vannføringen endrer seg med den relative høydeforskjellen med en gitt eksponent. Dette er i en del tilfeller for unøyaktig bør i stedet beskrives av hill-diagram [Wiborg, 2016].

Dette er et diagram som beskriver tre dimensjoner: Vannføring/effekt, virkningsgrad og fallhøyde. Kontinuerlig virkningsgradsmåling kan brukes til å generere oppdaterte hill-diagrammer som input til produksjonsplanlegging og kraftverksdrift. Trollheim og Åna-Sira vil være de første store kraftverkene i verden som tar i bruk denne teknologien. Det er imidlertid gjort enkeltforsøk i småskala, som dette eksempelet fra Canada [Coté & Cloutier, 2010]. Dette er også beskrevet matematisk [Diniz et. Al, 2007].



Figur 30: Eksempel på Hill-Diagram
Kilde: [Coté & Cloutier, 2010]

5.2 FORBEDRINGS- POTENSIALET

Kontinuerlig virkningsgradsmåling vil gjøre at kraftverksoperatørene og produksjonsplanleggerne har en dynamisk virkningsgradskurve å forholde seg til. Denne kan brukes til å unngå suboptimale punkt på virkningsgradskurven.

Bruksområde 3:

Prising av frekvensprodukter

6.1 RESERVEMARKEDET

Elektrisitet er en ressurs som ikke kan lagres direkte, det gjør at strømmettet til enhver tid må ha balanse mellom produksjon og etterspørsel. Denne balansen påvirker frekvensen i nettet direkte. I det nordiske systemet er 50 Hz systemfrekvensen. En uforutsett økning i forbruk vil senke frekvensen (gitt at produksjon holdes konstant), mens en økning i produksjon vil øke frekvensen (gitt at forbruk holdes konstant).

Hver dag melder deltakerne i det nordiske kraftsystemet inn til NordPool en pris/volum kurve som sier hva den enkelte aktør kan produsere eller konsumere til en gitt pris. Disse kurvene aggregeres og prisen for neste døgn blir kjent. Da må den enkelte deltaker produsere eller konsumere i henhold til pris og egen pris/volumkurve. Til tross for dette oppstår det ubalanser mellom produksjon og forbruk som gjør at det oppstår frekvensstabilitet. I Norge er det Statnett som har ansvar for frekvensstabilitet, den overordnede fysiske styringen og kontrollen av landets kraftsystem. Statnett kalles derfor TSO (Transmission System Operator), og hvert land har en TSO med dette ansvaret. For å håndheve dette finnes det produkter som håndterer frekvensstabilitet. Disse produktene omsettes i et reservemarked og deles inn i 3 kategorier:

- Primærreserver: For å håndtere den momentane ubalansen i systemet aktiveres FCR-N (Frequency Containment Reserves) og FCR-D. Dette er effekt som aktiveres automatisk hos kraftprodusenter i løpet av sekunder fra allerede roterende aggregater.

- Sekundærreserver: Dette er nasjonale utvekslinger av effekt som brukes til å bringe frekvensen tilbake til 50 Hz. Dette frigjør primærreservene.
- Tertiærreserver: Ofte omtalt som regulerkraft (RK). Aktiveringstid opp mot 15 minutter.

Kraftselskap kan tilby en pris for å forandre planlagt produksjon. Hvor mye effekt som kan reguleres kan meldes inn til Statnetts reservemarked. På denne måten får kraftselskap betalt for å levere effektforandringer. Dette er særlig aktuelt for store kraftverk som har et bredt operasjonsintervall. Ideelt sett bør et kraftverk produsere kun når prisen er høyere enn marginalkostnaden til vannet (vannverdien), og optimalt bør kraftverket produsere med en last som korresponderer med krysningpunktet mellom pris og marginalkostnad. Som pristaker i et konkurransedyktig marked er det optimale å tilby varen til marginalkostnaden [Gross & Finlay, 2000]. Denne lasten skal korrespondere med bestpunkt på anleggsvirkningsgradskurven eller høyere avhengig av pris og vannverdi. Marginalkostnadskurver er et av de viktigste styringsverktøyene for produksjonsplanlegging [Statkraft]. Effekt tilgjengelig over marginalkostnadskurvens skjæring med pris/vannverdi kan selges inn på reservemarkedet.

6.2 EKSEMPEL

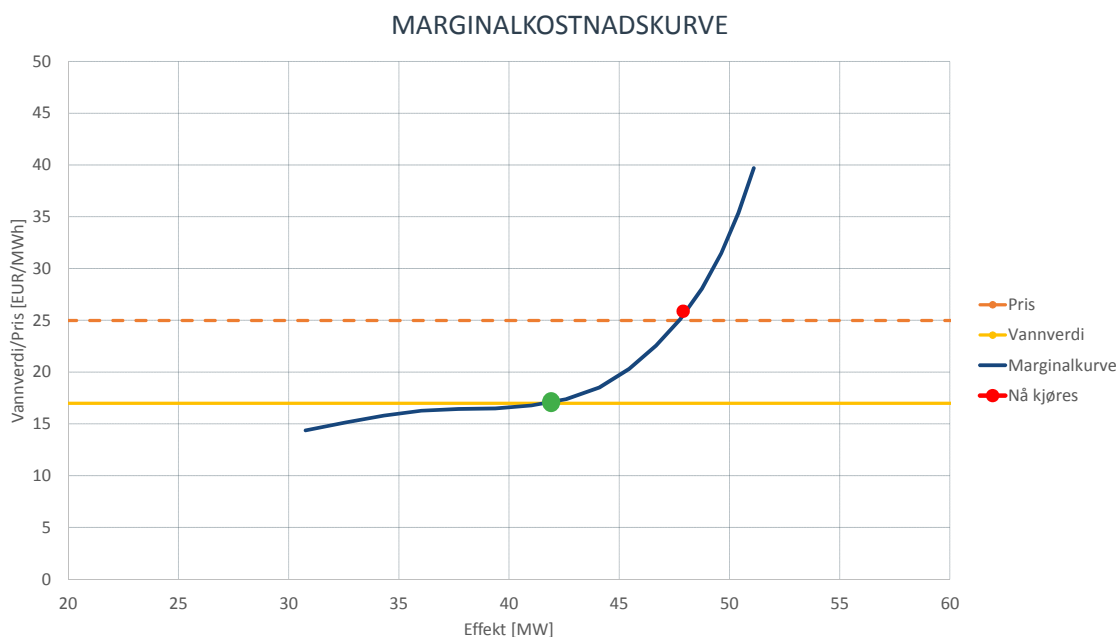
Det tas utgangspunkt i et kraftverk i Sørnorge. Dagens situasjon er en kraftpris på 26 EUR/MWh, og en vannverdi i overliggende magasin er 17 EUR/MWh. Slik det fremgår av marginalkostnadskurven i figur 31 bør kraftverket kjøre med en last på 47.9 MW.

For laster høyere enn dette vil vannet koste mer enn kraftselskapet får betalt for. Marginalkostnadskurven er laget på bakgrunn av anleggsvirkningsgradskurven til kraftverket. Det korresponderende punktet på anleggsvirkningsgradskurven er 83,4 % mot 85,88 % som er bestpunkt for denne fallhøyden.

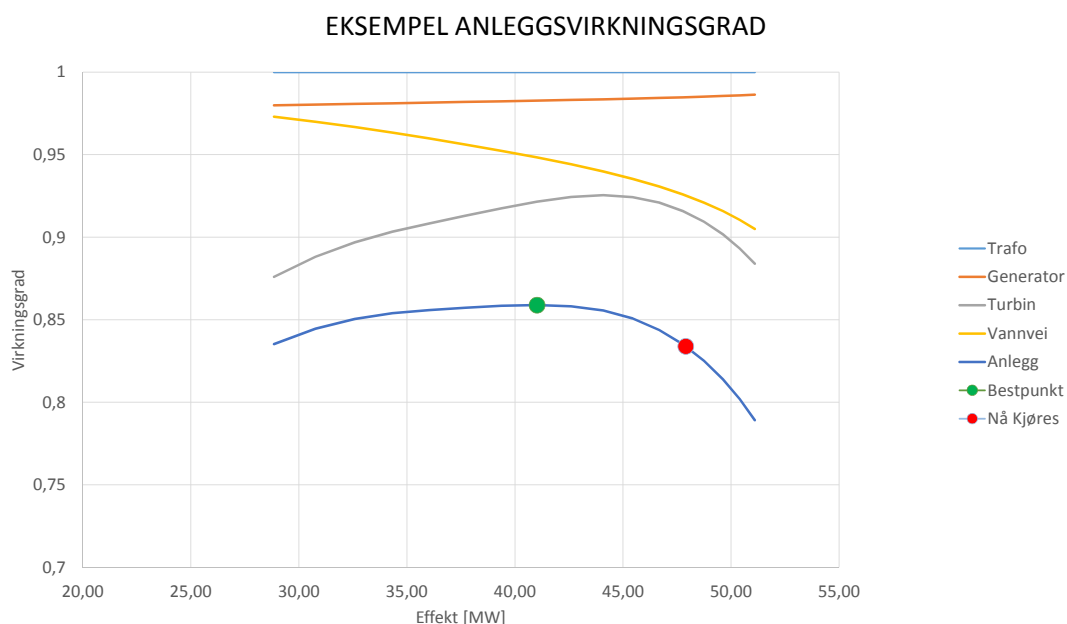
Merk sammenhengen mellom figur 31 og 32. Et høyere punkt på marginalkostnadskurven viser at anleggsvirkningsgraden blir dårligere. Her er det tydelig et virkningsgradstap, men fordi prisen er høyere enn vannverdi vil profitten være positiv.

Dersom effekten fortsatt skal økes bør kraftselskapet bli økonomisk kompensert på grunn av virkningsgradstapet. Aktiverte frekvensprodukter vil omtrent alltid medføre suboptimal virkningsgradskjøring. Dette har en kostnad som til nå har vært vanskelig å kvantifisere. Kontinuerlig virkningsgradsmåling vil gjøre det mulig å prise kostnaden av kjøring utenfor BEP med høy grad av nøyaktighet.

Marginalkostnadskurven er laget ved script i Appendix 5.



Figur 31: Eksempel på marginalkostnadskurve med driftspunkt.
Kilde: [Eget Arbeid]



Figur 32: Eksempel på Anleggsvirkningsgradskurve. Merk sammenhengen mellom figurene.
Kilde: [Eget Arbeid]

Bruksområde 4:

KPI/Benchmark for kraftverksdrift

7.1 BAKGRUNNSTEORI

For alle bedrifter vil det være en viktig målsetting å forbedre prestasjonene, både for arbeidsgiver og arbeidstaker [Mikkelsen og Lauvdal, 2014]. For å få oversikt over prestasjonene, er det svært ønskelig å finne gode prestasjonsmål. Det kan imidlertid ofte være vanskelig å finne gode måleparametere som måler det bedriften egentlig ønsker [Hoff og Holving, 2015]. Derfor er det sentralt at ledere og medarbeidere blir enige om hva som skal måles, hvordan det skal gjøres, og hvordan målingene skal brukes for å unngå konflikter og undergraving av prestasjonsmålingens egentlige hensikt. Hoff og Holving har listet hva som kan oppnås ved riktig bruk av prestasjonsmåling:

Prestasjonsmålinger..

- Motiverer
- Øker prestasjonens synlighet og signaliserer viktighet
- Klargjør hva som forventes
- Muliggjør delegering av myndighet og ansvar
- Muliggjør tilbakemeldinger
- Øker objektiviteten og bidrar til å bygge en tiltaksfokusert organisasjon
- Bidrar til konsistens i gjennomføringen
- Bidrar til å sveise organisasjoner sammen
- Økt kvalitet på beslutninger
- Gir oss «easy warning goals»
- Bidrar til å gi ledelse og medarbeidere større innsikt i virksomheten

Det finnes imidlertid mange fallgruver når det kommer til prestasjonsmåling, metodene har derfor blitt kritisert, for eksempel gjennom fenomenet «målesyke» [Lai, 2012].

Prestasjonsmåling kan også fremprovosere frustrasjon og demotivasjon dersom det brukes ukorrekt [Hoff og Holving, 2015]. Tre viktige fallgruver i prestasjonsmåling er:

- Manglende dialog med ansatte om hvorfor prestasjonsmålinger er viktige
- Direkte kobling mellom prestasjonsmåling og belønningssystem
- For mange prestasjonsmål

Derfor er det viktig å sette krav til prestasjonsmålene, [Wilton, 2016], foreslår at måleparametere skal tilfredsstillere rammeverket SMART:

- S: Spesific
- M: Measureable
- A: Attainable
- R: Realistic
- T: Time Bounded

Det bør også være muligheter for å reforhandle måleparametere dersom de ikke lenger passer inn i bedriftens kontekst.

7.2 KRAFTBRANSJENS BEHOV

Produksjonsplanleggerens jobb er helt avgjørende for inntektene til et kraftselskap. Men hvor flinke var egentlig produksjonsplanleggerne? Kunne de gjort en bedre jobb? Kraftselskapet vil være interessert i om de kunne gjort bunnlinjen større og produksjonsplanleggeren vil være interessert i hvordan han eller henne kunne gjort en bedre jobb. Derfor har det lenge vært ønsket fra ledelsen i kraftselskap å skape en KPI/Benchmark som kan si noe objektivt om hvordan produksjonsplanleggerne gjør det i følge Powel.

Dette er også noe som er ønsket fra ledelsen i kraftselskap forfatter har vært i kontakt med. Det har imidlertid vært vanskelig å utarbeide måleparametere som fungerer godt. En av de viktigste inputparameterne i produksjonsplanleggingen er vannverdien, og det finnes imidlertid ingen metode for å kvalitetssjekke denne.

Det finnes imidlertid noen måleparametere som benyttes av norske kraftselskap i dag:

«Oppnådd pris»

Den tar utgangspunkt i hvilken strømpris kraftselskapet oppnår for sine MWh sammenlignet med gjennomsnittlig markedsstrømpris. Oppnådd pris måler altså i stor grad hvor god kraftselskapet er til å utnytte pristopper. Et av problemene med denne formen for er at prestasjonen er litt avhengig av de lokale forholdene. Dersom bedriften isolert sett skulle outperforme sine konkurrenter hadde det vært enkelt, da kunne kraftverket stått stille nesten hele året bortsett fra perioder med meget høy pris. Derfor er denne KPIen nødt til å brukes sammen med andre måleparametere.

«Nyttejustert Utilgjengelighet»

Andel tilgjengelig installert effekt når markedsprisen er høyere enn vannverdien. Dette skal gi incentiv til å planlegge vedlikehold i perioder hvor kraftverket uansett ikke ville produsert.

«VVO, veide vedlikeholdsobjekter»

Dette er en samling med kraftselskaper som sammenlignes etter faktoren kNOK/VVO. Altså kostnad per veide vedlikeholdsobjekt. Et veid vedlikeholdsobjekt er en kraftverksrelatert eien- del som krever vedlikehold, og som blir veid etter størrelse for å kunne sammenligne ulike kraftselskaper på likt grunnlag.

Disse KPIene sier imidlertid ingenting direkte om produksjonsplanlegging eller om hvor flink kraftselskapet har vært til å utnytte vannet sitt.

7.3 MODELL

7.3.1 Forslag KPI: Verdi av sluttmagasin etter en periode

Dette er forslag til en KPI som prestasjonsmåler produksjonsplanleggingen, og baserer seg på Powels programvare SHOP/SIM. Når SHOP kjøres for å generere kjøreplan for neste døgn tas følgende variable parametere inn som input:

- Vannverdier
- Tilsigsprognose
- Prisprognose

Ved å anta at vannverdien er riktig, er det mulig å sammenligne verdien av en faktisk magasintilstand mot en idealtilstand etter en viss tidsperiode. Verdi av faktisk magasintilstand vil være enkelt å måle fordi alle kraftselskap har vannstandsmål på sine regulerte magasiner. Magasinnivået er koblet til en magasinkurve som gir et visst magasinivolum, se figur 56.

Verdien av et magasin er gitt ved:

$$V_{mag} = (\text{Magasinivolum}) \cdot (\text{Vannverdi til hav}) \quad (34)$$

$$= [Mm^3] \cdot \left[\frac{NOK}{Mm^3} \right]$$

Vannverdier oppgis både lokalt og til hav. Dette er særlig relevant for kraftverk som har kraftverk i serie, hvor vannet kan utnyttes flere ganger, det er derfor vannverdi til hav som må benyttes, eller til nederste undervann dersom det ikke er havet.

Når SHOP regner ut morgendagens kjøreplan er både fremtidig tilsig og pris prognosebasert (bortsett fra prisen neste døgn). I tillegg oppstår det ofte hendelser som gjør at kjøreplanen må revideres flere ganger.

Idéen er baserer seg på å kjøre SHOP historisk med deterministisk inndata, slik at det brukes historisk pris og tilsig. Aggregatstablingen optimeres fortsatt, men totallasten for hver time for det aktuelle kraftsystemet er gitt.

Da vil SHOP i prinsippet jobbe under en «Perfect Information»- tilstand, og i teorien kunne generere en optimal kjøreplan, som vil føre til en annen sluttmagasintilstand enn den faktiske. Ved å sammenligne disse to magasin vannstandene, vil det være mulig å se hvor godt det var mulig å planlegge produksjonen.

En del av utfordringen i dag er at det er vanskelig å regne ut historisk tilsig fordi det ikke finnes noen oversikt over faktisk vannforbruk i kraftverkene. Kontinuerlig virkningsgradsmåling vil muliggjøre dette.

KPIen vil derfor bli den relative forskjellen mellom faktisk og optimal magasintilstand.

KPIen satt inn i SMART-rammeverket vises i tabell 2.

7.3.2 Modellsvakheter

Det er også identifisert noen svakheter med modellen.

Vindoppstuvings-effekt:

Definisjon fra NVE:

Med vindoppstuvning forstås forflytning av vannmasser til en del av magasinet på grunn av vedvarende vind i én bestemt retning.

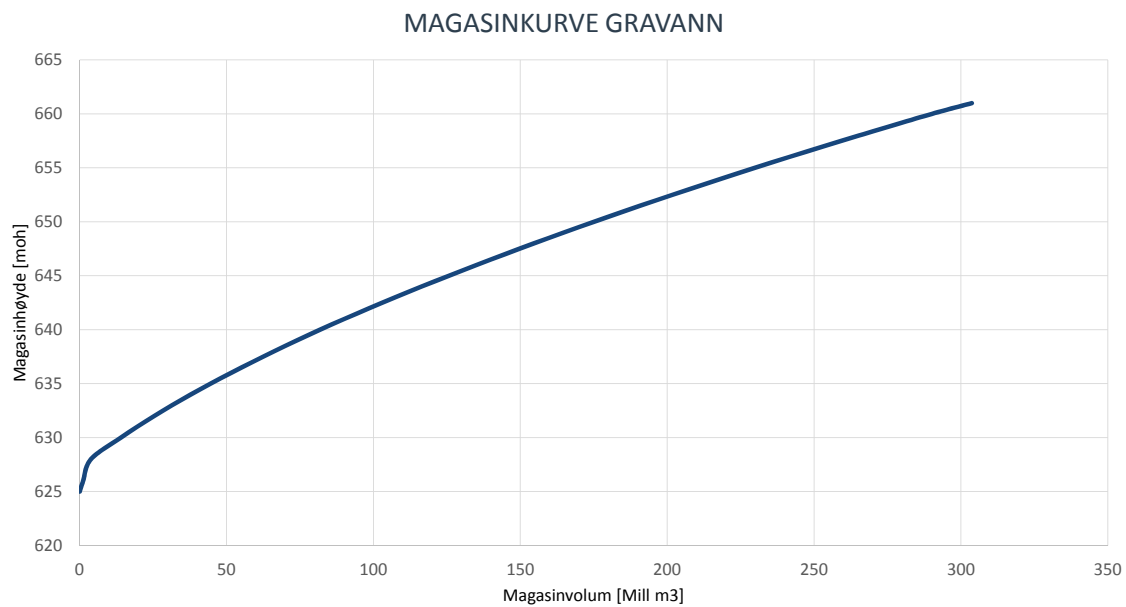
I store vannmagasiner kan det være snakk om flere meter, slik at dette bør korrigeres for. Selve vindoppstuvningen kan beregnes, men også måles ved å bruke flere trykkceller med kjent kotehøyde på forskjellige plasser i magasinet.

Unøyaktigheter i vannverdi:

Dette vil alltid være en unøyaktighet, men brukes i utgangspunktet bare for å tilføre vannet en verdi slik at det ikke bare er magasin volumet som sammenlignes. Den prosentvise forskjellen vil imidlertid være den samme.

SPESIFIC	Kraftselskapets evne til å utnytte tilgjengelig vann måles.
MEASUREABLE	Denne evnen sammenlignes opp mot teoretisk optimum og vil være et objektivt mål på prestasjonen.
ATTAINABLE	Det vil aldri være realistisk å matche denne KPIen fordi den jobber under perfekt informasjon. Læringseffekter gjør at det vil over tid være ønskelig og oppnåelig å nærme seg denne. Det understrekes at trenden er viktigere enn selve mål oppnåelsen.
REALISTIC	Det er ansett som realistisk at selskapet over tid vil nærme seg teoretisk optimum, kanskje asymptotisk, men likevel nærmere enn de er i dag.
TIME BOUNDED	Tidsrammen kan variere, men måneds, kvartal og årsbasis kan være aktuelt.

Tabell 2: KPIen "Verdi av sluttmagasiner" i SMART-rammeverket



Figur 33: Eksempel Magasinkurve
Kilde: Sira-Kvina Kraftselskap

Eksempler og mulighetsstudier





BB

NEBB

Kapittel 8:

Sira-Kvina Kraftselskap

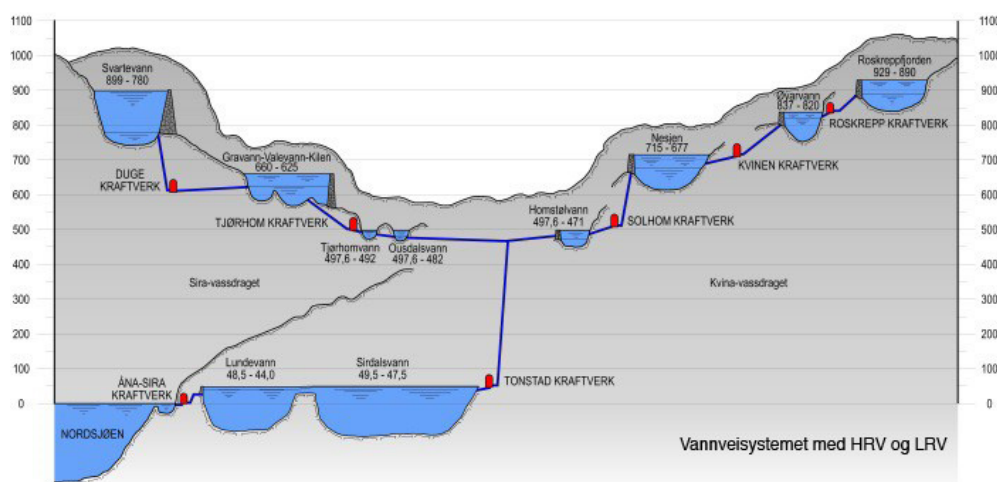
Et av landets mest imponerende reguleringsystem

Sira-Kvina kraftselskap produserer fornybar energi i 7 vannkraftverk der de benytter vann fra de tre fylkene Rogaland, Vest- og Aust-Agder. Årsproduksjonen er på vel 6000 GWh, noe som tilsvarer omtrent 5 % av Norges kraftproduksjon. Det er Norges mestproduserende reguleringsystem. Eies av Lyse Energi (41.1 %), Statkraft (32.1 %), Agder Energi (14.6 %) og Skagerak Kraft (12.2 %). Omsetter for mellom 2 og 3 milliarder NOK avhengig av nedbør og strømpriser. Ca. 110 ansatte.

Kraftverk	Installert Effekt	Årsproduksjon	Nom. Fallhøyde
Duge	2 x 100 MW	248 GWh	215 m
Tjørhom	2 x 60 MW	518 GWh	158 m
Roskrepp	1 x 50 MW	105 GWh	83 m
Kvinen	1 x 80 MW	215 GWh	116 m
Solhom	2 x 100 MW	700 GWh	210 m
Tonstad	4 x 160 MW 1 x 320 MW	3 800 GWh	450 m
Åna-Sira	3 x 50 MW	700 GWh	46 m
SUM	1 760 MW	Ca. 6 TWh	-

Som det fremkommer av figur 34 og navnet på kraftselskapet samles elvene Sira og Kvina i tunnel i fjellet før vannet ledes ned i Tonstad Kraftverk. Dette kraftverket er Norges mestproduserende, til tross for at det har nesten 25 % mindre installert effekt enn Norges største; Kvindal Kraftverk (4 x 310 MW). Tonstad kraftverk er også kjent for å ha en svært komplisert vannvei.

Tabell 3: Kraftverk i Sira-Kvina



Figur 34: Vannsystem Sira-Kvina
Kilde: Sira-Kvina Kraftselskap



Sira·Kvina

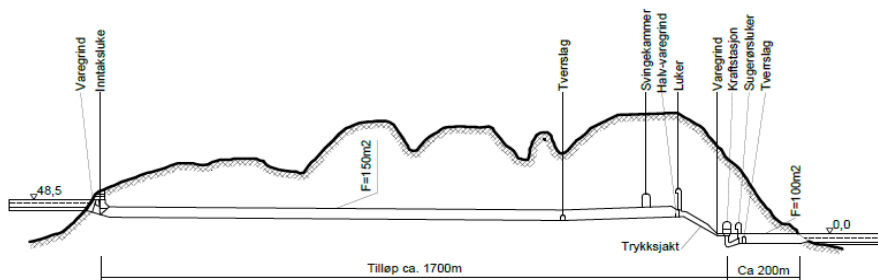
KRAFTSELSKAP

Optimalt løpehjulsbytte

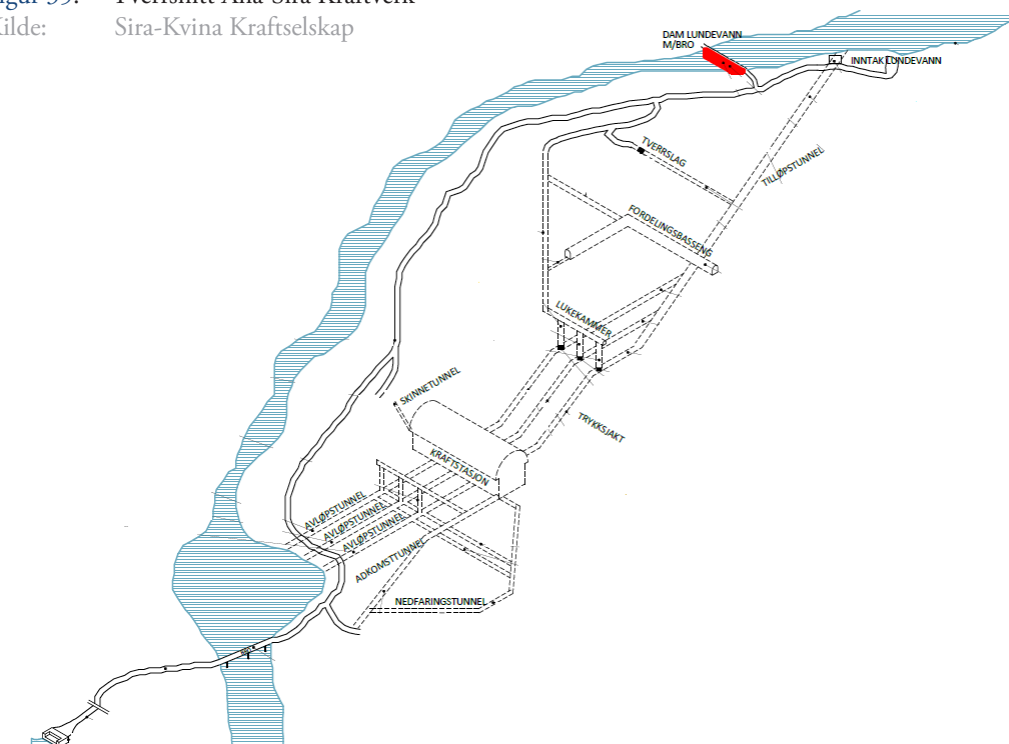
Åna-Sira Kraftverk

Åna-Sira kraftverk er det nederste i Sira-Kvina systemet. Det har bare 48 meter i nominell fallhøyde, men på grunn av de enorme vannmengdene produserer det likevel 700 GWh i et normalt år. Det utgjør strømforbruket til 34 000 husstander. Når det kjører for fullt passerer 390 m³ i sekundet gjennom kraftverket. Det er Norges femtiende største kraftverk både etter installert effekt og produksjon. Kraftverket er et lavtrykks-francis anlegg hvor størrelsene er imponerende.

Tilløpstunnelen har et areal på 150 kvadratmeter, noe som tilsvarer tverrsnittet til rundt 3 vanlige europaveitunneler. Hvert av løpehjulene veier rundt 25 tonn. Kraftverket er bygd ut i to trinn. Det første byggetrinnet stod ferdig i 1971 med 2 turbiner, og den siste turbinen kom på plass i 1989. Turbin 1 og 2 er formlike, og det ble i desember 2016 utført en virkningsgradmåling for første gang siden 1971. Det har aldri blitt målt en gyldig virkningsgrad i Turbin 3.



Figur 35: Tverrsnitt Åna-Sira Kraftverk
Kilde: Sira-Kvina Kraftselskap



Figur 36: Vannveier Åna-Sira Kraftverk
Kilde: Sira-Kvina Kraftselskap

9.1 UTVIDET NÅVERDI

9.1.1 Statistisk analyse av kjøremønster

Ved å se på hvordan den enkelte turbin i Åna-Sira er kjørt fra 2010 til 2016 ble det mulig å identifisere et gjennomsnittlig kjøremønster som kunne brukes til å regne ut det mest realistiske energitapet som følge av reduksjon av virkningsgrad. Tidsseriene som ble lagt til grunn har time-soppløsning med gjennomsnittsverdier.

Kjøremønsteret kan observeres i som histogram figur 37. Det brukes til å lage en sannsynlighetsfordeling som kan beregne virkningsgrad for den enkelte turbin med en gitt totallast. Slik vi ser av figuren er det enkelt å identifisere hvor mange turbiner som er i drift til enhver tid. Dette kommer av at turbinene ikke har driftsoverlapp. Tabell 4 oppsummerer hvor mye av tiden ulike aggregater er i drift.

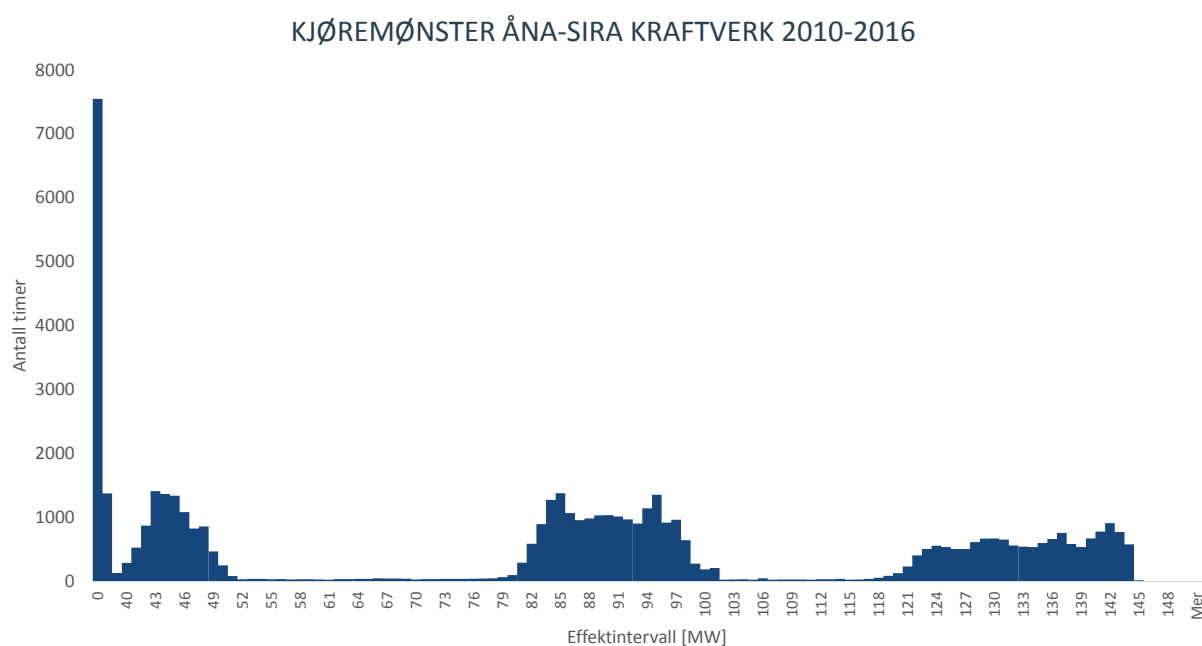
Antagelser brukt i beregningene:

- Turbinene var identiske ved installasjonen i 1971.

- Har foreløpig ikke sett på virkningsgradstap for turbin 3 da virkningsgradsmålingene for denne maskinen ikke er godkjente på grunn av tekniske måleutfordringer [FDB, 2]. Antar dermed at turbin 3 har lik virkningsgrad som turbin 1 og 2 fra 1971. Forutsetter synkron opplastning når flere aggregater er i drift.
- Det er brukt en invers annuitetsfaktor på 14. (Populært også kalt diskonteringsfaktor)
- Det er rimelig å anta at måleusikkerheten er ganske lik i 1971 som i 2016.

Antall Aggregater i drift	Prosent av tiden
0	14,36 %
1	20,74 %
2	34,60 %
3	27,74 %
Mellomfaser	2,55 %

Tabell 4: Aggregatfordeling Åna-Sira Kraftverk



Figur 37: Historisk kjøremønster Åna-Sira Kraftverk
Kilde: [Eget Arbeid]

9.1.2 Økonomiske konsekvenser

En nedgang i virkningsgrad fører til et årlig produksjonstap for turbin 1 og 2. Det er mulig å se hvor mye energi som er tapt de siste seks årene, men dette vil for alltid være sunk cost. Det interessante vil være hva som er beste alternativ i tiden fremover. Det vil opplagt være å legge turbin 3 som grunnlast dersom kraftverket kjøres, og deretter laste opp turbin 1, og til slutt turbin 2. Ref. oppdaterte virkningsgradskurver [FDB, 2]. Ved å legge denne opplastningsstrategien til grunn oppnås følgende produksjonstap for turbin 1 og turbin 2:

Maskin	Produksjonstap [MWh]
Turbin 1	22 928
Turbin 2	25 841

Tabell 5: Produksjonstap Åna-Sira Kraftverk

Tabell 5 sammenligner dagens virkningsgrad mot den opprinnelige fra 1971. Dette vil etter samtale med turbinleverandører være et konservativt anslag ettersom en ny turbin vil kunne oppnå enda høyere virkningsgrad.

Ved å se på forskjellige strømprisscenarioer kan det økonomiske tapet av virkningsgradsendringen beregnes. Se tabell 6.

Strømprisscenarioer [NOK/MWh]	Årlig verdi av virkningsgradstap [NOK]	Perpetuell verdi [NOK]
200	9 753 897	136 554 558
220	10 729 287	150 210 014
240	11 704 676	163 865 469
260	12 680 066	177 520 925
280	13 655 456	191 176 381
300	14 630 845	204 831 837

Tabell 6: Sensitivitetsanalyse mot langsiktig strømpris - Åna-Sira Kraftverk

Perpetuell verdi i tabellen er beregnet med en inners annuitetsfaktor:

$$\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n}$$

Hvor n er levetiden til prosjektet og r er diskonteringsrenten som brukes.

Det er estimert at nye turbiner vil koste en plass mellom 10 og 20 millioner per stk. Selv med en total investeringskostnad på 40 mill NOK, vil prosjektet ha en svært positiv nåverdi. Det vil ikke være gunstigere å investere på et senere tidspunkt. Beregningene oppfyller derfor betingelsene til korrekt bruk av nåverdi. [McDonald, 2013] derfor bør det investeres umiddelbart gitt at nye løpehjul vil gi kraftverket tilsvarende virkningsgrad som i 1971 eller høyere.

9.2 REALOPPSJONSMODELL MED LEVERINGSTID

9.2.1 Sødals tilpassede modell

Det ble brukt Matlab til å kjøre Sødals algoritme med eksempeldata fra Åna-Sira situasjonen. Matlabscriptet ble kvalitetssikret og testet slik at det genererte samme data som på side 1972 i [Sødal, 2006]. Det ble deretter tilpasset til å finne nødvendig triggerpris, R .

Parameterne i modellen er delvis basert på analyse, kilder i bransjen og talleksempler.

9.2.2 Historisk Volatilitet

Volatiliteten til den underliggende driveren i valgt GBM er sammensatt av usikkerhet i pris, tilsig og virkningsgrad. Pris og tilsig er avhengige og korrelerte, mens virkningsgrad er antatt uavhengig av både pris og tilsig:

$$\sigma_{PS\eta}$$

Det er regnet ut historisk volatilitet for tilsig ved hjelp av formel 31:

$$\sigma_T = 0.165$$

Det er regnet historisk volatilitet for pris ved hjelp av samme formel:

$$\sigma_p = 0.105$$

Disse er negativt korrelert med er korrelasjonsfaktor på:

$$\rho(P, T) = -0.137$$

Det er verdt å merke seg at dette er korrelasjon med årlige data. Dersom det hadde blitt kjørt korrelasjon med magasinfullingsgrad mot time-spotpriser eller nedbør mot timesspotpris ville antagelig tallet blitt høyere.

Volatiliteten til virkningsgraden består av en måleusikkerhet og en faktisk usikkerhet som bare har en nedside, men settes i dette tilfellet til å være:

$$\sigma_\eta = 0.02$$

Den samlede volatiliteten er estimert til å være:

$$\sigma_{PS\eta} = 0.184$$

Se utregning i Appendix 7.

9.2.3 Historisk Drift

GBMen i modellen tar er en grov modell derfor tillates at parameterne er grove. Driftanalysene av pris, tilsig og virkningsgrad viser grovt sett retninger vist i tabell 7.

Usikkerhetsfaktor	Retning
Tilsig	↑
Pris	0
Virkningsgrad	↓
SUM	0

Tabell 7: Historisk Drift

2.2.1 Øvrige Parametere

Tabell 8 viser oversikt over parametere:

Parameter	Estimat	Kilde
τ	3 år	Erfaringstall
μ	0	Prisanalyse
σ	0.1874	Volatilitetsanalyse
A	40 MNOK	S-K
C	0	S-K
ρ	0.05	Eksempel
ξ	KONFIDENSIELT	Kalkulert

Tabell 8: Parameteroversikt til realopsjonsanalyse i Åna-Sira Kraftverk

2.2.1 Resultater

Resultatet, R , fra Matlab vil være et uttrykk for prosjektets nåverdi av inntekter. Dette er et multiplum av strømprisen (som er korrelert med tilsig). Denne multiplikasjonsfaktoren, ξ , kan brukes til å finne den optimale triggerprisen som skal utløse investeringsbeslutningen. Triggerpris er forstått som langsiktig likevektspris, tilsvarende future-kontraktnivå.

Resultater fra Matlab:

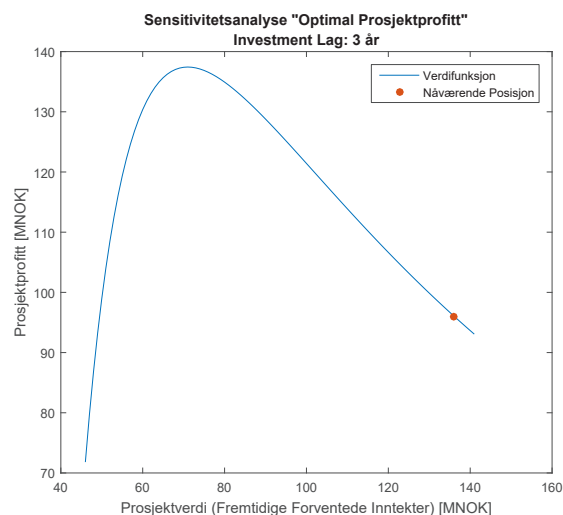
Optimal triggerverdi for prosjekt: 70.11 mill. Dette tilsvarer en strømpris på 103.9 NOK/MWh. Dagens prisnivå er rundt 200 NOK/MWh, se figur 19. Realopsjonen er derfor dypt in-the-money, og bør utøves straks.

Sensitivitetsanalysen:

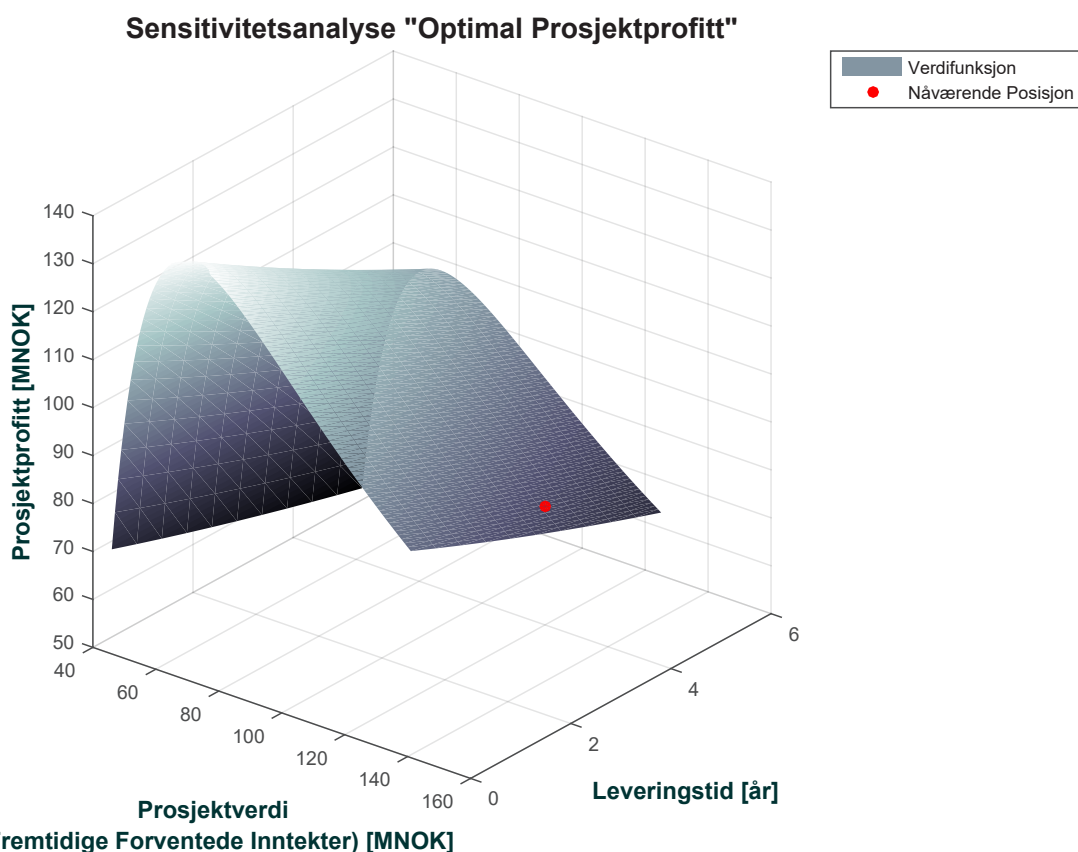
Der er tydelig at profittkonsekvensen er stor som følge av at det er valgt et for sent uteøvelses tidspunkt. Toppunktet indikerer når det er høyeste sannsynlighet for høyest profitt med valgte innputparametere.

Sammenligning:

Det kan også argumenteres for at prosjekter av denne typen som av meget høy grad er in-the-money vil realopsjonsanalyser ikke være nødvendige fordi det uansett ikke vil være gunstigere å investere på et annet tidspunkt.



Figur 38: 2D Sensitivitetsanalyse Åna-Sira
Kilde: [Eget Arbeid]



Figur 39: 3D Sensitivitetsanalyse Realopsjonsmodell Åna-Sira
Kilde: [Eget Arbeid]

9.3 SIMULERING I POWEL SHOP

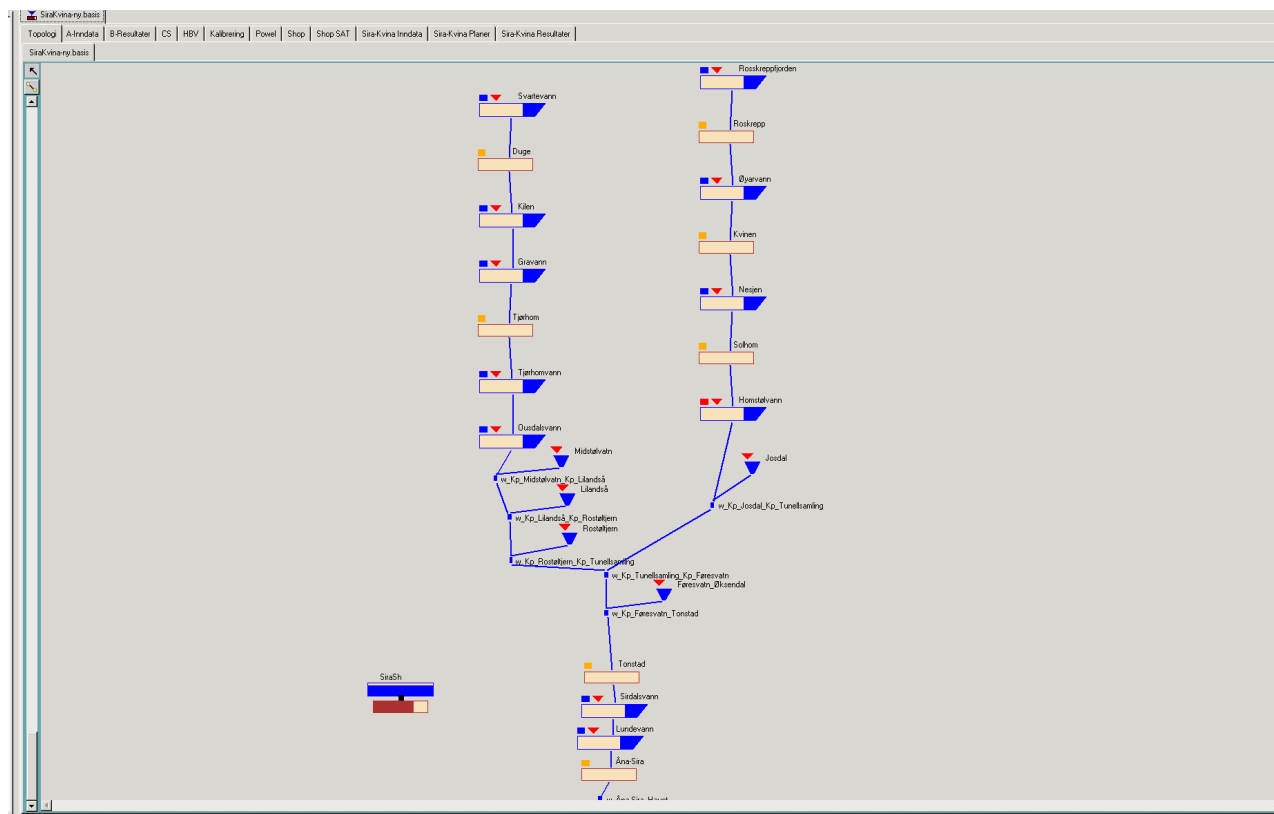
For å lære seg elementer i moderne produksjonsplanlegging var det nødvendig å sette seg inn i Powel SHOP. Dette er et korttids produksjonsplanleggingsverktøy som genererer kjøreplaner på bakgrunn av en mengde inputdata. Her ligger en komplett kraftverksbeskrivelse i form av vannveier, kraftverk og magasiner med tilhørende tekniske data som f.eks. friksjonsfaktorer, virkningsgrader og magasin kapasiteter. Alle variable parametere er koblet til gjennom tidsserier, for eksempel tilsig, pris, magasin vannstand, reservekrav, tilgjengelighet, historisk kjøring, osv.

Figur 40 viser Sira-Kvina systemet sett fra Powel-Sim. Dette er den mest lærerike måten å lære seg Powel-Sim og Powel Shop, derfor ble mesteparten av optimeringen og simuleringen gjort her.

Powel Nimbus er bare et grafisk grensesnitt som kaller på Powel – Sim eller shop, for å gjøre det enklere for flere å ta i bruk avansert programvare, derfor er det den fremgangsmåten som vises under:

Powel Shop Prosess:

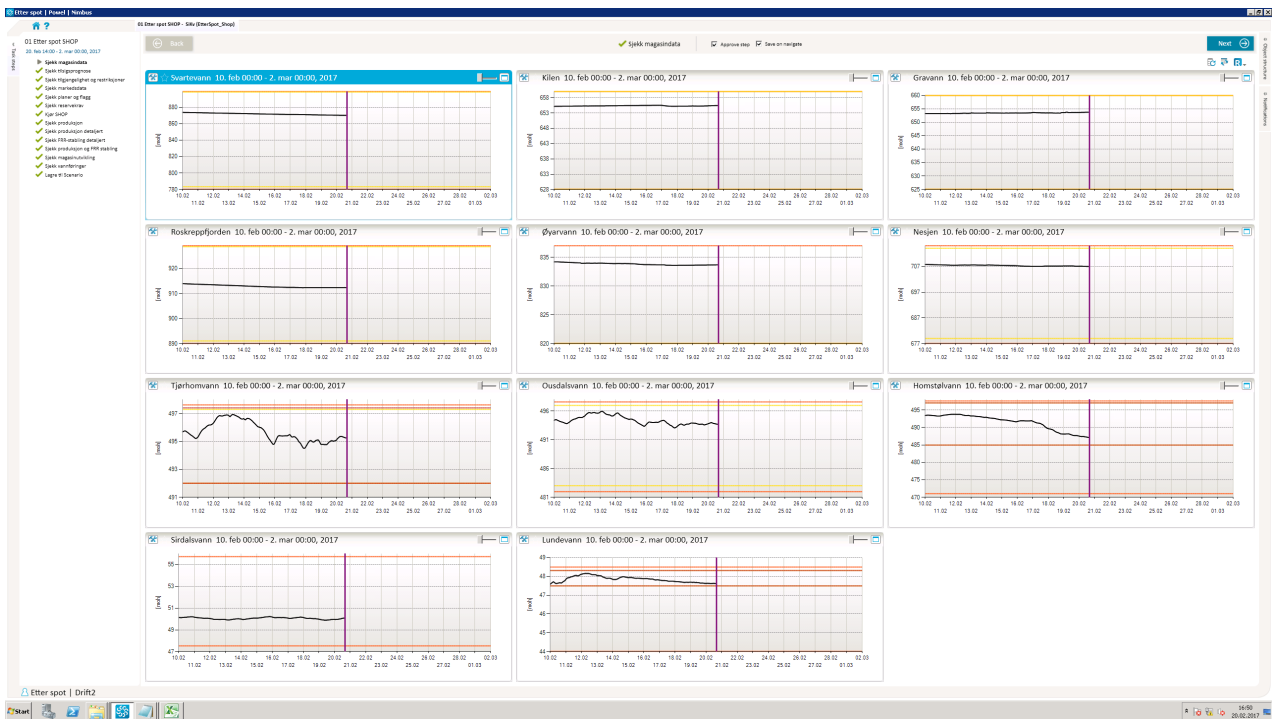
- Sjekk magasindata
- Sjekk tilsigsprognoser
- Sjekk tilgjengelighet og restriksjoner
- Sjekk markedsdata
- Sjekk planer og flagg
- Sjekk reservekrav
- KJØR SHOP
- Sjekk produksjon
- Sjekk produksjon detaljert
- Sjekk FRR-stabling detaljert
- Sjekk produksjon og FRR stabling
- Sjekk magasin utvikling
- Sjekk vannføringer
- Lagre til Scenario



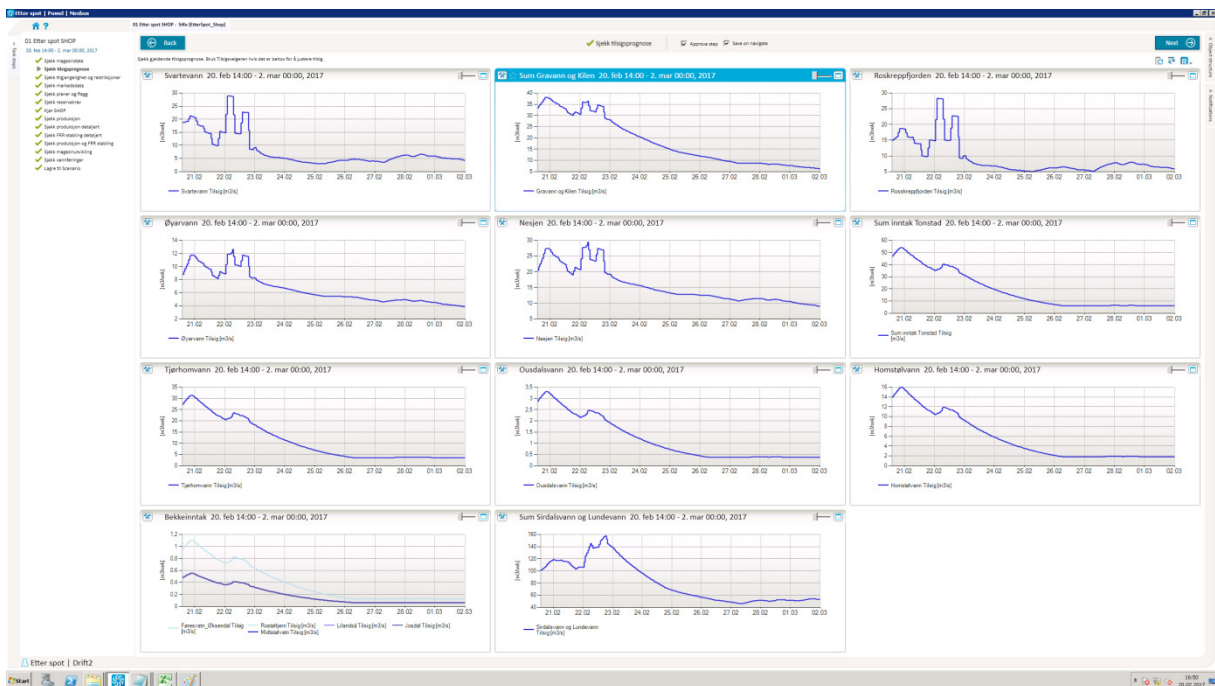
Figur 40: SHOP oppsett - system

Kilde: [Eget Arbeid]

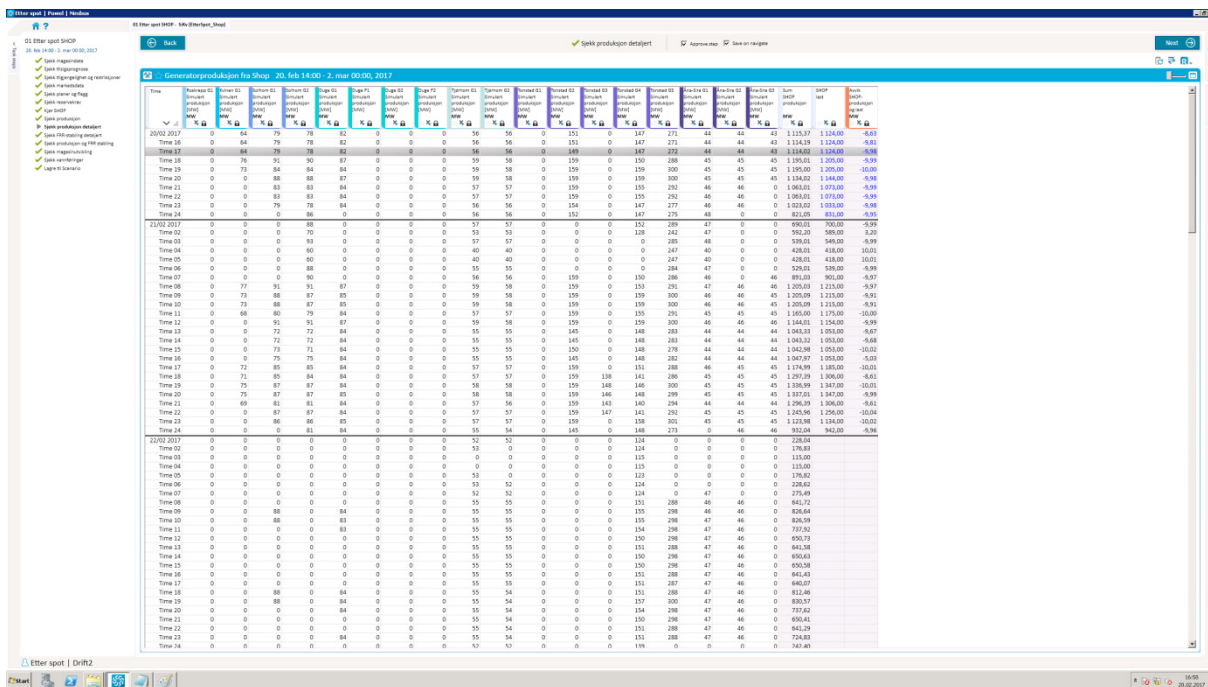
Figur 41- 43 viser skjermbilder fra simuleringen.



Figur 41: SHOP oppsett - Magasinnivåer
Kilde: [Eget Arbeid]



Figur 42: SHOP oppsett - tilslig
Kilde: [Eget Arbeid]



Figur 43: SHOP oppsett - kjøreplan
Kilde: [Eget Arbeid]

Det ble gjort et forsøk for å se hvordan SHOP ville reagere på endringer i virkningsgrad i Åna-Sira. Dette ble gjort ved å kjøre SHOP med 2 ukers tidshorisont (vanlig i korttidsplanlegging). Optimeringen ble kjørt to ganger:

1. Alle 3 turbiner med virkningsgrad lik virkningsgradsmåling i 1971.
2. Individuelle virkningsgradskurver fra FDBs måling i 2016.

Alle andre parametere ble holdt konstante. Den prosentvise endringen i energiproduksjon (MWh) for hver turbin etter oppgradering av informasjon:

Turbin 1	Turbin 2	Turbin 3
- 18.5 %	- 60.9 %	+ 179 %

Tabell 9: Ny turbinfordeling etter endring av virkningsgrad

Resultatene tilfører ikke ny informasjon, men bekrefter det logiske resonnementet om at turbinene med høyest virkningsgrad bør ha høyest brukstid.

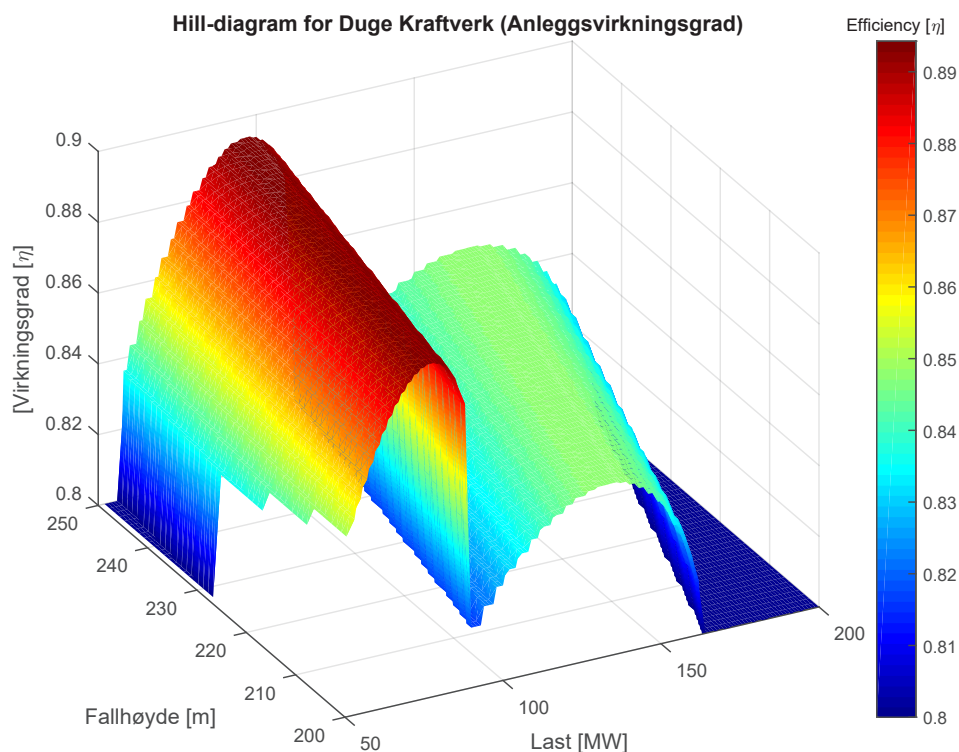
Produksjonsoptimering

Duge Kraftverk

10.1 SITUASJON

Duge Kraftverk (2 x 100 MW) er øverste kraftverk i Sira-Kvina systemet. Det har to reversible pumpe-turbiner. Det vil si at samme turbin kan brukes som kraftverk eller pumpe avhengig om du vil levere eller trekke strøm fra nettet. Det er Norges tredje største pumpekraftverk etter Saurdal (2 x 160 MW) og Aurland III (2 x 135 MW). Duge henter vann fra Svartevatn (899 – 780 moh). Det er demmet opp med Norges nest høyeste steinfyllingsdam, som gir en fallhøyde på mellom 250 og 131 meter for kraftverket. Svartevatnsmagasinet er Norges tredje største målt i energiinnhold (2923 GWh).

Dette er et av kraftverkene som bidrar aktivt til Norges reguleringsevne, spesielt siden vannet kan brukes av 3 kraftverk lenger nede i Sira-Kvina systemet etter det har vært gjennom Duge. Stor fallhøydevariasjon og høy installert effekt gjør dette kraftverket interessant for kontinuerlig virkningsgradsmåling. Norconsult målte virkningsgraden ved dette anlegget i 2006. Ved hjelp av denne målingen og teori er det generert et hill-diagram som illustrerer totalvirkningsgraden for forskjellige fallhøyder. Se figur 44, her er den høyeste og laveste topp henholdsvis 1 og 2 turbiner i drift. Det er tydelig at virkningsgraden reduseres markant med 2 turbiner i drift sammenlignet med 1. Dette kommer hovedsakelig av falltap i tunnelen.



Figur 44: Estimert Hill-Diagram Duge Kraftverk. De to ryggene er 1 og 2 turbiner i drift.
Kilde: [Eget Arbeid]

Kjøring utenfor turbinens BEP vil redusere dens mekaniske levetid [Francke, 2010]. På grunn av dette bør ikke en turbin kjøre utenfor bestpunkt uten at det blir økonomisk kompensert. Dette kan hovedsakelig kompenseres på to måter:

1. Aggregatet deltar i reservemarkedet. Kan føre til kjøring over og under BEP.
2. Pris er høyere enn vannverdi. Bør kun føre til kjøring over BEP.
3. (Noen kraftverk har minstevannføringsskrav som må overholdes og dette blir normalt ikke økonomisk kompensert for).

For kraftverk som ikke meldes inn eller deltar i reservemarkeder bør kjøringen være rundt bestpunkt eller høyere for alle laster og fallhøyder i optimum. Hvor mye over BEP lasten skal ligge avgjøres av forholdet mellom pris og vannverdi. Dette skal i en perfekt verden normalt fanges opp av operatør og produksjonsplanleggingsverktøy, likevel oppstår det en del tilfeller hvor dette ikke blir fanget opp, se figur 45.

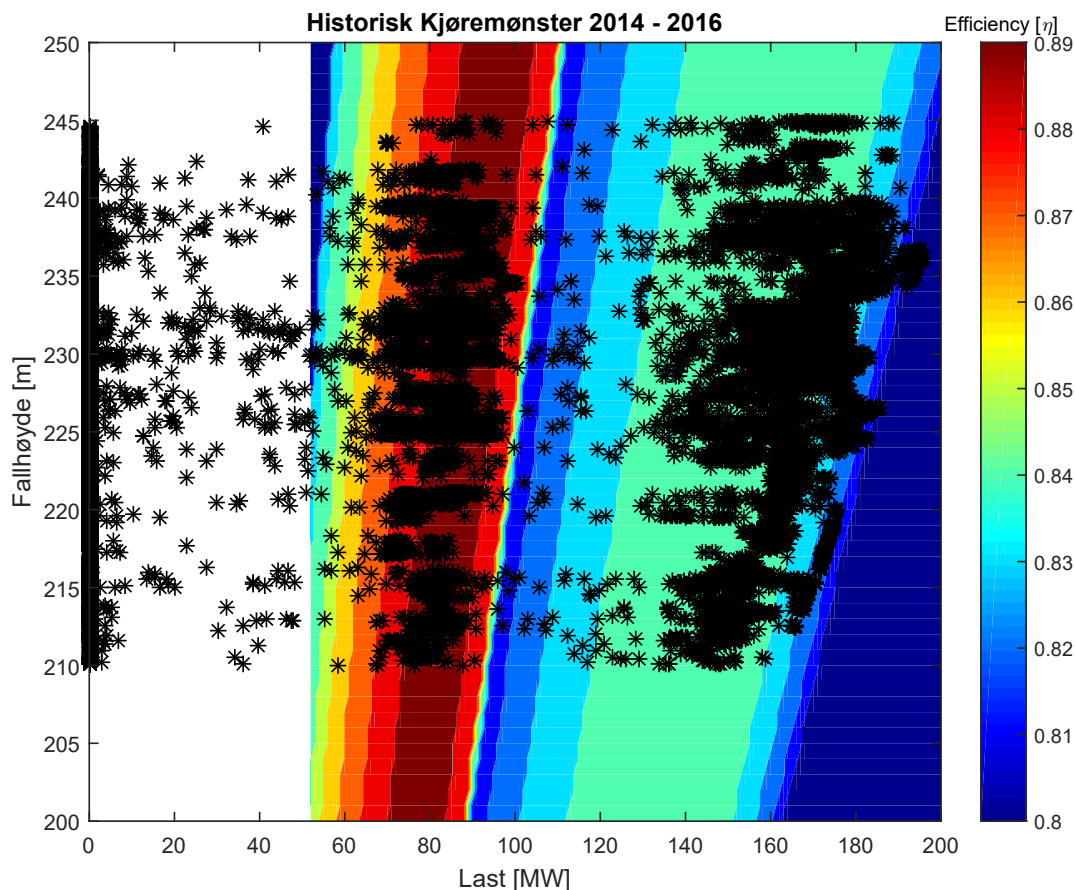
Her er svarte stjerner driftstimer for Duge Kraftverk fra 2014 til 2016. Se Appendix 5 for matlabkode.

10.2 FORBEDRINGSFORSLAG

Kontinuerlig virkningsgradmåling kan bidra til å identifisere den momentane virkningsgrad slik det blir svært få ufrivillige dellasttimer. Mange av dagens dellasttimer oppstår i dag i uvitenhet. Dette vil kunne bidra til å øke inntekten og energiproduksjonen.

Den vil også tilføre grunnlagsdata som kan brukes til å se hvordan kraftverket har blitt kjørt historisk og det kan tas læring av dette.

For å kvantifisere dette tas det utgangspunkt i tidsperioden 20.11.2015 til 31.12.2016. I denne tidsperioden er det tilgang på data for vannverdi, pris, produksjon og fallhøyde.

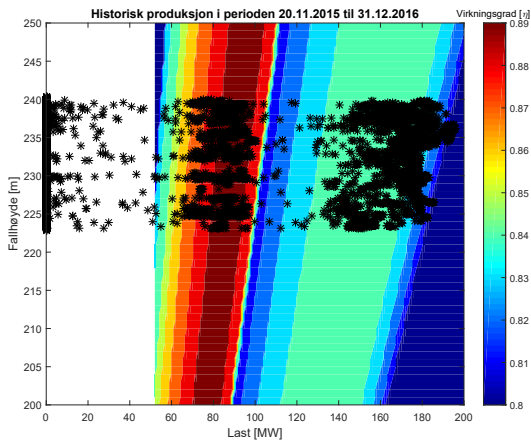


Figur 45: Historisk kjøremønster Duge Kraftverk. hill-diagrammet sett ovenfra med de sorte stjernene som driftstimer.

Kilde: [Eget Arbeid]

10.2.1 Minimere dellast

Punktene i figur 46 viser gjennomsnittseffekten til alle timene i perioden 20.11.2015 til 31.12.2016. Det innebærer at dellastpunktene kan ha oppstått som følge av oppstart sent i timen eller lignende. Selv om reguleringer i kraftmarkedet stort sett skjer rundt timesskiftet.



Figur 46: Historisk kjøremønster Duge Kraftverk i valgt tidsperiode

Kilde: [Eget Arbeid]

Figur 47 viser når all dellast er flyttet til BEP for den aktuelle fallhøyden.

Dette gav en økning i inntjening på:
3.812 %

Dette vil imidlertid ikke være helt korrekt, da underlagsdataene ikke er basert på kontinuerlig virkningsgradmåling, og at det selvfølgelig fører til en økning i vannforbruk. Men det illustrerer et poeng om at det er krevende i praksis å holde styr på den dynamiske virkningsgradskurven for kraftverk med stor variasjon i fallhøyde. Dellast bør også unngås med mindre det blir økonomisk kompensert for.

Scriptet som behandler dette finnes i Appendix 5

10.2.2 Optimere kjøremønster

Dersom en forutsetter at vannverdiene er korrekte, kan en foreta en simulering hvor det produseres ut i fra pris og vannverdi og tilpasser lasten ut i fra forholdet mellom disse faktorene slik at produksjonen styres av marginalkostnadskurvene for den eksakte fallhøyden, og den korresponderende pris og vannverdi.

Det understrekes at dette er en forenklet analyse som ikke tar høyde for alle virkelige aspekter som at:

- Kraftverket henger sammen i et større system
- Tar ikke hensyn til start/stopp-kostnader
- Turbinfordelingen er gitt og at dette er optimalt.

Simuleringen illustrerer likevel et poeng som kan benyttes i kraftverksstyring. Det nye optimale kjøremønsteret er vist i figur 48.

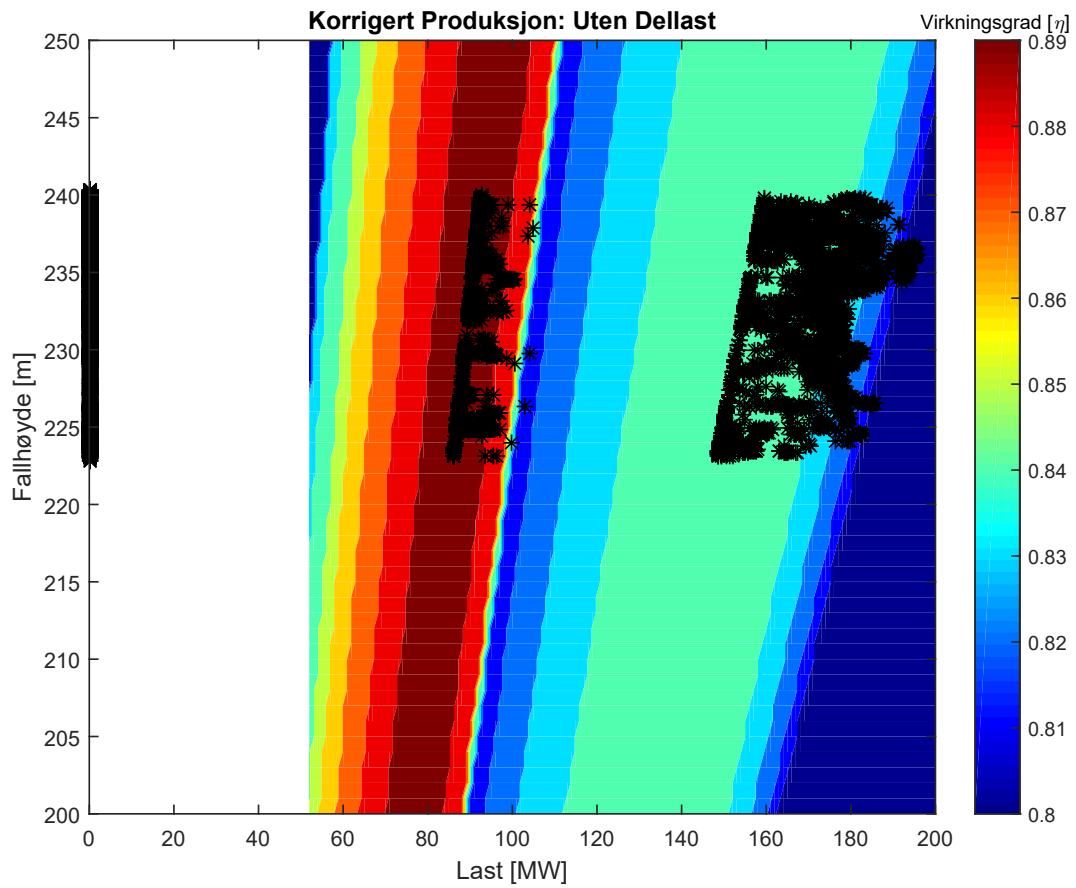
Her ser vi at driftstimene er flyttet ytterligere til høyre for å bedre tilpasse seg forskjellen mellom vannverdi og pris. Dette gir en ytterligere forskjell i inntjening, og vil være teoretisk optimalt.

Historisk oppnådd pris: 14.93 % over gjennomsnittlig spotpris.

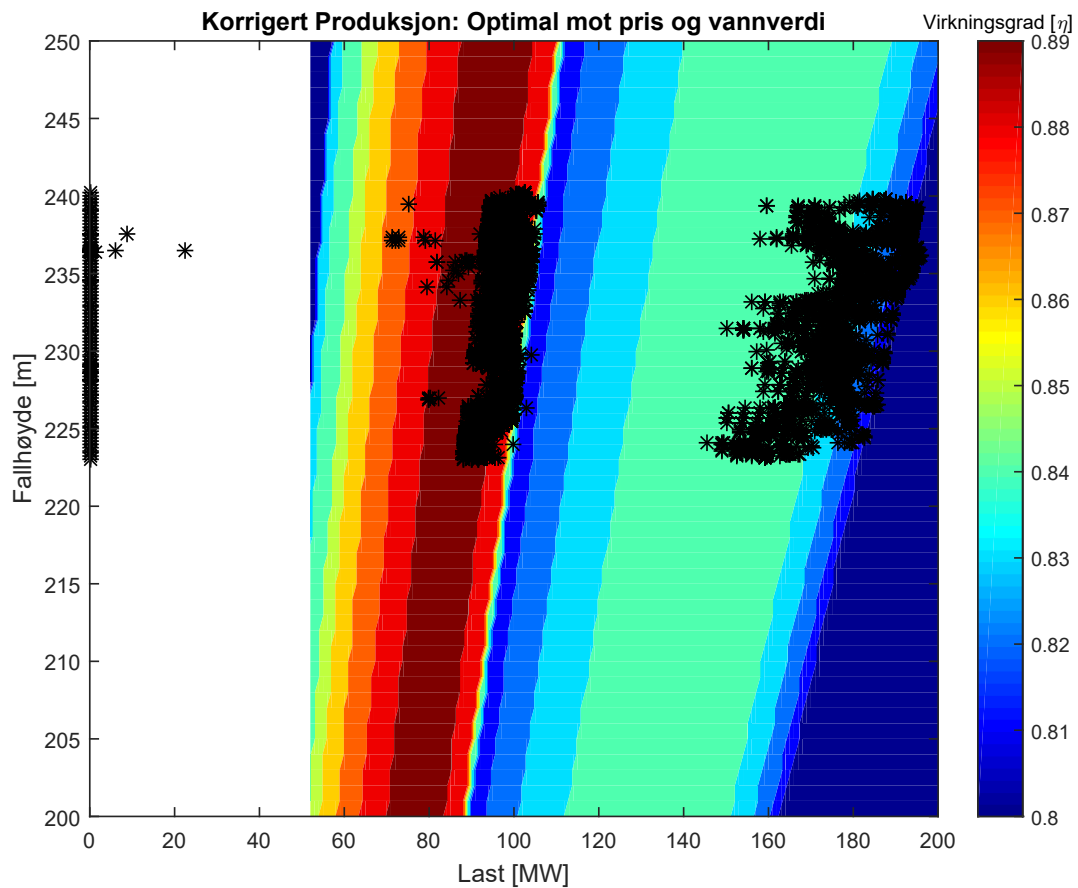
Oppnådd pris med optimering: 24.82 % over gjennomsnittlig spotpris.

Samtidig var vannbruket vesentlig økt i perioden, og effektene av dette er ikke ordentlig undersøkt. Fallhøyden vil dermed synke og vannverdien endres, osv. Slik at analysen raskt kompliseres og mer forskning kreves. Det understrekes at dette bare er testresultater. Kommentarene til kraftselskapene er imidlertid positiv, de er enige om at langt flere driftstimer burde kjøres til marginalkostnad, og at det er en læringseffekt av å analysere kjøremønsteret.

Et sannsynlig forbedringspotensiale er derfor for estimert til å være mellom 0 og 2 % som et anslag.



Figur 47: Duge Kraftverk - korrigert produksjon uten dellast.
Kilde: [Eget Arbeid]



Figur 48: Duge Kraftverk - korrigert produksjon - optimal mot pris og vannverdi
Kilde: [Eget Arbeid]

KPI:

Verdi av sluttmagasiner

Sira-Kvina Kraftselskap

Ved å ta utgangspunkt i modellen som er beskrevet i kapittel 7 er det gjort forsøk i reguleringsystemet til Sira-Kvina med utgangspunkt tidsintervallet første halvår i 2016. Startdatoene er tilfeldige og tenkt som stikkprøver, totalt 14 stk. Se tabell 10 for oversikt.

Konkret implementering:

SHOP kjørte i tidsperioder for 10 døgn av gangen og magasinvannstanden siste time i døgn to ble sammenlignet med historisk magasinmåling. Verdien av sluttmagasinet for alle magasiner ble sammenlignet og regnet ut på følgende måte:

$$\begin{aligned} \text{Verdi} &= \text{Volum} \cdot \text{Vannverdi}_{\text{hav}} \cdot \text{EEKV}_{\text{hav}} \\ &= \left[m^3 \right] \cdot \left[\frac{\text{NOK}}{\text{MWh}} \right] \cdot \left[\frac{\text{MWh}}{m^3} \right] \quad (35) \\ &= [\text{NOK}] \end{aligned}$$

EEKV = Energiekvivalent. Sier noe om hvor mye energi det er i en kubikkmeter vann fra et gitt magasin.

Følgende input ble gitt til SHOP:

- Faktisk kjøring fra SPIDER-tidsseriene som last (Lagt inn som Markedsdata i A-inndata). Se Appendix 3 for aktuelle tidsserier.
- Historisk tilsig. Se Appendix 3 for aktuelle tidsserier.
- MIP-flagg for første 2 døgn (for å redusere regnetiden).
- Max-kjøp salg i markedet: 1 MW (Bør være så lavt som mulig)

SHOP ble kjørt med 4 iterasjoner.

Dato	02.aug.16	13.jul.16	02.jul.16	13.jun.16	02.jun.16	13.mai.16	02.mai.16
SHOP verdi [EUR]	25327,5	25438,9	24758,0	24223,2	22563,1	19463,2	17396,3
Faktisk verdi [EUR]	25210,2	25301,7	24715,9	24173,3	22573,2	19409,5	17389,1
Shop er % bedre	0,4654 %	0,5423 %	0,1704 %	0,2063 %	-0,0448 %	0,2765 %	0,0416 %

Tabell 10: Resultater KPI og SHOP-kjøring

Resultater:

Resultatene viser at SHOP gjør det bedre i de fleste tilfellene, men resultater er for ustabil til å kunne brukes operativt.

Feilkilder:

Unnøyaktigheter som følge av at vannverdier kommer i EUR/MWh og ikke EUR/m³. Dette gjør at vannverdien må multipliseres med en unøyaktig energiekvivalent (som i realiteten endrer seg med fallhøyden og virkningsgrad). Dette kan enkelt endres ved å endre outputenheten til modellen som beregner vannverdiene. Vindoppstuvning kan også spille inn på de negative tallene.

Burde sammenligne etter lenger tidshorisont for å øke forskjellen og få en mer signifikant relativ forskjell.

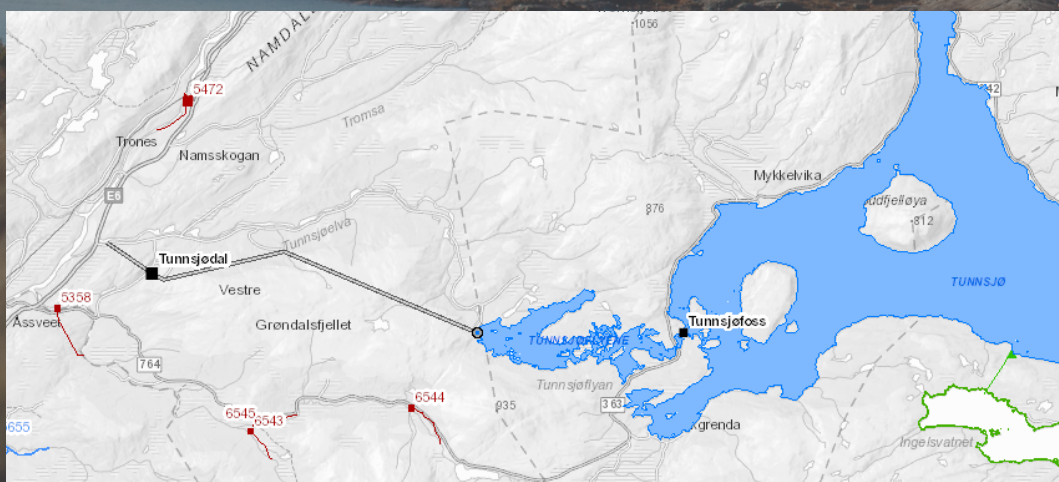
Tilsigstidsseriene som blir brukt er korrigert for produksjon. Det vil at de skal reflektere det naturlige tilsiget. I virkeligheten tilkommer det langt mer vann til enkelte magasiner fordi kraftverk har utløp direkte i magasinet. Kontinuerlig virkningsgradmåling kan forbedre dette ved at vannforbruket bli kjent med større grad av nøyaktighet.

13.apr.16	02.apr.16	13.mar.16	02.mar.16	16.feb.16	16.jan.16	02.jan.16
19045,5	17399,6	19185,6	18933,3	20857,4	18071,6	26233,1
19155,8	17416,4	19213,0	18926,0	20762,7	18080,7	26203,5
-0,5758 %	-0,0969 %	-0,1423 %	0,0384 %	0,4559 %	-0,0502 %	0,1133 %

CASE:

Tunnsjødal Kraftverk

Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk



Kapittel 12:

Optimalt løpehjulsbytte

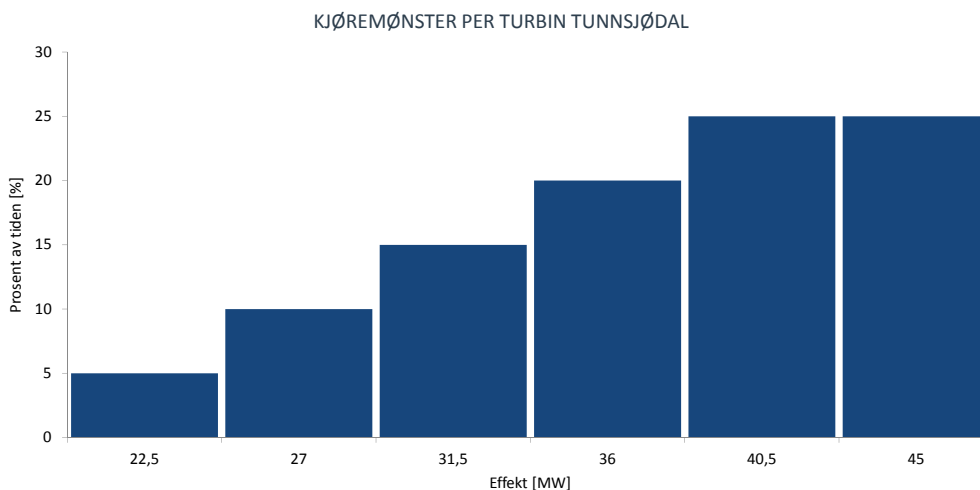
Tunnsjødal kraftverk er det største kraftverket i Nord-Trøndelag og i porteføljen til NTE. Det har en installert effekt på 172 MW fordelt på fire francismaskiner og en midlere årsproduksjon på 927 GWh. Fallhøyde er 238 m. Turbinanlegget ble overhaldt i perioden 1987 – 1990. Virkningsgraden ble på nytt målt i 2004. Burde turbinene byttes på dette tidspunkt, eventuelt når burde turbinene byttes?

12.1 UTVIDET NÅVERDI

Fakta:

- Energitilgang: 927 GWh
- Leveringstid: 2-3 år.
- Vektet virkningsgrad 1990: **KONFIDENSIELT**
- Vektet virkningsgrad 2004: **KONFIDENSIELT**
- Vektet virkningsgrad nye hjul: **KONFIDENSIELT**
- Totalkostnad nye turbiner nåverdi: 23 707 000 NOK.

Figur 49 viser kjøremønsteret for en enkeltturbin. Et eventuelt turbinbytte gir en total energigevinst på 6118 MWh.



Figur 49: Kjøremønster per turbin - Tunnsjødal Kraftverk
Kilde: [Eget Arbeid]

Det er estimert en gevinst i form av utsatte kostnader på:

KONFIDENSIELT NOK (Nåverdi)

Nåverdien av fremtidige inntekter som følge av virkningsgradsgevinst:

KONFIDENSIELT NOK

SUM nåverdi inntekter: **KONFIDENSIELT** NOK

Virkningsgradsgevinsten inkluderer følgende parametere:

- Langsiktig likevektspris: **KONFIDENSIELT**
- Kalkulasjonsrente: **KONFIDENSIELT**
- Levetid: 30 år

Netto nåverdi er:
1.905 MNOK

Spørsmålet er om denne nåverdien inkluderer riktige antagelser om prisutvikling.

12.2 REALOPSJONSMODELL MED LEVERINGSTID

12.2.1 Sødals tilpassede modell

Noen av de samme parameterene som brukt i eksemplet med Åna-Sira er brukt på nytt her.

Oversikt over parametere:

Parameter	Estimat	Kilde
τ	2 år	NTE
μ	0	Prisanalyse
σ	0.184	Volatilitetsanalyse
A	23.07 MNOK	NTE
C	0	NTE
ρ	KONFIDENSIELT	NTE
ξ	KONFIDENSIELT	Kalkulert

Tabell 11: Parameteroversikt til Realopsjonsanalyse i Tunnsjødal

12.2.2 Resultater

Resultatet, R , fra Matlab vil være et uttrykk for prosjektets nåverdi av inntekter. Dette er et multiplum av strømprisen (som er korrelsert med tilsig). Denne multiplikasjonsfaktoren, ξ , kan brukes til å finne den optimale triggerprisen som skal utløse investeringsbeslutningen. Triggerpris er forstått som langsiktig likevektspris, tilsvarende forwardkontraktnivå.

Resultater fra Matlab:

Optimal triggerverdi for prosjekt: 40.94 MNOK. Dette tilsvarer en strømpris på 256 NOK/MWh. Dagens langsiktige prisnivå er rundt 200 NOK/MWh, se figur 19.

Sensitivitetsanalysen:

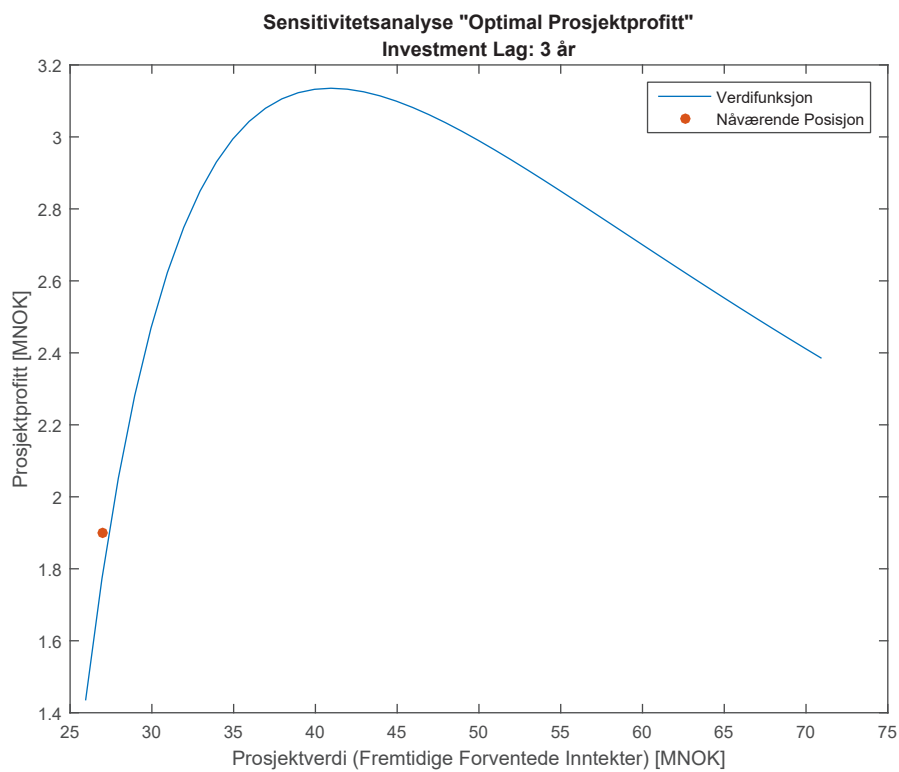
Investeringen er lønnsom, men med innsatte usikkerhetsparametere kan det være mer lønnsomt å vente. Toppunktet indikerer når det er høyeste sannsynlighet for høyest profitt med valgte inputparametere. Økninger i volatilitet vil øke triggerprisen og utsette investeringen.

Vi ser av figur 51 at den optimale utøvelsesverdien ikke endrer seg med leveringstiden, mens profitten vil synke med tiden.

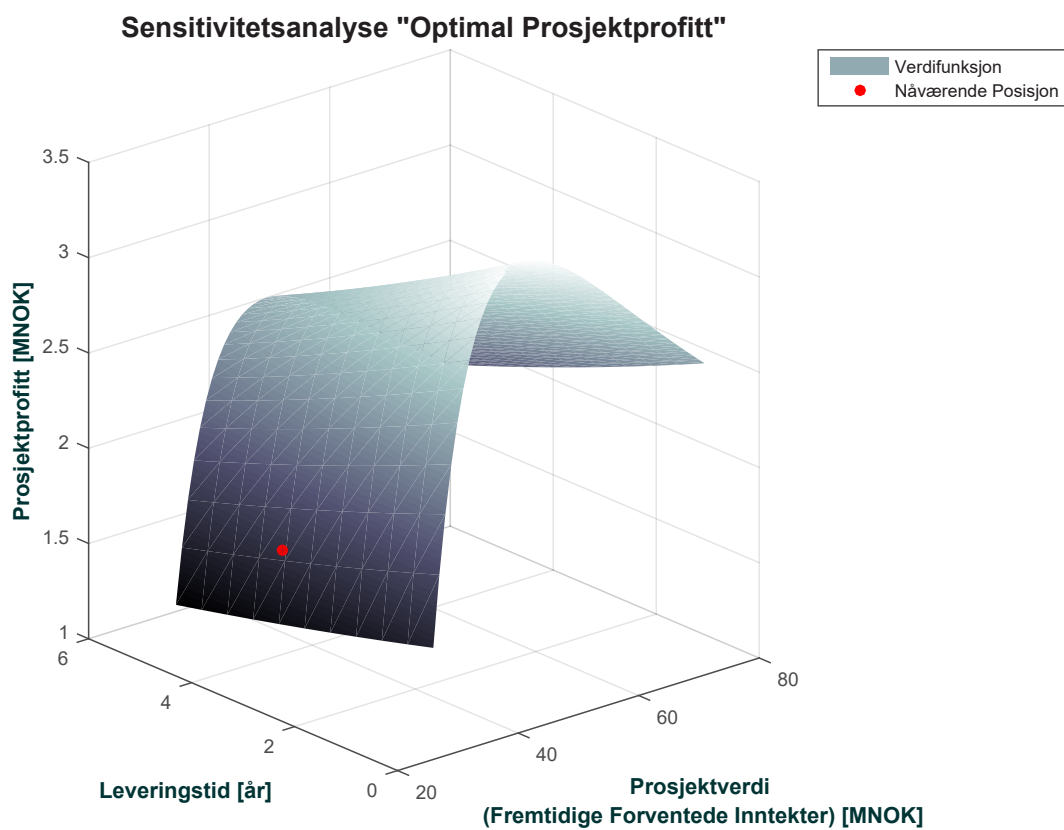
Sammenligning:

Her ser vi at nåverdimetoden ønsker å investere med en gang, mens realopsjonsmetoden ønsker å vente. Nåverdimetoden inkluderer ikke usikkerheten i beregningene, da den i utgangspunktet bruker en statisk strømpris. Dersom denne statiske strømprisen er lik som den langsiktige likevektsprisen i realopsjonsberegningene vil beslutningen tilsvare en realopsjonsanalyse med en volatilitet nærme null. I utgangspunktet vil en økning i volatilitet kreve en høyere triggerpris [Sødal, 2006]. Derfor vil også ofte realopsjonsanalyser medføre investering på et senere tidspunkt.

Det må poengteres at situasjonen var en annen i 2004, hvor dette var en aktuell problemstilling i NTE. Strømprisen var stigende og det ble predikert stor vekst i fornybar kraft.



Figur 50: 2D Sensitivitetsanalyse Tunnsjødal
Kilde: [Eget Arbeid]

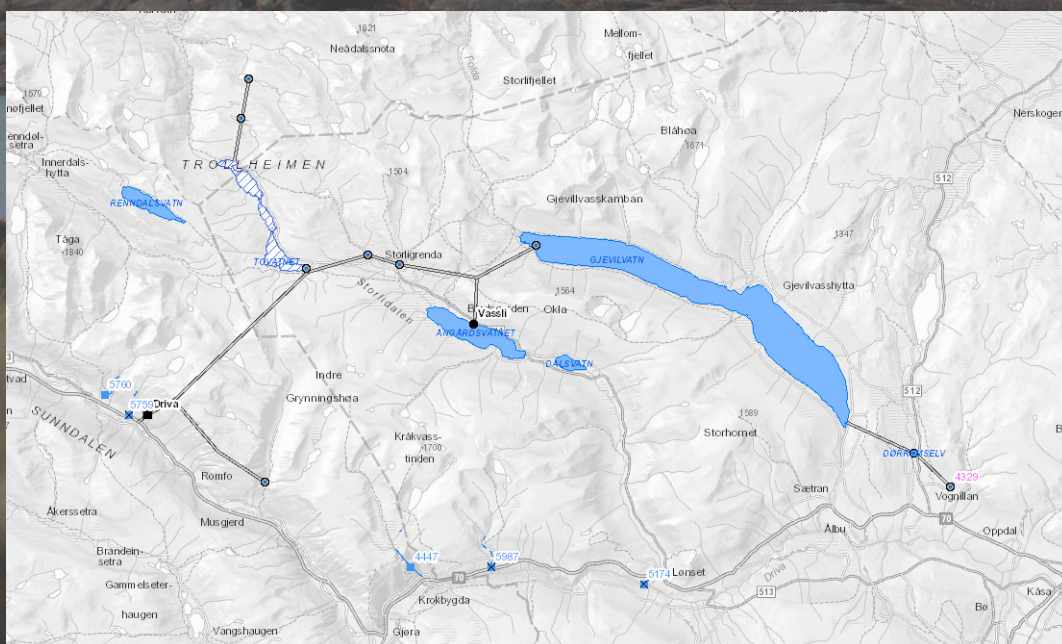


Figur 51: 3D Sensitivitetsanalyse Realopsjonsmodell Tunnsjødal
Kilde: [Eget Arbeid]

CASE:

Driva Kraftverk

TrønderEnergi



Løpehjulsbytte og analyse av kjøremønstre

Driva kraftverk ligger i Sunndalen i Møre og Romsdalen. Det har en installert effekt på 150 MW som er fordelt på to identiske francisturbiner. Samlet årsproduksjon er rundt 500 GWh. Det er det største kraftverket i portefølgen til TrønderEnergi. Det ble installert ny turbin i aggregat 1 av Voith 2007 som havarerte etter 14 timers drift. Voith utbedret den havarerte og Rainpower levert ny turbin 2 i 2012. Både turbin 1 og 2 har ble levert med effektoppgradering, se figur 52. Kraftverket utnytter vann fra Gjevilvatnet som har en reguleringshøyde på 15 m, slik at Driva Kraftverk har en fallhøyde som varierer mellom 540 og 565 m.

Det er sannsynlig at kontinuerlig virkningsgradsmåling kan ha en læringseffekt ved å analysere historisk kjøremønstre i lys av virkningsgraden. Dette for å øke bevisstheten på virkningsgraden. Det kan også gjøres uten kontinuerlig virkningsgradsmåling, og dette er et eksempel på det. De neste sidene viser forskjellige plott som belyser ulike sider av kjøremønstre og virkningsgrad.

Kraftverket benytter T2 i noen større grad enn T1 ved kjøring på ett aggregat, dette skyldes bedre virkningsgrad på T2, og det brukes i stor grad synkron opplastning, se tabell 12. Den nye virkningsgradskurven har bedre virkningsgrad på høye laster men faktisk dårligere virkningsgrad på lave laster, se figur 52.

En kjøremønstreanalyse viser at laster varierer ganske jevnt langs hele turbinenes driftsområde, men med en tydelig peak på rundt 50 MW. Dette kjøremønstret lagt til grunn gir en energiforskjell på 1,14 GWh. Her ble turbinene byttet på grunn av alder og ikke lønnsomhet, da denne energiforskjellen ikke tilsvarer kostnaden av nye turbiner. Produksjonspeaken på 50 MW skyldes konsesjonskrav. Det vil si at kraftverket er pålagt å sørge for en viss minstevannføring i elven Driva.

Antall Aggregater i drift	Prosent av tiden
0	20,9 %
Kun T1	17,6 %
Kun T2	36,7 %
Både T1 og T2	24,8 %
Grad av synkron opplastning (+- 3 MW)	55 %
Grad av synkron opplastning (+- 5 MW)	88 %
Grad av synkron opplastning (+- 10 MW)	98 %

Tabell 12: Aggregatfordeling Driva Kraftverk

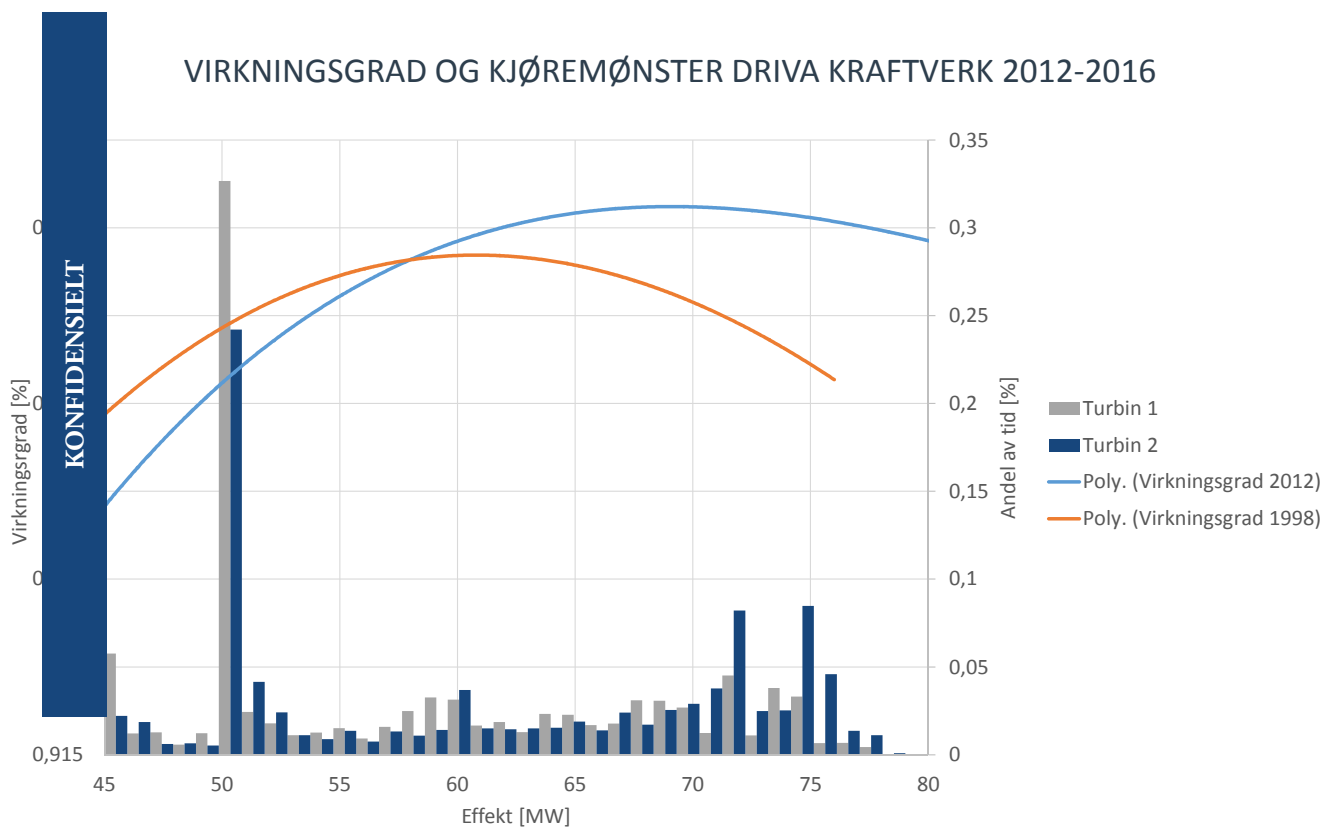
Vi ser av figur 53 og 54 at kjøring på 50 MW dominerer kjøremønsteret til alle døgnetstider, spesielt for T1. Ellers kan vi i antall stopptimer tydelig kjenne igjen et gjennomsnittlig strømforbruksmønster, ved at det stoppes mer på natten enn dagen. Figur 52 viser hvilke effekter som er produsert, men belyser ikke verdien av de forskjellige driftstimene. Selv om peaken på 50 MW er dominerende i antall MWh, kan det være at kraftverket er flinkere til å utnytte høye strømpriser for høye effekter. Fra 2013 til og med 2016 hadde T1 en oppnådd prisfaktor på 1,062 og T2 1,031. Korrelasjonsfaktoren mellom produksjon og verdi for de den enkelte MW fra 45 - 78 MW er 0.98 for begge aggregater.

Figur 56 og tabell 13 tar en nærmere kikk på intervallet mellom 45 og 55 MW. Her viser det seg at i 38 % av kjøretiden er en eller flere turbiner i dette intervallet.

13.0.3 Konklusjon

Dersom TrønderEnergi hadde vært klar over sitt behov for konsesjonskjøring, burde de fokusert på en høyere virkningsgrad på 50 MW. Kanskje på bare 1 turbin, da store deler av kjøretiden brukes på dellastnivåer som i utgangspunktet også er skadelig for turbinen. Prisfaktoren burde også vært høyere, korrelasjonen på 0.98 sier at kraftverket i liten grad utnytter prisforskjeller i markedet. Konsesjonskrav er imidlertid en stor utfordring i arbeidet med å forbedre dette.

Alle figurer sammen med kontinuerlig virkningsgradsmåling ble diskutert på et møte med produksjonsplanleggere og vedlikeholdsplanleggere i TrønderEnergi. Det ble vist stor interesse for utstyret og alle fire bruksområder nevnt i denne masteroppgaven. Driva blir mye brukt til å ta opp anmeldt restlast i TrønderEnergi-systemet, slik at det oppstår mange dellasttimer. Det er derfor meget sannsynlig at en større profitt kunne vært oppnådd ved å kjøre flere driftstimer til marginalkostnad. Ved å ta inn vannverdier i analysen kan denne verdien estimeres.

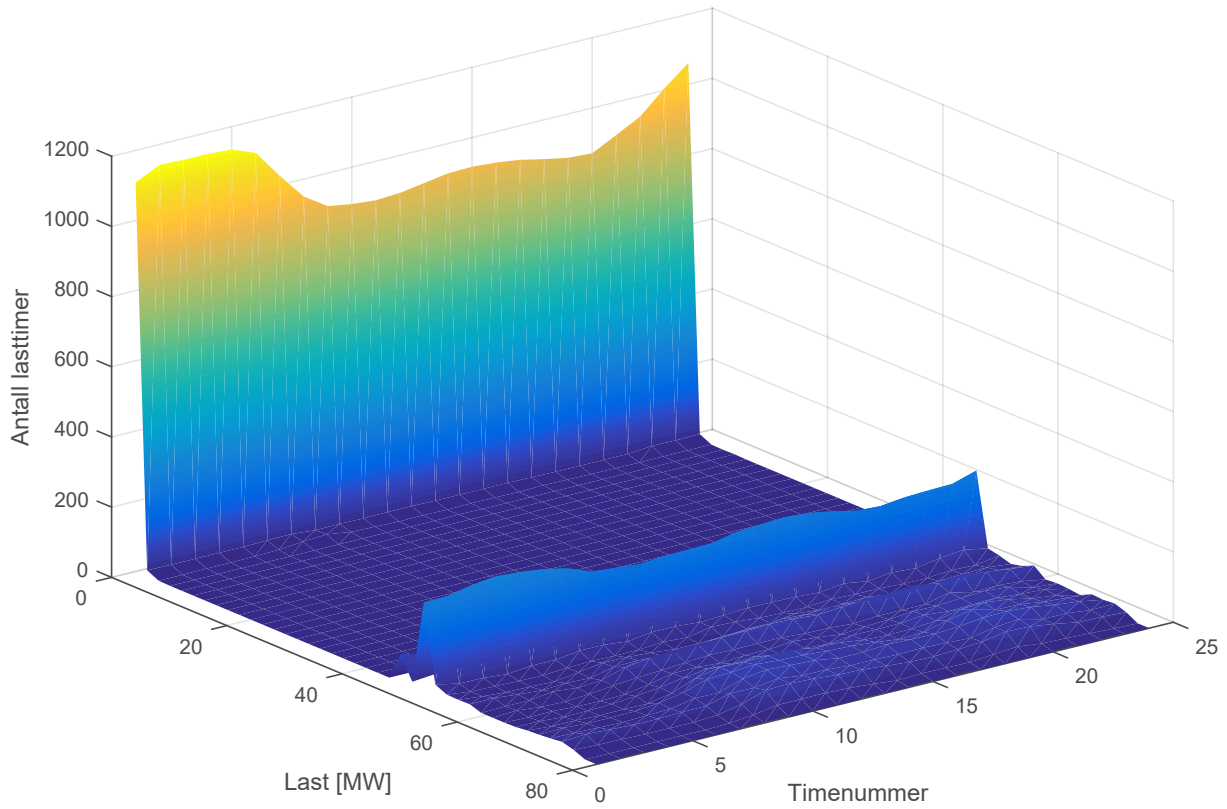


Figur 52: Kjøremønster og virkningsgrad Driva Kraftverk. Produksjonspeaken på 50 MW for begge turbiner er tydelig, her er også virkningsgraden dårligere nå enn den var i 1998.

Kilde: [Eget Arbeid] [TrønderEnergi]

Kjøremønster og klokkeslett Driva Kraftverk 2012-2016

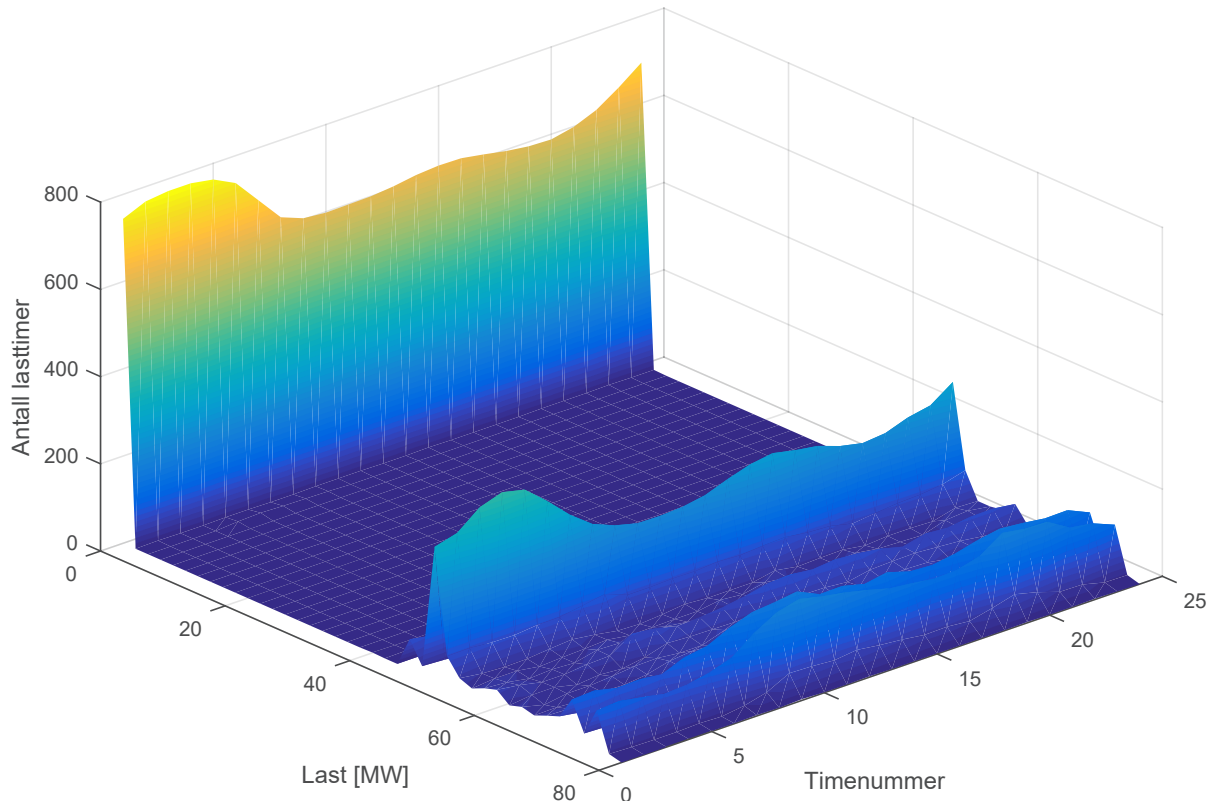
Turbin 1



Figur 53: Kjøremønster og klokkeslett Turbin 1 Driva Kraftverk
Kilde: [Eget Arbeid] [TrønderEnergi]

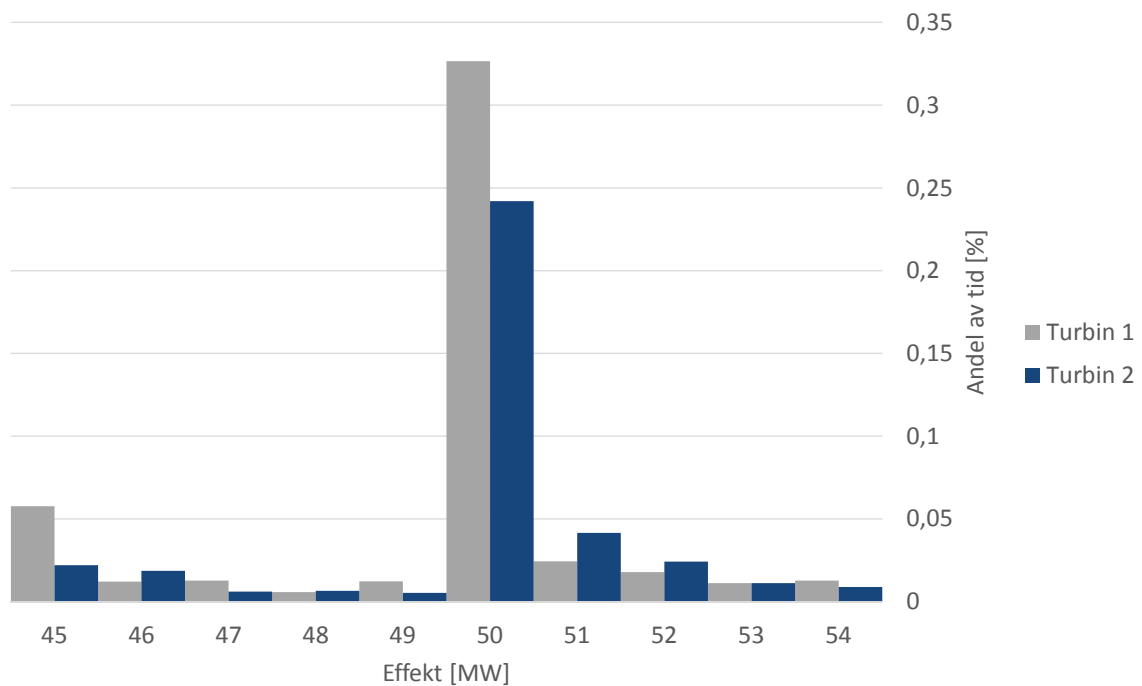
Kjøremønster og klokkeslett Driva Kraftverk 2012-2016

Turbin 2



Figur 54: Kjøremønster og klokkeslett Turbin 2 Driva Kraftverk
Kilde: [Eget Arbeid] [TrønderEnergi]

KJØRING MELLOM 45 og 55 MW

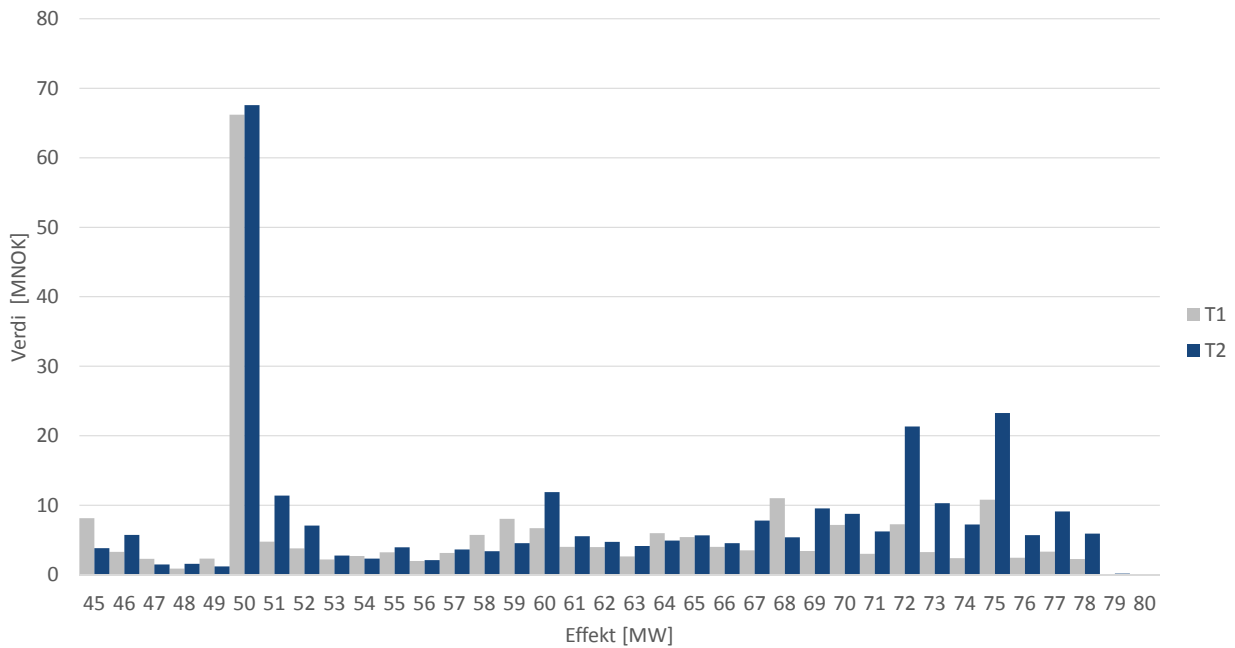


Figur 55: Kjøremønster i dellastintervall mellom 45 og 55 MW
Kilde: [Eget Arbeid] [TrønderEnergi]

Intervall: 45 – 55 MW	Prosent av tiden
T1 alene i intervall	15,8 %
T2 alene i intervall	20,2 %
Begge i intervall	2,77 %
SUM	38 %

Tabell 13: Aggregatfordeling i dellastintervall 45 -55 MW.

VERDIFORDELING ETTER EFFEKT



Figur 56: Verdi for ulike effekter. Det er en korrelasjon på 0.98 mellom denne figuren og figur 52. Dette indikerer at kraftverket i liten grad utnytter prisforskjeller i markedet.

Kilde: [Eget Arbeid] [TrønderEnergi]

Konklusjon og diskusjon

The image shows a wide, gravelly road curving along a steep, rocky hillside. A simple wooden guardrail with two rails and vertical posts runs along the edge of the road. In the background, a large, dark body of water is visible, reflecting the sky. The sky is a clear, bright blue. The overall scene is a rugged, natural landscape.



Diskusjon og konklusjon

Her oppsummeres og diskuteres resultatene fra oppgaven.

14.1 KONKLUSJON

I en periode med lave forventede kraftpriser er det av ekstra stor interesse for kraftselskaper å finne identifisere lønnsomme investeringsprosjekter. Selv marginale forbedringer kan ha store økonomiske konsekvenser. Kontinuerlig virkningsgradsmåling ble lansert som en investering som kunne bidra til optimalisering av kraftverk og to forskningsspørsmål ble presentert:

RQ1: Hva er bruksområdene til kontinuerlig virkningsgradsmåling?

Det ble identifisert fire bruksområder:

1. Optimal utskiftning av turbinkomponenter
2. Produksjonsoptimering
3. Prising av effektprodukter
4. KPI/Benchmark for kraftverksdrift

Disse ble gjort rede for i separate kapitler. Verdien av de forskjellige bruksområdene ble forsøkt kvantifisert for å svare på neste forskningsspørsmål

RQ2: Hva kan de økonomiske konsekvensene av en investering i kontinuerlig virkningsgradsmåling være?

Gjennom case-eksempler har vi sett at det kan medføre store økonomiske konsekvenser dersom kraftselskap ikke er bevisst på virkningsgraden.

Kontinuerlig virkningsgradsmåling vil være et viktig verktøy som kan bidra til å redusere usikkerhet rundt investeringer i turbinkomponenter, og i tillegg skape en økt bevissthet rundt virkningsgrad. Det vil også kunne ha omfattende bruk inn mot produksjonsplanlegging og produksjonsevaluering. Gjennom kontakt med de største kraftselskapene i Norge viser det seg at produksjonsevaluering og analyse av kjøremønster blir lite brukt. Eksempler i oppgaven viser at kjøremønsteranalyser i kombinasjon med korrekte virkningsgradsdata kan være viktige læringsverktøy.

Kontinuerlig virkningsgradsmåling vil også produsere data for å kunne lage nøyaktige og oppdaterte marginalkostnadskurver som er helt essensielt i produksjonsplanlegging.

Per i dag er det ingen verktøy som sier hvor godt et kraftselskap kunne gjort det. Kontinuerlig virkningsgradsmåling kan gi oversikt over tilfredsstillende nøyaktig vannforbruk og dermed er det mulig å se i retrospektiv hvordan kraftverkene burde blitt kjørt når all informasjon er kjent (Pris og tilsig). Kontinuerlig virkningsgradsmåling genererer altså viktig informasjon om hvor flinke kraftselskap er til å utnytte vannet sitt, som hittil har vært delvis ukjent.

Det vil være svært individuelt hvor stor forbedring som kan påregnes som følge av en installasjon av kontinuerlig virkningsgradsmåling. Verdien av informasjon kan være svært vanskelig å prise. Tilbakemeldingene fra bransjen er at dette vil være en viktig investering på grunn av det tverrfaglige bruksområdet, spesielt tatt investeringskostnaden i betraktning (mellom 150 og 300 kNOK).

Mye tyder på at kontinuerlig virkningsgradsmåling gjør det mulig å foreta bedre beslutninger og øke produksjonen uten store inngrep.

Verdien av å foreta vedlikeholdsinvesteringer på riktig tidspunkt kan være enorm. Åna-Sira casen viser et ekstremeksempel.

Undersøkelsen av Norges 80 største kraftverk viser at en stor del av turbinene er over 20 år gamle, faktisk så mange som 73 turbiner. Dersom disse kan forbedres med 0.75 % i virkningsgrad tilsvarende det rundt 2100 GWh. En enorm mengde energi som tilsvarer 1.5 % av Norges totale elektrisitetsproduksjon.

Eksempler fra kjøremønstreanalyser antyder at lærings- og produksjonsoptimeringseffekter som følge av kontinuerlig virkningsgradsmåling kan være mellom 0 og 2 %. Men dette krever fortsatt mer forskning.

Undersøkelsen av Norges 80 største kraftverk dokumenterer at mange kraftselskap burde gi virkningsgraden i sine kraftverk mer oppmerksomhet, da hovedtendensen er at virkningsgraden kun måles ved turbinutskiftninger.

14.2 DISKUSJON

Nytten av kontinuerlig virkningsgradsmåling vil variere sterkt mellom kraftverk. Noen kraftverk har svært liten turbinlitasje over tid og da vil behovet for monitorering av vedlikeholdshensyn reduseres. Det varierer også sterkt hvor aktive kraftverkene er på reservemarkedet. Hovedtendensen er imidlertid at kraftverkene har større og hyppigere lastvariasjoner enn før.

Det er også en økning i antall start/stopp sykluser, i tillegg til mer kjøring utenfor BEP. Dette vil sannsynligvis føre til større turbinlitasje og da øker behovet for å overvåke turbinvirkningsgraden. Det er sannsynlig at reservemarkedet vil bli stadig viktigere og mer likvid, ved en slik utvikling blir det viktigere å prise produktene sine riktig og konkurransedyktige. Kontinuerlig virkningsgradsmåling vil antagelig være et av de mest anvendelige verktøyene for å kunne gjøre dette så riktig som mulig.

14.2.1 Effektkappløpet

Norsk kraftbransje går en meget spennende tid i møte. Vi er inne i en tid med lave kraftpriser, økende energieffektivisering, mindre kraftkrevende industri og økende energiproduksjon. Norge er avhengig av å eksportere kraft og effekt for å ikke overvære lave kraftpriser over lange tidperioder. Det virker sannsynlig at Europa trenger store effektreserver i fremtiden. Vil norske effektreserver bidra til dette eller vil batteriteknologien komme Norge i forkjøpet?

Forslag til videre arbeid

Denne masteroppgaven ser på noen metoder for å optimere driften av vannkraftverk. Det er imidlertid flere interessante områder som kan berøres i fremtidig arbeid.

15.0.1 Havaririsiko og kjøremønster

Det er tydelig at dagens og fremtidens energimarked tvinger frem en annen kjøring av vannkraftverk. Hvordan påvirker dette havaririsiko og kjøremønster? Det kan analyseres ved for eksempel å se på utviklingen i antall start/stopp sykluser, havarier, bomstarter, og variasjonsutviklingen i lastendringer. Det må bør også analyseres om turbinlevetiden påvirkes av det nye kjøremønsteret.

15.0.2 Francis vs. Pelton

Tatt fremtidens behov for fleksibel energiproduksjon i betraktning bør det analyseres hvilken turbin som er mest hensiktsmessig for krafteselskap i fremtiden. Mange kraftverk står overfor en topografi som tillater både francis og pelton-turbiner, med hver sine fordeler og ulemper. Pelton er mye bedre enn Francis på fleksibel kjøring selv om toppvirkningsgraden er lavere. Hva er mest optimalt for det enkelte kraftverk? Pelton vil på mange måter være bedre tilpasset store lastendringer og kjøring av frekvensprodukter. Selv om store francisturbiner har muligheten til å gjøre mye av det samme i områder rundt BEP. En interessant case er nye Lysebotn kraftverk som bestod av 6 peltonaggregater, men blir for tiden fullstendig rehabilitert med 2 francisaggregater. Kraftverket vil stå ferdig i 2018.

15.0.3 HydroCord-light

En fullstendig implementering av HydroCord-systemet er en kostbar investering, mellom 2 og 5 MNOK. Et forslag er droppe mesteparten av sensorene, og kunne logge prosisjonen til ledeskivene som sammen med vanntrykket (fallhøyden) vil være et uttrykk for relativt vannforbruk dersom det plottes mot effektavlesning. Denne metoden krever imidlertid kalibrering med f.eks. termodynamisk virkningsgradsmåling.

Estimert pris på et light-system:
200 000 - 300 000 NOK.

En ytterligere forbedring vil i tillegg til dette være å monitorere spaltevannsføring og temperatur.

15.0.4 Dataanalyse med data fra kontinuerlig virkningsgradsmåling

Denne masteroppgaven kom dessverre litt for tidlig til å kunne analysere data fra kontinuerlig virkningsgradsmåling. Dette er noe som kan gjøres i fremtidig arbeid.



Referanser

[Alnæs et. Al, 2015]

E. N. Alnæs, R. B. Grøndahl, S-E. Fleten, T. K. Boosma, (2015), "*Insights from Actual Day-Ahead Bidding of Hydropower*", Journal of Sustainable Energy Planning and Management, pp. 37 – 57.

[Alvarez & Keppo, 2002]

L. H. R. Alvarez, J. Keppo, (2002), "*The impact of irreversible investment under uncertainty*", European Journal of Operations Research 136, pp. 173-180.

[Bar-Ilan et. Al, 1996]

A. Bar-Ilan, W. C. Strange, (1996), "*Investment Lags*", The American Economic Review, vol. 86, no. 3, pp. 610–622.

[BN Turbin]

BN Pelton turbin. Tilgjengelig fra: <http://www.bnturbin.no/wp-content/uploads/2011/09/Pelton2.jpg>

[Borghesi & Gaudenzi, 2013]

A. Borghesi, B. Gaudenzi, (2013), «*Risk Management*», Springer.

[Brekke og Øksendal, 1994]

K.A. Brekke, B. Øksendal, (1994), "*Optimal switching in an economic activity under uncertainty*", SIAM Journal on Control and Optimization 32 (4), 1021–1036.

[Coté & Cloutier, 2010]

E. Coté, E. Cloutier, (2010) "*Prototype hill chart testing of a saxo unit.*", IGHEM, Tilgjengelig fra: http://www.ighem.org/Papers_IGHEM/299.pdf

[De Vos, 2011]

K. De Vos, J. Morbee, J. Driesen, (2011), "*Impact of wind power integration on Belgian power reserve requirements*". In: 34th IAEE international conference.

[Diniz et. Al, 2007]

A.L. Diniz, P.P.I. Esteves, C.A. Sagastizábal, (2007), "*A Mathematical Model for the Efficiency Curves of Hydroelectric units*", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 24-28 June 2007.

[Dixit & Pindyck, 1994]

A.K. Dixit, R.S. Pindyck, (1994), "*Investment under uncertainty*", Princeton University Press, Princeton

[Dixit et. Al, 1999]

Dixit, A., Pindyck, R.S., Sødal, S., (1999), "*A markup interpretation of optimal investment rules*", Economic Journal 109 (455), 179–189.

[Eydeland og Wolyniec, 2003]:

A. Eydeland, K. Wolyniec, (2003), *“Energy and Power Risk Management, New developments in Modeling, Pricing and Hedging”*, Wiley.

[FDB, 1]

H. Francke (Flow Design Bureau AS), (2016), *“Trollheim Kraftverk: Virkningsgradsmåling”*, Rapport for Statkraft Energi AS.

[FDB, 2]

H. Francke, M. Kjeldsen, (Flow Design Bureau AS), (2017), *“Åna-Sira Virkningsgradsmåling”*, Rapport for Sira-Kvina Kraftselskap.

[Francke, 2010]

H. Francke, (2010), *“Increasing hydro turbine operation range and efficiencies using water injection in draft tubes”*, Doktoravhandling, NTNU, Trondheim.

[Gebrekiros et. Al, 2015]

Y. Gebrekiros, G. Doorman, S. Jaehnert, H. Farahmand, (2015), *“Reserve procurement and transmission capacity reservation in the Northern European power market”*, Int. J. Elect. Power Energy Syst., vol. 67, pp. 546-559.

[Gross & Finlay, 2000]

G. Gross, D. Finlay, (2000), *“Generation supply bidding in perfectly competitive electricity markets”* Computational & Mathematical Organization Theory, vol. 6, no. 1, pp. 83–98.

[Hoff og Holving, 2015]

K. G. Hoff, P. A. Holving, (2015), *“Balansert Målstyring, Strategisk virksomhetsstyring satt i system”*, Universitetsforlaget, Oslo.

[Holtinen et. Al, 2012]

H. Holtinen, M. Milligan, E. Ela, N. Menemenlis, J. Dobschinski, B. Rawn, (2012), *“Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power”*. IEEE Trans Sustain Energy 2012.

[Holtinnen et. Al, 2011]

H. Holtinen, P. Meibom, A. Orths B. Lange, M. O’Malley, J.O. Tande, (2011), *“Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration”*, Wind Energy 2011.

[Lai, 2012]

L. Lai, (2012), *“Fire tegn på målesyke”*, BI. Tilgjengelig fra: <https://www.bi.no/forskning/business-review/articles/2012/12/fire-tegn-pa-malesyke/>

[Liu et. Al, 2015]

X. Liu, Y. Luo, B. W. Karney, W. Wang, (2015), *“A selected literature review of efficiency improvements in hydraulic turbines”*, Journal of Renewable and Sustainable Energy Review 51, pp. 18-28.

[Majd et. Al, 1987]

S. Majd, R.S. Pindyck, (1987), *“Time to Build, Option Value, and Investment Decisions”* Journal of Financial Economics, 18(1), pp. 7-27.

[Majd og Pindyck, 1989]

S. Majd, R. S. Pindyck, (1989), *“The learning curve and optimal production under uncertainty”*, RAND Economic Journal 20, pp. 331–343.

- [McDonald, 2013]
R. McDonald, (2013), *"Derivatives Markets"*, Pearson Education, New Jersey.
- [MetInst]
Meteorologisk Institutt, (2017), *"Klima siste 150 år"*, Tilgjengelig fra: <https://www.met.no/vaer-og-klima/klima-siste-150-ar>
- [Mikkelsen og Lauvdal, 2014]
A. Mikkelsen, T. Lauvdal, (2014), *"Strategisk HRM"*, Cappelen Damm, Oslo.
- [NASDAQ]
Nasdaq, (Hentet mai 2017), *"Market prices, Electricity Nordic"*, Tilgjengelig fra: <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices>
- [Norsk Klimastiftelse, 2013]
Norsk Klimastiftelse, (2013), *"Europas Grønne Skifte"*, Tilgjengelig fra: <http://klimastiftelsen.no/wp-content/uploads/2013/06/Europas-groenne-skifte-rapport-NK1-2013.pdf>
- [NVE, 2016]
NVE, (2016), *"Kostnadsgrunnlag for vannkraft"*, Rapport nr. 46 2016, Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_46.pdf
- [OED, 2015]
Olje- og Energidepartementet, (2015), *"Fakta: Energi og vannressurser i Norge"*, Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_net.pdf
- [Schwartz og Smith, 2000]
E. S. Schwartz, J. E. Smith, (2000), *"Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices"*, Management Science, 46(7), pp. 893 – 911.
- [Schwartz, 1998]
E. S. Schwartz, (1998), *"Valuing long-term commodity assets"*, Financial Management 27 (1), pp. 57–66.
- [Seta et. Al, 2012]
M.D. Seta, S. Gryglewicz, P.M. Kort, (2012), *"Optimal investment in learning-curve technologies"*, Journal of Economic Dynamics and Control, 36 (10), pp. 1462–1476
- [Simmenes og Bruun-Olsen, 2003]
T. Simmenes, T. Bruun-Olsen, (2003), *"Rehabilitering av vannkraftanlegg"*, Masteroppgave, Industriell Økonomi og Teknologiledelse, NTNU.
- [Sintef, 2011]
E. Solvang, M. Istad, J. Heggsett, (2011), *"Vedlikeholdsstyring innen vannkraft: Status og beste praksis"*, Rapport for Energi Norge AS
- [Skagerak Energi, 1]
Skagerak Energi, (2017), *"Norges Eldste Turbin står på Dalsfos"*, Tilgjengelig fra: <http://www.skageraknytt.no/single-post/2017/01/27/Norges-eldste-turbin-i-drift-st%C3%A5r-p%C3%A5-Dalsfos>
- [SNL, 1]
Store Norske Leksikon, (Hentet mai 2017), *"Kraftverk"*, Tilgjengelig fra: <https://snl.no/kraftverk>

- [SNL 2]
Store Norske Leksikon, (Hentet mai 2017), "*NorNed-Kabelen*", Tilgjengelig fra: <https://snl.no/NorNed-kabelen>
- [SNL, 3]
Store Norske Leksikon, (Hentet mai 2017), "*Vannkraftmaskin*",
Tilgjengelig fra: <https://snl.no/vannkraftmaskin>
- [SNL, 4]
Store Norske Leksikon, (Hentet mai 2017), "*Øvre Leirfoss Kraftverk*", Tilgjengelig fra:
https://snl.no/%C3%98vre_Leirfoss_kraftverk
- [Sødal, 2006]
S. Sødal, (2006), "*Entry and exit decisions based on a discount factor approach*", Journal of Economic Dynamics and Control, 30(11), pp. 1963–1986.
- [SSB, 1]
Statistisk Sentralbyrå, (Hentet mai 2017), "*Elektrisitet*",
Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar>
- [SSB, 2]
Statistisk Sentralbyrå, (Hentet mai 2017), "*Elektrisitet, 2015*", Tilgjengelig fra:
<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar/2016-11-30?fane=tabell&sort=nummer&tabell=285236>
- [SSB, 3]
Statistisk Sentralbyrå, (Hentet mai 2017), "*Elektrisitetspriser*", Tilgjengelig fra:
<https://www.ssb.no/statistikkbanken/selecttable/hovedtabellHjem.asp?KortNavnWeb=elkraftpris&CMSSubjectArea=energi-og-industri&checked=true>
- [Statkraft]
Korrespondanse med ansatte I Statkraft.
- [Statnett, 1]
Statnett, (Hentet mai 2017), "*Skagerak 4*", Tilgjengelig fra:
<http://www.statnett.no/Nettutvikling/Skagerrak-4/>
- [Statnett, 2]
Statnett, (Hentet mai 2017), "*NordLink*", Tilgjengelig fra:
<http://www.statnett.no/Nettutvikling/NORDLINK/>
- [Statnett, 3]
Statnett, (Hentet mai 2017), "*Hvorfor knytter vi Norge og Storbritannia sammen ?*", Tilgjengelig fra:
<http://northsealink.com/no/om-prosjektet/hvorfor-knytter-vi-norge-og-storbritannia-sammen/>
- [Trivedi et. Al, 2013]
C. Trivedi, B. Gandhi, C. Michel, (2013), "*Effect of Transients on Francis turbine runner life, a review*",
Journal of Hydraulic Research.
- [TU, 1]
Teknisk Ukeblad, (2015), "*Nye utenlandskabler tvinger frem mer fleksibel kraftproduksjon* ",
Tilgjengelig fra:
<https://www.tu.no/artikler/nye-utenlandskabler-tvinger-fram-mer-fleksibel-kraftproduksjon/223553>

- [TU, 2]
Teknisk Ukeblad, (2012), "*Løpehjulet sprakk i Svartisen*", Tilgjengelig fra:
<https://www.tu.no/artikler/lopehjulet-sprakk-i-svartisen/245665/>
- [Tyazhmash, 1]
Tyazhmash Francisturbin. Tilgjengelig fra: http://www.tyazhmash.com/r/_content/47a0248cbc75c164db7535771c756e6a/francis-revers-120m.png
- [Vereide, 2015]
K. Vereide, (2015), "*Norge kan bli Europas grønne batteri*", Gemini, Tilgjengelig fra:
<http://gemini.no/2015/05/norge-kan-bli-europas-gronne-batteri/>
- [Voith, 1]
Voith Francis Turbin. Tilgjengelig fra:
<http://voith.com/en/products-services/hydro-power/turbines/francis-turbines-561.html>
- [Voith, 2]
Voith Peltonturbin. Tilgjengelig fra:
<http://voith.com/en/products-services/hydro-power/turbines/pelton-turbines-563.html>
- [WE, 1]
World Energy, (2016), "*Hydropower*", Tilgjengelig fra:
<https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/hydropower/>
- [Wiborg et. Al, 2016]
E. J. Wiborg, H. H. Francke, T. Nielsen, (2016), "*HydroCord Condition Monitoring System*",
Ighem Conference, Linz.
- [Wiborg, 2016]
E. J. Wiborg, (2016), "*Continous Efficiency Measurements on Hydro Power Plants*", Doktoravhandling,
NTNU, Trondheim.
- [Wilton, 2016]
N. Wilton, (2016), "*Human Resource Management*", Sage Publications, London.

Appendix 1

Artikkel

Optimal Refurbishment of Turbine Runners in Hydroelectric Power Stations - A Real Options Approach

Einar Johan Ruud

Abstract— This paper presents a new view of estimating the economic life time of a turbine runner in hydro power stations by the use of continuous efficiency measurements. Traditionally, turbine runners are replaced when they have reached their mechanical life time, or by NPV calculations. However, sometimes net present value fails to include uncertainty in several aspects: inflow, electricity price and efficiency. There is also always an investment lag that must be taken into consideration. Then the paper uses this real options framework on two real cases from the Norwegian hydro power industry. The paper also investigates the current situation in the 80 largest hydro power plants in Norway, regarding turbine status, with respect to both age and efficiency measurements intervals. Over 200 units are investigated. This is unique data which is non-existing in the industry to the author's knowledge. We try to argue for continuous efficiency measurements in hydroelectric power plants, rather than sporadic single measurements. This is because marginal changes in efficiency have a huge financial impact on large power stations and efficiency should therefore be monitored.

Index Terms—Real Option, Hydro Power, Optimization, Maintenance, Investment Lag, Learning Curve

I. NOMENCLATURE

ρ	Discount rate, $\rho > \mu$.
ξ	Project specific discount factor
τ	Investment lag in years
A	Entry cost
c	Annual Production cost
P_0	Initial price

II. INTRODUCTION

The renewable part of the energy mix in Europe is increasing. This is mainly solar power and wind turbines, which have a production characterized by uncertainty. It is difficult both to regulate and plan future production for these energy sources. Several studies shows that this increase the demand for power reserves that can be quickly activated. [1] [2] [3].

Hydro power have an outstanding ability to respond and change load quickly. Therefore Norwegian Hydropower could play a significant role in order to stabilize the grid in Northern Europe.

In Norway around 95 % of the produced electricity originates from hydropower. The average yearly production is 130 TWh, from approx. 1500 hydropower stations. The majority of the production is coming from large stations, in fact the situation is even more strictly than the Pareto principle: 75 % of the production originates from 10 % of the power stations. In this paper large power stations are recognized by an installed capacity of 100 MW or more. In Norway this is 80 power plants with installed capacities ranging from 100 to 1240 MW. They have a distribution as seen in figure 1:

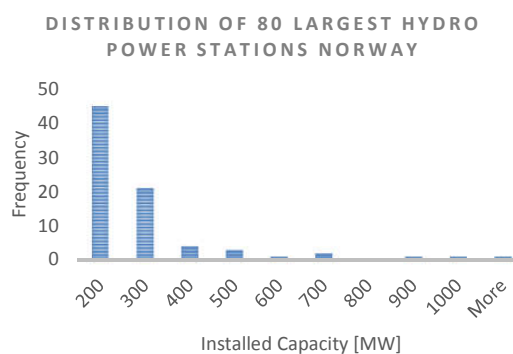


Fig. 1. Distribution of the 80 largest hydro power stations in Norway. Source: own work.

They are characterized by large reservoirs and high installed capacity. These stations represents the important part of the Norwegian hydro power, according to expected future needs. The power is distributed to northern Europe through submarine cables. There are currently several export possibilities and more under construction. See figure 2.

E. J. Ruud is with the Norwegian University of Science and Technology, Department of Industrial Economics and Technology Management, Alfred Getz vei 3, NO-7491 Trondheim, Norway (e-mail: einarjru@stud.ntnu.no).

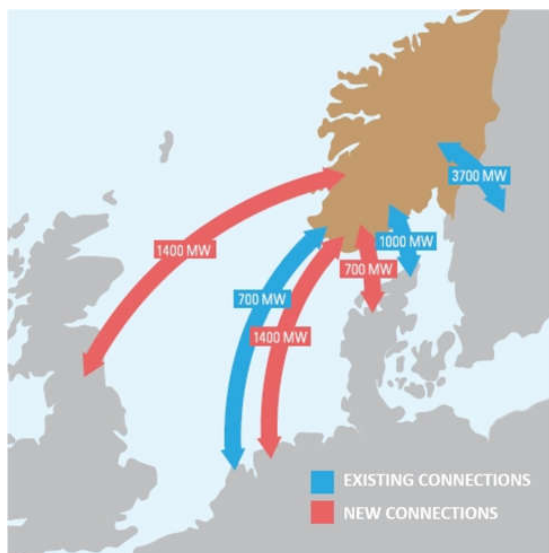


Fig. 2. Overview over existing and future overseas cable connections. Source: [4]

In 2021 there will be around 8900 MW in export capacity. This is roughly 30 % of the installed capacity in Norwegian hydro power stations. It is of high importance to utilize these large power stations optimal. We are encountering a time with low electricity prices, increasing energy efficiency, less energy-intensive industry and increasing energy production. It is therefore important to recognize and identify projects and ideas that can increase and optimize energy production. We believe continuous efficiency measurements could be an important tool in this work.

III. CONTINUOUS EFFICIENCY MEASUREMENTS

Flow of water through the turbine generates power with an often uncertain efficiency. This efficiency is evolving over time and is directly affecting the power output. A small drop in efficiency will cause a huge economic impact for large power stations. Therefore it is a need to monitor this efficiency, which to the authors' knowledge is best done with continuous efficiency measurements. This is a concept newly (spring 2017) initiated commercial by Statkraft and Sira-Kvina Kraftselskap. Continuous efficiency measurements together with a complete condition monitoring system is described by E. Wiborg in his doctoral thesis [5], and the system he describes is installed in Trollheim Power Station, Surnadal, Norway. We also see that the revenue are increasing much faster with installed capacity than the costs of turbine replacement [6]. Therefore the importance of updated efficiency curves are much more important in large hydro power stations.

IV. BREAKING UP THE EFFICIENCY CURVE

The total efficiency curve consists of several sub efficiencies:

- Turbine runner efficiency
- Waterway efficiency (Head Loss)
- Generator Efficiency
- Transformator Efficiency

The product of these efficiencies is called the total efficiency. The transformation efficiency is often neglected because it is very high and relatively constant (> 98-99 %). The generator efficiency have small variance within its operation range but also over time, it is therefore often used same efficiency as delivered when first installed, which typical is 97 – 98,5 % and increasing with increasing power.

The waterway efficiency is the friction loss in the waterway, including tunnel, pipes and singularity losses. Singularity losses originate from changes in the waterway such as pipe bends, grating, sand trap, valves and etc. The friction loss is often modelled as a quadratic function which is increasing with the flow squared. The waterway efficiency is typical between 90 and 99 %. When the power stations are completed, is it very costly to do changes in the waterway, therefore the efficiency is treated as given.

The turbine efficiency is the sub efficiency that has largest contribution on the total efficiency. This is also a component that is relatively easy to change also after the power station is completed. The turbine efficiency is depending on several conditions, but most important the type of turbine, and there are mainly three types:

- Pelton (Installed in 25 % of the large power stations)
- Francis (Installed in 72.5 % of the large power stations)
- Kaplan (Installed in 2.5 % of the large power stations)

The choice of turbine will depend on three major aspects: Operation pattern, head and flow. In Norway, the Francis turbine are dominating, it has the highest efficiency, in some cases chasing 96 %, but the operation interval for high efficiencies are narrow. The Pelton turbine have a much wider operational interval for its top efficiencies (92-93 %).

The kaplan turbine is used for large flows and low heads, it is relatively to Francis and Pelton not used that much in Norway.

Drop in total efficiency is most likely caused by degrading of the turbine efficiency. The turbine consist of several components but we will concentrate on the turbine runner. The turbine runner will wear with time, and it is of huge interest to replace the runner at the most optimal point in time. A power company will expose itself to significant risk by not being aware of its current efficiency. The industry standard today is to measure efficiency after new turbine installations or major turbine revisions. This could be every tenth or twentieth year. See figure 8 – 11. When time passes between each measurement it could be that the efficiency have dropped below its optimal refurbishment level.

It should be mentioned that the shape of the wearing-curve in figure 3 not are certain and will vary from one hydrometric area to another. There is at the moment very limited knowledge about turbine wearing-curves.

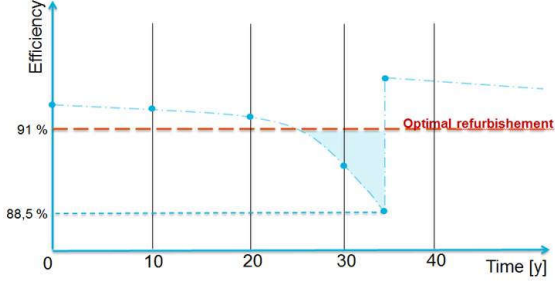


Fig. 3. Example on refurbishment curve. Source: [Statkraft]

V. THE REAL OPTION

At every time step, a hydro power company has the option to refurbish turbine runners. As time passes this is becoming more and more important due to potential drops in the efficiency curve. For large hydro power stations, a marginal drop in efficiency could be equal to substantial economic loss. At optimum, turbine refurbishment should be done when future expected revenues exceeds investment cost. This is often difficult to determine because of uncertainty in:

- Inflow
- Price
- Efficiency

In every case there will also apply an investment lag, because of manufacturing. Standard real option analysis assumes that the investment takes place immediately after the investment decision [8]. However, for most investments this is not true, and as mentioned there will apply a delivery time, often referred to as “Time to build” or “Investment lag” in the literature [8], [9].

Often a turbine refurbishment project could endure between two and four years from the investment process starts until the turbine runner(s) are operative [7]. In standard real options analysis an increase in uncertainty will delay investment [8]. However, investment lag can lead to opposite result [9]. This is explained by companies will avoid learning from high prices while waiting on the investment to complete, because the investment generates no revenue during the investment lag. On the other hand long term prices are more important when there is investment lags and this correspond well with hydro power components. The mechanical life time on turbine runners are on many cases several decades. However it is really important to distinguish between mechanical life time and economical life time. Economic life time is when future expected revenues exceed investment cost of new runner(s).

Bar-Ilan and Strange developed a model for investments with lags in 1996 [8]. In 2006 Sodal discovered an error in their work and presented a corrected version [10]. The model presented in this paper will be based on Sodal's model.

VI. THE MODEL

Sodal's model is based on a company that can change between two states, active and inactive, whether the company is producing or not. In other words the company has an option both to invest and abandon depending on the current state. The company can pay an investment cost to go from idle to active state. While the company is in active state, production costs and production income accrues. In our case it only makes sense to talk about investment option, and therefore the model simplifies. For convenience all variables and parameters are expressed in their expected net present terms:

$$C = \frac{c}{\rho} \quad (1)$$

$$P = \frac{p}{\xi} \quad (2)$$

The expected and discounted revenue from continuous future production are following a GBM:

$$dP(t) = \mu P(t) dt + \sigma P(t) dZ(t) \quad (3)$$

Which have following parameters:

- μ Drift
- σ Volatility

The underlying process is the future revenues from the investment project. This process is subject to uncertainty from three already mentioned factors, where the most important factor is the efficiency. This factor will be very specific for each power station. The inflow can vary significantly from year to year, reflected in energy production, this induces a volatility. Because of climate changes the yearly precipitation in Norway is increasing, so this must be taken into account. Also the price is uncertain, but in the long run it is less uncertain. The efficiency is decreasing with time. But the rate is very dependent on the river system, water quality, sediment transport, etc.

The GBM is also a very coarse estimation of the electricity price, but because of the long time frame, this can be allowed. It is also supported by literature [11]. Because the inflow is increasing with time, the efficiency is decreasing with time, and the price uncertain but with low drift, could it be reasonable to set the drift equal to zero. The volatility is estimated by using a combination of uncertainty in all of the three mentioned uncertainty parameters, see [12] for further explanation. Price and inflow are partly correlated and therefore dependent. Efficiency is assumed independent of price and inflow.

Brekke and Øksendal shows that the optimal strategy is going from an inactive state to active when a certain trigger price is hit from below [13]. The company starts in an initial situation, P_0 . The expected value of the firm is given by [10]:

$$W_0(P_0, R) = Q(P_0, R) e^{-\rho t} \cdot (R_t - A - C) \quad (4)$$

$$R_\tau = Re^{\mu\tau} \quad (5)$$

The optimal strategy will be to maximize this function. It is important to note that the optimal strategy will not be affected by the initial value, P_0 . See proof in [10]. The company will not invest before the trigger price, R , is reached, therefore all future revenue and costs must be discounted by the factor:

$$Q(P_0, R) = \left(\frac{P_0}{R} \right)^\beta \quad (6)$$

Where β is the positive root of the fundamental quadratic.

At this point in time the investment decision is taken and the investment lag is discounted by $e^{-\rho\tau}$. The expected revenues from continuous production after the lag are R_τ , and the investment cost A is paid as well as the production cost, C .

The model will present an optimal trigger value which is an expression of when the project should be exercised at optimum with a corresponding profit. The project value is a multiple of the electricity price including uncertainty in inflow, price and efficiency.

VII. TWO REAL CASES

We will use this real options framework into two real power stations which is among the largest in Norway. With insight in confidential efficiency curves it was possible to conduct calculations. Current long term electricity price used in calculations are 200 NOK/MWh.

A. Hydro power station A

The first power station is the final one in a huge cascaded system. It is therefore at maximum load handling a flow of 390 m³/sek. The energy calculated energy potential of changing two turbine runners are 33 GWh. This is a rather extreme case. The investment lag is estimated to be 3 years. The estimated volatility are $\sigma = 0.184$ and the corresponding drift are $\mu = 0$.

Optimal trigger value is estimated to be 70.11 MNOK. This is corresponding to an electricity price of 103.9 NOK/MWh. This indicates that the option is deep in-the-money and should be exercised immediately.

Sensitivity:

We clearly see how the profit is affected by having waited too long. The top/ridge of the landscape in figure 5 indicates where it is highest probability of highest profit with chosen input parameters.

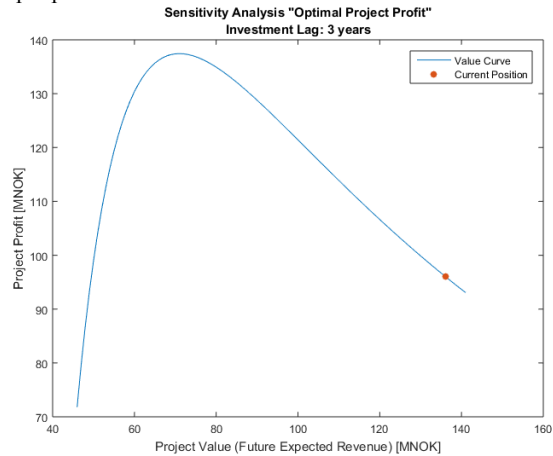


Fig. 4. Two dimensional sensitivity analysis power station A.

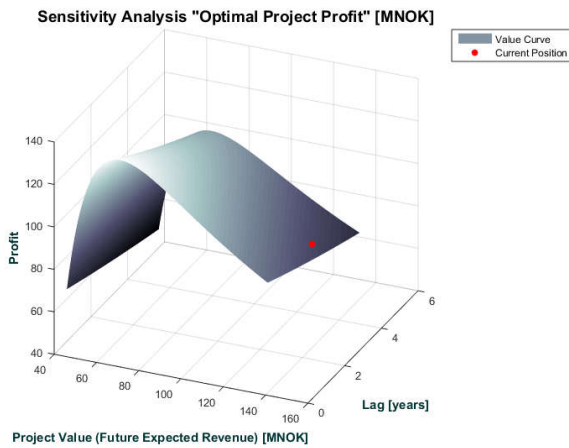


Fig. 5. Three dimensional sensitivity analysis power station A.

By the use of continuous efficiency measurements this optimum could have been reached, and also profit maximization for the hydro power company.

As seen in [10] an increase in volatility will lead to a higher trigger price.

B. Hydro power station B

The second power station are not in a cascaded system, but discharges from a large impounded reservoir. This station have four units which have been installed for 14 years and are considering replacement. The calculated energy potential of changing turbines are 6,12 GWh in total. The investment lag are estimated to be 2 years. The estimated volatility are $\sigma = 0.184$ and the corresponding drift are $\mu = 0$.

Optimal trigger value is estimated to be 40.94 MNOK. This is corresponding to an electricity price of 256 NOK/MWh. The project is positive, but profit could be maximized by waiting.

Sensitivity:

The investment is profitable, but with the current uncertainty parameters it could be more profitable to wait. We also see in figure 7 that the optimal exercise value does not change with investment lag, but the profit will decrease with an increase in investment lag.

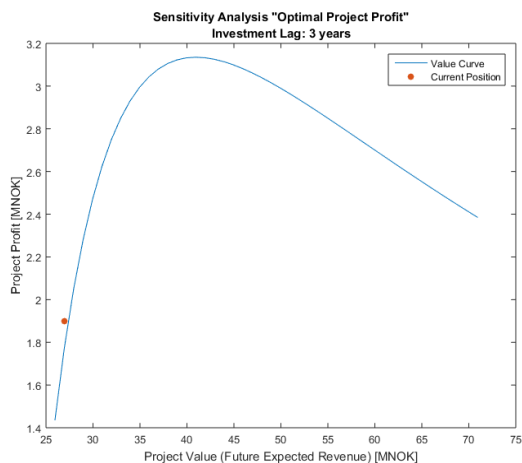


Fig. 6. Two dimensional sensitivity analysis power station

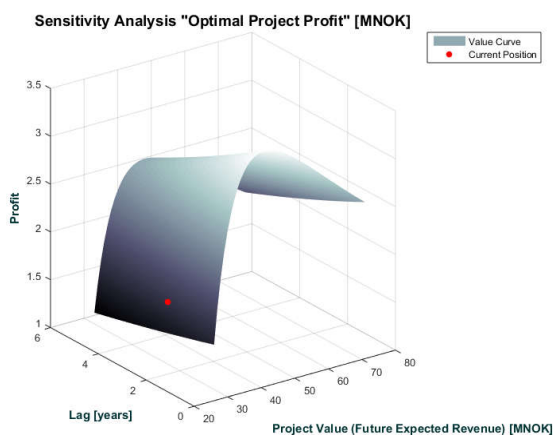


Fig. 7. Three dimensional sensitivity analysis power station A.

VIII. COMPARISON WITH EXISTING FRAMEWORK

In our survey of the largest hydro power plants in Norway it looks like NPV sometimes is used incorrect, the user fails to examine mutually exclusive investments, which also include investing at a later point in time, which probably could improve the profit. In example, Hydro power Station B.

For some projects, the real-option analysis does not change the investment decision. In example hydro power station A. Here is the option so deep in the money that it should be exercised right away according to both real options analysis and NPV. It is also clear that the most important uncertainty parameter is the turbine efficiency. This could be monitored by continuous efficiency measurements.

IX. SURVEY ON NORWEGIAN HYDRO POWER STATIONS

The largest power hydroelectric power stations in Norway is responsible for a huge part of the energy production. In most of these stations the turbine efficiency should be monitored, because it is an expression for economic risk. In some stations, the turbine efficiency could be unchanged for decades but other stations have substantial yearly abrasion. Risk cannot be eliminated. Organizations therefore need to manage all the factors that increase and reduce those risks so that they can pursue strategic advantage at minimum costs. [14].

In order to get an overview over the efficiency risk in large Norwegian hydro power stations a survey was performed. This have as far as the authors know, never been performed before. In total 18 hydro power companies and over 200 units (turbines) were surveyed.

Results are showed in figure 8 to 10.

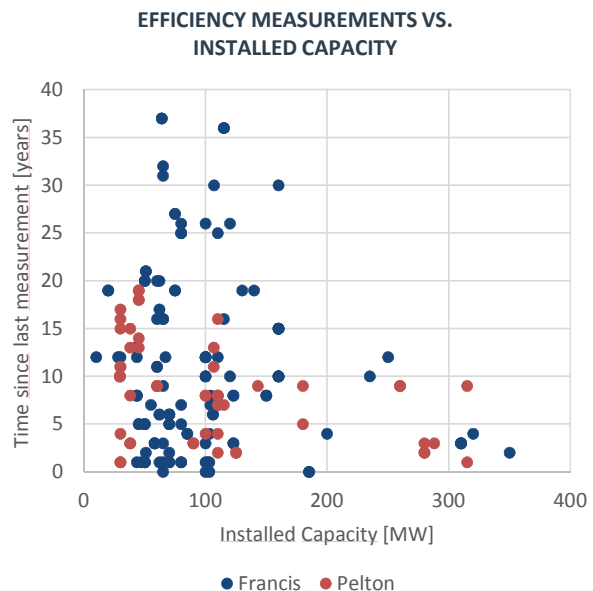


Fig. 8. Time since last measurement in large hydro power stations vs. installed capacity.

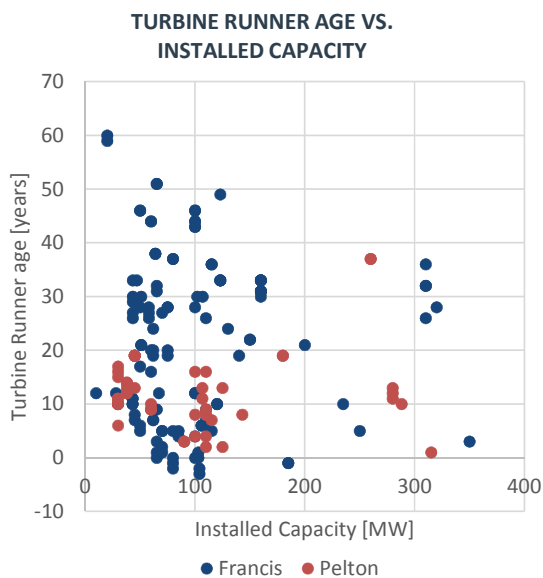


Fig. 9. Turbine runner age in large hydro power stations vs. installed capacity.

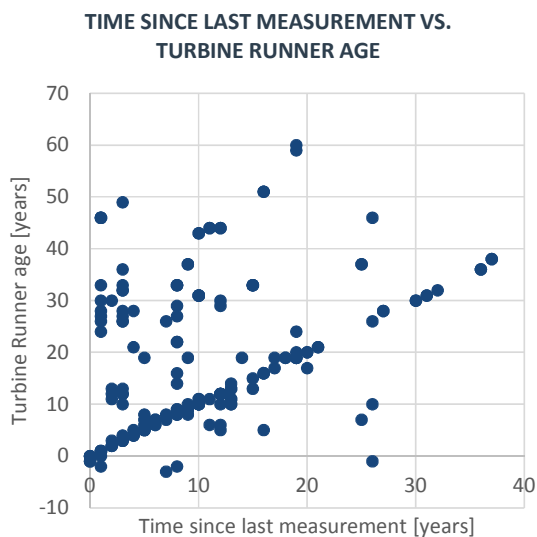


Fig. 10. Turbine runner age in large hydro power stations vs. head.

A. Main findings

We have divided the results with respect to the turbine type.

Average measurements intervals are:

Francis: 10,1 years

Pelton: 8.55 years

Average age on turbine runners:

Francis: 20.1 years

Pelton: 8.55 years

Some of the turbine runners in fig. 8-11 have negative age, this is due to soon replacement.

We see that the measurement interval are decreasing with installed capacity and head. The tendency is quite equal for turbine age, but not that strong. It is very clearly that pelton runners are in average half the age of francis runners.

Some of the francis runners are very old, above 20-30 years, and it is a huge probability that profitable investments are hiding. The economic life time of these turbines should at least be evaluated. It is very likely that some of these runners have exceeded their economical life time.

As a supposition, it has been calculated that if the turbines that are over 20 years old could improve their efficiency by 0.75 % (This applies for over 70 turbines), this is equal to 2100 GWh and will increase the renewable energy production in Norway by over 1.5 %.

Fig. 10 clearly shows that measurements mainly are done after turbine replacement, and some more often. Some few are not measured after replacement too.

X. CONCLUSION AND DISCUSSION

Through cases we have examined that companies expose themselves for economic risk due to uncertainty in their efficiency curves. Continuous measurements can help to reduce this uncertainty to almost pure measurement uncertainty.

More of the benefits behind continuous efficiency measurements are mentioned in [12]. Including investment cost, which is quite small compared to other investments in hydro power installations. It is important to mention that not all hydro power stations have the same use for continuous measurements due to variation in operation patterning, water quality, and local conditions. However, it is estimated that it could lead to strategic advantages for many companies.

Many of the large hydro power stations in Norway were built and constructed for a deregulated power market. The recent development of the power market has led to the fact that francis turbines, in particular, has to expand the operating range (about + 30% away from BEP). Originally traditional francis turbines were designed to run + 5% from BEP [15]. Load out of best efficiency point have a life time reduction effect [16]. This fact increases the need for monitoring the efficiency.

XI. FUTURE WORK

When time passes the risk for turbine breakdown increases. This is not included in this paper but could be included in future work, i.e. by use of Birth and Death Processes [8].

In the next years many huge turbine refurbishments are coming and this is a perfect time for learning about the turbine wearing-curve. This could also be taken into consideration in financial modelling as a learning curve, mentioned in [17].

XII. ACKNOWLEDGMENTS

The authors gratefully acknowledge the contributions of the largest hydro power companies in Norway. We will also thank S. Sødal for his comments.

XIII. REFERENCES

- [1] H. Holttinen, P. Meibom, A. Orths B. Lange, M. O'Malley, J.O. Tande, (2011), *Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration*” Wind Energy 2011.
- [2] H. Holttinen, M. Milligan, E. Ela, N. Menemenlis, J. Dobschinski, B. Rawn, (2012), “*Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power*”. IEEE Trans Sustain Energy 2012.
- [3] K. De Vos, J. Morbee, J. Driesen, (2011), “*Impact of wind power integration on Belgian power reserve requirements*”. In: 34th IAEE international conference.
- [4] Norsk Klimastiftelse, (2013), “*Europas Grønne Skifte*”, Available from: <http://klimastiftelsen.no/wp-content/uploads/2013/06/Europas-groenne-skifte-rapport-NK1-2013.pdf>
- [5] E. J. Wiborg, (2016), “*Continuous Efficiency Measurements on Hydro Power Plants*”, Ph. D., Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- [6] NVE, (2016), “*Cost Base for Hydro Power*”, Report nr. 46 2016, Available from: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_46.pdf
- [7] Correspondence with employees in Statkraft.
- [8] A.K. Dixit, R.S. Pindyck, (1994), “*Investment under uncertainty*”, Princeton University Press, Princeton
- [9] A. Bar-Ilan, W. C. Strange, (1996), “*Investment Lags*”, *The American Economic Review*, vol. 86, no. 3, pp. 610–622
- [10] S. Sødal, (2006), “*Entry and exit decisions based on a discount factor approach*”, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 30(11), pp. 1963–1986.
- [11] E. S. Schwartz, J. E. Smith, (2000), “*Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices*”, *Management Science*, 46(7), pp. 893 – 911.
- [12] E. J. Ruud, (2017), “*Decision Support with continuous efficiency measurements in hydro power stations*”, Master Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- [13] K.A. Brekke, B. Øksendal, (1994), “*Optimal switching in an economic activity under uncertainty*”, *SIAM Journal on Control and Optimization* 32 (4), 1021–1036.
- [14] A. Borghesi, B. Gaudenzi, (2013), “*Risk Management*”, Springer.
- [15] C. Trivedi, B. Gandhi, C. Michel, (2013), “*Effect of Transients on Francis turbine runner life, a review*”, *Journal of Hydraulic Research*.
- [16] H. Francke, (2010), “*Increasing hydro turbine operation range and efficiencies using water injection in draft tubes*”, Ph. D, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- [17] M. D. Seta, S. Gryglewicz, P. M. Kort, (2012), “*Optimal investment in learning-curve technologies*” *Journal of Economic Dynamics and Control* 2012;36(10): 1462–76.

Appendix 2

Store Norske Kraftverk

Navn	Fylke	Effekt MW	Årsproduksjon GWh	Startår	Føllhøyde	Operatør	Antall turbiner	Turbinnummer	Turbintype	Enhetsytelse	Rehabilitert (Bytte av løpehjul)	Sist Målt	Tid siden sist måling
Finndøla kraftverk	Telemark	103	281	1973	303	Agder Energi	2	1					
Steinsfoss kraftverk	Vest-Agder	109	570	1957	54	Agder Energi	3	1					
				1958		Agder Energi		2					
				1986		Agder Energi		3					
Holen III kraftverk	Aust-Agder	160	246	1987	651	Agder Energi	1	1					
Holen II kraftverk	Aust-Agder	230	584	1981	316	Agder Energi	2	1					
				1981		Agder Energi		2					
Brokkle kraftverk	Aust-Agder	440	1400	1964	303	Agder Energi	4	1					
				1965		Agder Energi		2					
				1965		Agder Energi		3					
				1976		Agder Energi		4					
Dale kraftverk	Hordaland	146	677	1990	375	BKK	2	1					
				2007		BKK		2					
Matre M kraftverk	Hordaland	150	818	1962	463	BKK	2	1					
						BKK		2					
Steinsland kraftverk	Hordaland	170	768	1981	455	BKK	2	1					
						BKK		2					
Evanger kraftverk	Hordaland	330	1267	1969	770	BKK	3	1					
				1972		BKK		2					
				1977		BKK		3					
Myster kraftverk	Hordaland	107	307	1987	240	BKK	1	1					
Hol I Urunda kraftverk	Buskerud	190	752	1952	380	E-Co	4	1					
						E-Co		2					
Hol I Votna kraftverk				1949	420	E-Co	1	1					
						E-Co		2					
Usta kraftverk	Buskerud	208	780	1965	540	E-Co	2	1					
						E-Co		2					
Solbergfoss kraftverk	Østfold	208	900	1924,199	14	E-Co	14	1					
Aurland III kraftverk	Sogn og Fjordane	270	350	1979	400	E-Co	2	1					
						E-Co		2					
Nes kraftverk	Buskerud	280	1330	1967	285	E-Co	4	1					
						E-Co		2					
						E-Co		3					
						E-Co		4					
Nedre Vinstra kraftverk	Oppland	260	1070	1953	448	E-CO	5	1					
				1958		E-Co		2					
				1958		E-Co		3					
				1958		E-Co		4					
				1989		E-Co		5					
Aurland I kraftverk	Sogn og Fjordane	840	2015	1973	870	E-Co	3	1					
						E-Co		2					
						E-Co		3					
Torpa kraftverk	Oppland	150	389	1989	470	Eidsiva Vannkraft AS	2	1					
						Eidsiva Vannkraft AS		2					
Rendalen kraftverk	Hedmark	100	715	2013	210	Eidsiva Vannkraft AS	1	1					
Øyberget kraftverk	Oppland	105	360	2006	325	Eidsiva Vannkraft AS	3	1					
						Eidsiva Vannkraft AS		2					
						Eidsiva Vannkraft AS		3					
Hunderfossen kraftverk	Oppland	120	600	1963	47	Eidsiva Vannkraft AS	2	1					
						Eidsiva Vannkraft AS		2					
Øvre Vinstra kraftverk	Oppland	140	625	1959	330	Eidsiva Vannkraft AS	2	1					
						Eidsiva Vannkraft AS		2					
Vamma kraftverk	Østfold	215	1350	1915	28,5	Hafslund Produksjon	11	1					
Kykketsrud Fossumfoss kraftverk	Østfold	230	1265	1963	26,5	Hafslund Produksjon	4	1					
						Hafslund Produksjon		2					
						Hafslund Produksjon		3					
						Hafslund Produksjon		4					
Kolsvik kraftverk	Nordland	128	504	1979	519	Heiøgløndkraft	2	1					
						Heiøgløndkraft		2					
Suldal I kraftverk	Rogaland	160	1049	1965	306	Hydro	2	1					
						Hydro		2					
Suldal II kraftverk	Rogaland	150	751	1967	559	Hydro	2	1					
				1971		Hydro		2					
Røldal kraftverk	Hordaland	161	791	1966	382	Hydro	2	1					
						Hydro		2					
Såheim kraftverk	Telemark	185	1160	1959	269	Hydro	3	1					
				1961		Hydro		2					
				1972		Hydro		3					
Vemork kraftverk	Telemark	200	1274	1971	306	Hydro	2	1					
				1971		Hydro		2					
Skagen kraftverk	Sogn og Fjordane	270	1438	1959	967	Hydro	6	1					
						Hydro		2					
						Hydro		3					
						Hydro		4					
						Hydro		5					
						Hydro		6					
Tyin kraftverk	Sogn og Fjordane	360	1460	2004	1040	Hydro	2	1					
						Hydro		2					
Lysebotn 2 kraftverk	Rogaland	370	1194	2018	686	Lyse Produksjon	2	1					
				2018		Lyse Produksjon		2					
Tjodan kraftverk	Rogaland	110	327	1985	892	Lyse Produksjon	1	1					
Tunnsjødal kraftverk	Nord-Trøndelag	176	877	1962	238	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	4	1					
						Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk		2					
						Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk		3					
						Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk		4					
Lomi kraftverk	Nordland	120	362	1979	580	Salten Kraftsamband	2	1					
						Salten Kraftsamband		2					
Sønna H kraftverk	Rogaland	212	1015	2011	550	Saudefaldene	2	1					
						Saudefaldene		2					
Tjørhom kraftverk	Vest-Agder	120	539	1973	158	Sira-Kvina	2	1					
						Sira-Kvina		2					
Åna-Sira kraftverk	Vest-Agder	150	700	1971	48	Sira-Kvina	3	1					
				1971		Sira-Kvina		2					
				1989		Sira-Kvina		3					
Duge kraftverk	Rogaland	200	248	1979	215	Sira-Kvina	2	1					

K O N F I D E N S I E L L T

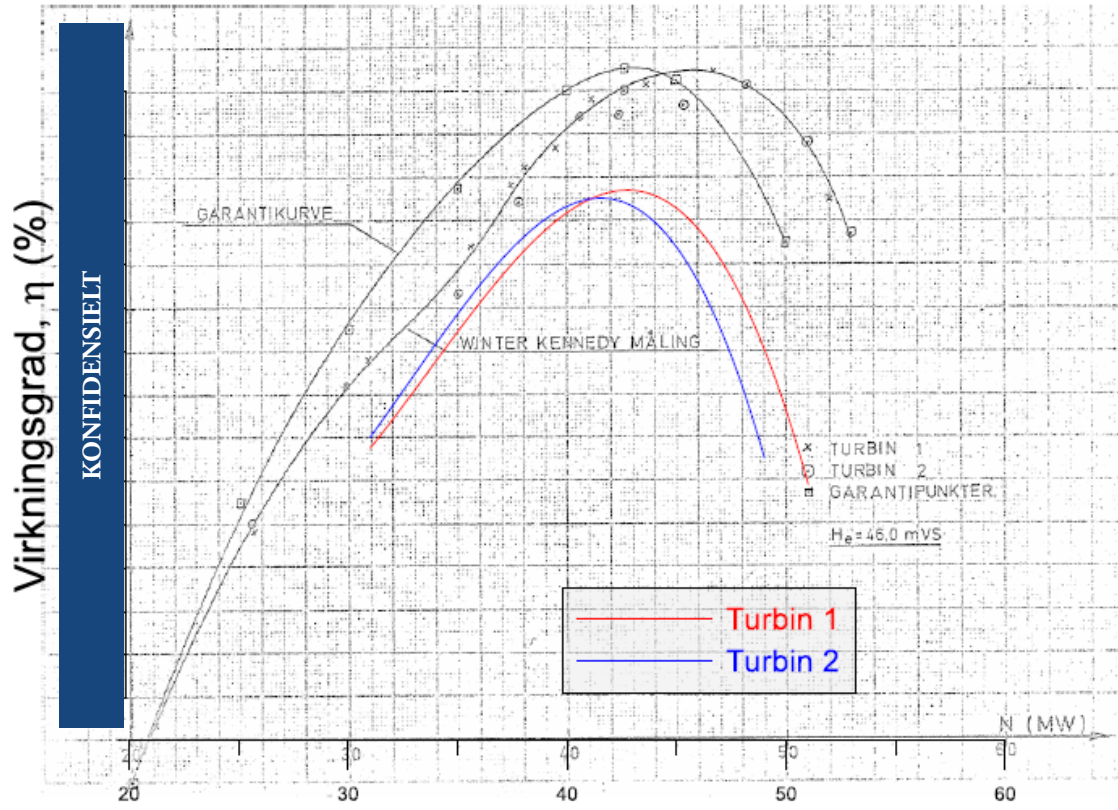
K O N F I D E N S I E L L T

Solhom kraftverk	Vest-Agder	200	710	1974	Sira-Kvina	2	2
					210 Sira-Kvina	2	1
					Sira-Kvina		2
Tonstad kraftverk	Vest-Agder	960	3600	1968	442 Sira-Kvina	5	1
				1968	Sira-Kvina		2
				1971	Sira-Kvina		3
				1971	Sira-Kvina		4
				1988	Sira-Kvina		5
Siso kraftverk	Nordland	180	957	1968	645 Siso Energi	2	1
					Siso Energi		2
Sundsbarv kraftverk	Telemark	103	389	1970	480 Skagerak Kraft	1	1
Hjartdøla kraftverk	Telemark	120	484	1958	555 Skagerak Kraft	2	1
					Skagerak Kraft		2
Bratsberg kraftverk	Sør-Trøndelag	120	650	1977	147 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Songa kraftverk	Telemark	120	575	1964	287 Statkraft	1	1
Leirdøla kraftverk	Sogn og Fjordane	125	451	1978	454 Statkraft	1	1
Trollheim kraftverk	Møre og Romsdal	130	805	1968	402 Statkraft	1	1
Straumsmo kraftverk	Troms	136	678	1966	229 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Grytten kraftverk	Møre og Romsdal	143,5	553	1975	953 Statkraft	1	1
Alta kraftverk	Finnmark	150	655	1987	185 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Øvre Røssåga kraftverk	Nordland	160	830	1961	135 Statkraft	3	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
Høyen kraftverk	Rogaland	160	583	1980	68,5 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Nea kraftverk	Sør-Trøndelag	175	675	1960	377 Statkraft	3	1
					Statkraft		2
Mår kraftverk	Telemark	200	1145	1948	823 Statkraft	5	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
					Statkraft		4
					Statkraft		5
Nore I kraftverk	Buskerud	206	1137	1928	361 Statkraft	8	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
					Statkraft		4
					Statkraft		5
					Statkraft		6
					Statkraft		7
					Statkraft		8
Oksla kraftverk	Hordaland	215	1033	1980	465 Statkraft	1	1
Tysse II kraftverk	Hordaland	224	1110	1967	735 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Mauranger kraftverk	Hordaland	250	1150	1974	825 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Nedre Røssåga kraftverk	Nordland	250	1827	1955	246 Statkraft	6	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
					Statkraft		4
					Statkraft		5
					Statkraft		6
Aura kraftverk	Møre og Romsdal	290	1623	1953	783 Statkraft	7	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
					Statkraft		4
					Statkraft		5
					Statkraft		6
					Statkraft		7
Jostedal kraftverk	Sogn og Fjordane	290	874	1990	1186 Statkraft	1	1
Kobbelv kraftverk	Nordland	300	743	1987	611 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Vinjø kraftverk	Telemark	300	1017	1964	287 Statkraft	3	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
Skjomen kraftverk	Nordland	313	1257	1973	589 Statkraft	3	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
Tokke kraftverk	Telemark	430	2140	1961	377 Statkraft	4	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
Lang-Sima kraftverk	Hordaland	500	1088	1980	1158 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Rana kraftverk	Nordland	500	1975	1968	525 Statkraft	4	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
					Statkraft		4
Svartisen kraftverk	Nordland	600	2200	1993	543 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Sy-Sima kraftverk	Hordaland	620	1640	1980	905 Statkraft	2	1
					Statkraft		2
Saurdal kraftverk	Rogaland	640	1300	1986	465 Statkraft	4	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
					Statkraft		4
Kvillidal kraftverk	Rogaland	1240	3516	1986	538 Statkraft	4	1
					Statkraft		2
					Statkraft		3
					Statkraft		4
Blåfelli IIIH kraftverk	Hordaland	100	460	1968	310 Sunnhordaland Kraftlag	2	1
					Sunnhordaland Kraftlag		2
Blåfelli Vik kraftverk	Hordaland	235	740	2007	375 Sunnhordaland Kraftlag	1	1
Taffjord 4 kraftverk	Møre og Romsdal	130	421	1969	450 Taffjord Kraft	2	1
					Taffjord Kraft		2
Driva kraftverk	Møre og Romsdal	140	655	1973	565 TrønderEnergi	2	1
					TrønderEnergi		2
Naddvik kraftverk	Sogn og Fjordane	115	424	1987	963 Østfold Energi	1	1
Borgund kraftverk	Sogn og Fjordane	212	985	1974	873 Østfold Energi	2	1
					Østfold Energi		2

Appendix 3

Utrekning Åna-Sira

Antall turbiner i drift	Totaleffekt [MW]	% av totaltid	Effekt per aggregat (Synkron Opplasting)	Virkningsgrad 1971 (Antar alle identiske)	Virkningsgrad 2016			Delta virkningsgrad			Årlig produksjon [MWh]	Årlig tap av produksjon [MWh]		
					Turbin 1	Turbin 2	Turbin 3	Turbin 1	Turbin 2	Turbin 3		Alle Turbiner	Turbin 1	Turbin 2
0 Turbiner	0	0,1436	0	0							0			
1 Turbin	38	0,0261	38,00	0,920	0,903	0,9144	0,018	0,006	8695,7					52,174
	39	0,0025	39,00	0,925	0,908	0,9195	0,018	0,006	838,5					5,031
	40	0,0054	40,00	0,930	0,912	0,9242	0,019	0,006	1900,0					11,400
	41	0,0100	41,00	0,934	0,915	0,9284	0,020	0,006	3580,7					21,484
	42	0,0165	42,00	0,938	0,916	0,9321	0,022	0,006	6083,0					36,498
	43	0,0268	43,00	0,941	0,917	0,9351	0,024	0,006	10090,7					60,544
	44	0,0260	44,00	0,943	0,915	0,9373	0,028	0,006	10010,0					60,060
	45	0,0254	45,00	0,945	0,913	0,9387	0,032	0,006	10020,0					60,120
	46	0,0205	46,00	0,945	0,908	0,9390	0,037	0,006	8272,3					49,634
	47	0,0156	47,00	0,944	0,901	0,9381	0,043	0,006	6439,0					38,634
	48	0,0163	48,00	0,942	0,892	0,9359	0,050	0,006	6840,0					41,040
	49	0,0089	49,00	0,938	0,880	0,9321	0,058	0,006	3805,7					22,834
	50	0,0047	50,00	0,933	0,866	0,9267	0,067	0,006	2058,3					12,350
	51	0,0015	51,00	0,925	0,849	0,9193	0,076	0,006	688,5					4,131
52	0,0005	52,00	0,916	0,829	0,9098	0,087	0,006	242,7					1,456	
53	0,0007	53,00	0,904	0,806	0,8980	0,098	0,006	318,0					1,908	
2 Turbiner	79	0,0012	39,50	0,928	0,910	0,912	0,9219	0,018	0,016	0,006	816,3	14,859		4,898
	80	0,0018	40,00	0,930	0,912	0,914	0,9242	0,019	0,017	0,006	1266,7	23,556		7,600
	81	0,0055	40,50	0,932	0,913	0,914	0,9264	0,019	0,018	0,006	3888,0	74,418		23,328
	82	0,0111	41,00	0,934	0,915	0,915	0,9284	0,020	0,019	0,006	7995,0	158,644		47,970
	83	0,0170	41,50	0,936	0,916	0,915	0,9303	0,021	0,021	0,006	12353,2	255,879		74,119
	84	0,0242	42,00	0,938	0,916	0,915	0,9321	0,022	0,023	0,006	17794,0	387,223		106,764
	85	0,0262	42,50	0,940	0,917	0,915	0,9337	0,023	0,025	0,006	19479,2	447,910		116,875
	86	0,0202	43,00	0,941	0,917	0,913	0,9351	0,024	0,028	0,006	15250,7	372,413		91,504
	87	0,0182	43,50	0,942	0,916	0,912	0,9363	0,026	0,030	0,006	13833,0	360,260		82,998
	88	0,0187	44,00	0,943	0,915	0,910	0,9373	0,028	0,034	0,006	14417,3	401,842		86,504
	89	0,0196	44,50	0,944	0,914	0,907	0,9381	0,030	0,037	0,006	15248,7	456,097		91,492
	90	0,0196	45,00	0,945	0,913	0,904	0,9387	0,032	0,041	0,006	15480,0	497,885		92,880
	91	0,0193	45,50	0,945	0,910	0,900	0,9390	0,035	0,045	0,006	15363,8	532,099		92,183
	92	0,0184	46,00	0,945	0,908	0,896	0,9390	0,037	0,049	0,006	14842,7	553,986		89,056
	93	0,0171	46,50	0,945	0,904	0,891	0,9387	0,040	0,054	0,006	13950,0	561,308		83,700
	94	0,0217	47,00	0,944	0,901	0,885	0,9381	0,043	0,059	0,006	17860,0	774,666		107,160
	95	0,0257	47,50	0,943	0,896	0,879	0,9372	0,047	0,064	0,006	21390,8	993,728		128,345
	96	0,0174	48,00	0,942	0,892	0,872	0,9359	0,050	0,070	0,006	14656,0	737,530		87,936
	97	0,0183	48,50	0,940	0,886	0,864	0,9342	0,054	0,076	0,006	15536,2	841,018		93,217
98	0,0122	49,00	0,938	0,880	0,855	0,9321	0,058	0,083	0,006	10486,0	609,921		62,916	
99	0,0052	49,50	0,936	0,873	0,846	0,9296	0,062	0,089	0,006	4521,0	282,189		27,125	
100	0,0035	50,00	0,933	0,866	0,836	0,9267	0,067	0,097	0,006	3066,7	205,118		18,400	
101	0,0039	50,50	0,929	0,858	0,825	0,9232	0,072	0,104	0,006	3467,7	248,175		20,806	
3 Turbiner	117	0,0006	39,00	0,925	0,908	0,911	0,9195	0,018	0,015	0,006	663,0	11,897	9,923	3,978
	118	0,0010	39,33	0,927	0,909	0,912	0,9211	0,018	0,015	0,006	1042,3	18,867	16,098	6,254
	119	0,0016	39,67	0,929	0,910	0,913	0,9227	0,018	0,016	0,006	1646,2	30,154	26,362	9,877
	120	0,0024	40,00	0,930	0,912	0,914	0,9242	0,019	0,017	0,006	2520,0	46,864	42,037	15,120
	121	0,0044	40,33	0,932	0,913	0,914	0,9257	0,019	0,017	0,006	4618,2	87,478	80,584	27,709
	122	0,0076	40,67	0,933	0,914	0,915	0,9271	0,019	0,018	0,006	8153,7	157,826	149,390	48,922
	123	0,0096	41,00	0,934	0,915	0,915	0,9284	0,020	0,019	0,006	10352,5	205,424	199,832	62,115
	124	0,0106	41,33	0,936	0,915	0,915	0,9297	0,020	0,020	0,006	11690,7	234,458	234,361	68,944
	125	0,0102	41,67	0,937	0,916	0,915	0,9309	0,021	0,022	0,006	11125,0	234,102	240,349	66,750
	126	0,0096	42,00	0,938	0,916	0,915	0,9321	0,022	0,023	0,006	10563,0	229,866	242,230	63,378
	127	0,0096	42,33	0,939	0,917	0,915	0,9332	0,023	0,024	0,006	10689,2	241,172	260,618	64,135
	128	0,0116	42,67	0,940	0,917	0,914	0,9342	0,023	0,026	0,006	13056,0	306,132	338,884	78,336
	129	0,0127	43,00	0,941	0,917	0,913	0,9351	0,024	0,028	0,006	14319,0	349,662	396,049	85,914
	130	0,0127	43,33	0,942	0,916	0,912	0,9359	0,025	0,029	0,006	14451,7	368,224	426,217	86,710
	131	0,0124	43,67	0,943	0,916	0,911	0,9367	0,027	0,031	0,006	14213,5	378,506	447,151	85,281
	132	0,0106	44,00	0,943	0,915	0,910	0,9373	0,028	0,034	0,006	12254,0	341,546	411,274	73,524
	133	0,0103	44,33	0,944	0,915	0,908	0,9379	0,029	0,036	0,006	11947,8	348,967	427,775	71,687
	134	0,0102	44,67	0,944	0,914	0,906	0,9383	0,031	0,038	0,006	11948,3	366,066	456,247	71,690
	135	0,0114	45,00	0,945	0,913	0,904	0,9387	0,032	0,041	0,006	13432,5	432,031	546,821	80,595
	136	0,0126	45,33	0,945	0,911	0,902	0,9389	0,034	0,043	0,006	14960,0	505,431	648,919	89,750
	137	0,0143	45,67	0,945	0,910	0,899	0,9390	0,036	0,046	0,006	17216,3	611,274	795,241	103,298
	138	0,0111	46,00	0,945	0,908	0,896	0,9390	0,037	0,049	0,006	13386,0	499,617	657,959	80,316
	139	0,0102	46,33	0,945	0,906	0,893	0,9388	0,039	0,052	0,006	12394,2	486,362	647,764	74,365
	140	0,0127	46,67	0,945	0,903	0,889	0,9385	0,041	0,056	0,006	15610,0	644,036	866,741	93,660
141	0,0147	47,00	0,944	0,901	0,885	0,9381	0,043	0,059	0,006	18212,5	789,956	1073,397	109,275	
142	0,0173	47,33	0,944	0,898	0,881	0,9375	0,046	0,063	0,006	21465,7	978,634	1341,659	128,794	
143	0,0147	47,67	0,943	0,895	0,877	0,9368	0,048	0,066	0,006	18375,5	880,312	1216,846	110,253	
144	0,0109	48,00	0,942	0,892	0,872	0,9359	0,050	0,070	0,006	13800,0	694,454	967,294	82,800	
SUM		0,9745								676753	20276	13168	4061	



Oversikt over tidsserier

Kraftverk	Tidsserie
Roskrepp	/Roskrepp-MWh-SPIDER
Kvinen	/Kvinen-MWh-SPIDER
Solhom	/Solhom-MWh-SPIDER
Duge	/DugeProd-MWh-SPIDER
Duge Pumpe	/DugePump-MWh-Beregnet
Tjørhom	/Tjørhom-MWh-SPIDER
Tonstad	/Tonstad-MWh-SPIDER
Åna-Sira	/ÅnaSira-MWh-SPIDER

Magasin	Tidsserie
Svartevatn	/Sira-Kvina/Hydmet/Duge-tilsig-HBV-korr-m3s-1d_lin-vts
Gravann	/Sira-Kvina/Hydmet/Gravann-tilsig-obs-korr-m3s-1d-vts
Roskrepp	/Sira-Kvina/Hydmet/Roskrepp-tilsig-HBV-korr-m3s-1d_lin-vts
Øyarvann	/Sira-Kvina/Hydmet/Kvinen-tilsig-obs-korr-m3s-1d-vts
Tjørnhomvann	/Sira-Kvina/Hydmet/Tjørnhomvann-tilsig-obs-korr-m3s-1d-vts
Ousdal	/Sira-Kvina/Hydmet/Ousdalsvann-tilsig-obs-korr-m3s-1d-vts
Nesjen	/Sira-Kvina/Hydmet/Solhom-tilsig-vannhush-m3s-1d-lin-vts
Homstølvann	/Sira-Kvina/Hydmet/Homstølvann-tilsig-obs-korr-m3s-1d-vts
Sirdalsvann	/Sira-Kvina/Hydmet/Sirdalsvann-tilsig-obs-korr-m3s-1d-vts
Lundevann	/Sira-Kvina/Hydmet/Lundevann-tilsig-obs-korr-m3s-1d-vts
Kilen	/Sira-Kvina/Hydmet/Kilen-tilsig-obs-korr-m3s-1d-vts

Appendix 4

Matlab-Script - Realopsjonsmodell

```
- -
#####
###                      REAL OPTIONS MODEL                      ###
#####
###                      ###
###    Entry and exit decisions based on a discount factor approach    ###
###                      By Sigbjørn Sødal                          ###
###                      2006                                        ###
###                      ###
#####
###    This script is reconstructed with help from Sigbjørn Sødal    ###
###    But adapted to a new setting by Einar Johan Ruud spring 2017  ###
#####

%=====
%
%                      INTERNAL PARAMETERS
%=====

%Discounting rate
rho = 0.05;
%Investment cost:
A = 40;
%Abandonment cost:
B = 0;
%Production cost:
C = 0/rho;
%Starting Price (THIS IS CALIBRATING THE PROFIT):
KONFIDENSIELT

%Project Spesicif discount factor
KONFIDENSIELT

%=====
%
%                      EXTERNAL PARAMETERS
%=====

%Drift
mu = 0.00;
%Volatility
sigmasquare = 0.184^2;
sigma = sqrt(sigmasquare);
%Roots of fundamental quadratic
alpha = ((mu-0.5*sigma^2)+sqrt((mu-0.5*sigma^2)^2+2*rho*sigma^2))/sigma^2;
beta =  -(mu-0.5*sigma^2)+sqrt((mu-0.5*sigma^2)^2+2*rho*sigma^2))/sigma^2;

%Investment lag
tau = 0.0001;
%Corresponding sigma
sigmataau = sigma*sqrt(tau);
```



```

%=====
%                               OPTIMIZATION HEURISTIC PARAMETERS
%=====

%Iteration limits
MINL = 0.001/(rho-mu);
MAXL = 5000/(rho-mu);
MINR = 0.001/(rho-mu);
MAXR = 5000/(rho-mu);
minr = MINR;
maxr = MAXR;
minl = MINL;
maxl = MAXL;

%Preallocating of firm values:
w = 0;
maxw = 0;
%Preallocation of optimal trigger prices
optR = 0;
optL = 0;

%Number of iterations
numloop = 20;

for n=1:numloop
    %Defining steplength for R
    stepr = (maxr-minr)/10;
    %Defining steplength for L
    stepl = (maxl-minl)/10;
    for R = minr:stepr:maxr
        for L = minl:stepl:maxl
            %Calculating help functions to firm value
            %Black and Scholes property:
            utau = (log(L/R)-(mu-0.5*sigma^2)*tau)/sigmatau;
            %Probability of price going under L:
            pminus = normcdf(utau);
            %Present value of future revenues:
            Rtau = R*exp(mu*tau);
            %Adjusted Discounting factors:
            Qminus = (R/L).^beta*exp(rho*tau)*normcdf(utau-beta*sigmatau);
            Qpluss = (L/R).^alpha*exp(rho*tau)*(1-
normcdf(utau+alpha*sigmatau));
            %Present value of lost production:
            Lminus = R*exp(mu*tau)*normcdf(utau-sigmatau);
            if R > L
                %Calculating firm value
                w = (P0/R)^(beta)*exp(-rho*tau)*(Rtau-A-C);
                %Core of iterating process
                if w > maxw
                    optR = R;
                    maxw = w;
                end
            end
        end
    end
end
%Updating iteration limits

```

```

    minr = max([MINR,optR-3*stepr]);
    maxr = min([MAXR,optR+3*stepr]);
end

%Calculating flow prices Åna-Sira:
optPH = optR*xi;

disp('Optimal Exercise Value:')
optR
disp('Optimal Exercise Price:')
optPH

%=====
%                               SENSITIVITY ANALYSIS
%=====

%Checking upward:
upp = 70;
down = 25;

%Interval vector:
interval_vec = [(optR-down):(optR+upp)];

%Checking area around optimal exercise value:
profit_interval = interval_vec;
R_interval = interval_vec;

%Lag_sensitivity:
tau_interval = [1:5];

for i = 1:length(R_interval)
    Rtau = R_interval(i)*exp(mu*tau);
    profit_interval(i) = (P0/R_interval(i))^(beta)*exp(-rho*tau)*(Rtau-A-C);
end

%English plot
%2D-plot for given investment lag
figure
plot(R_interval,profit_interval)
xlabel('Project Value (Future Expected Revenue) [MNOK]');
ylabel('Project Profit [MNOK]');
title({'Sensitivity Analysis "Optimal Project Profit"', 'Investment Lag: 3 years'});
legend()

%Current situation
hold on
scatter(136,96,'filled')
legend('Value Curve','Current Position')

%Norwegian plot
%2D-plot for given investment lag
figure
plot(R_interval,profit_interval)
xlabel('Prosjektverdi (Fremtidige Forventede Inntekter) [MNOK]');

```

```

ylabel('Prosjektprofitt [MNOK]');
title({'Sensitivitetsanalyse "Optimal Prosjektprofitt"', 'Investment Lag: 3
år'});
legend()

%Current situation
hold on
scatter(136,96,'filled')
legend('Verdifunksjon','Nåværende Posisjon')

%Creating sensitivity intervals
exercise_v = interval_vec;
tau_v = 0.001:0.5:5.001;

[Exercise,Lag] = meshgrid(interval_vec,tau_v);
    for i = 1:length(exercise_v)
        for j = 1:length(tau_v)
            Rtau = R_interval(i)*exp(mu*tau_v(j));
            Profit(i,j) = (P0/R_interval(i))^(beta)*exp(-rho*tau_v(j))*(Rtau-
A-C);
        end
    end

Profit = Profit';

%English Plot
%3D-plotting
figure
surf(Exercise,Lag,Profit,'FaceColor','interp','EdgeColor','none')
xlabel({'Project Value (Future Expected Revenue)
[MNOK]','fontsize',11,'fontweight','bold','color',[0.0 0.2 0.2]})
ylabel({'Lag [years]','fontsize',11,'fontweight','bold','color',[0.0 0.2 0.2]})
zlabel({'Profit','fontsize',11,'fontweight','bold','color',[0.0 0.2 0.2]})
title({'Sensitivity Analysis "Optimal Project Profit"
[MNOK]','fontsize',14,'fontweight','bold'})
colormap bone
legend()

%Include current situation
hold on
scatter3(136,3,84,'filled','r')
legend('Value Curve','Current Position')

%Norwegian Plot
%3D-plotting
figure
surf(Exercise,Lag,Profit,'FaceColor','interp','EdgeColor','none')
xlabel({'Prosjektverdi',' (Fremtidige Forventede Inntekter)
[MNOK]','fontsize',11,'fontweight','bold','color',[0.0 0.2 0.2]})
ylabel({'Leveringstid [år]','fontsize',11,'fontweight','bold','color',[0.0 0.2
0.2]})
zlabel({'Prosjektprofitt [MNOK]','fontsize',11,'fontweight','bold','color',[0.0
0.2 0.2]})
title({'Sensitivitetsanalyse "Optimal
Prosjektprofitt"', 'fontsize',14,'fontweight','bold'})
colormap bone
legend()

%Include current situation
hold on
scatter3(136,3,84,'filled','r')
legend('Verdifunksjon','Nåværende Posisjon')

```

Appendix 5

Matlab-Script - Produksjonsoptimering

```
=====
%                               Einar Johan Ruud - Masteroppgave våren 2017
=====
%                               EFFICIENCY FUNCTION
%                               Calculating optimal load and optimal eta
=====

function [output,opt_eta1,opt_load1,opt_eta2,opt_load2] =
eta(H,P,flow,anlegg_eta)

    for i = 1:length(flow)
        power(i) = flow(i).* anlegg_eta(i).*H*9.81*10^-3;
    end

    if P > power(end)
        output = 0.8;
    end

    if P < power(1)
        output = 0.8;
    end

    for i = 1:length(flow)-1
        if P >= power(i) && P <= power(i+1)
            output = (anlegg_eta(i) + anlegg_eta(i+1))/2;
        end
    end

    %Finding BEP for one turbine
    [max_eta1,ind1] = max(anlegg_eta(1:24));
    %Finding BEP for two turbines
    [max_eta2,ind2] = max(anlegg_eta(25:48));

    %Assigning values
    opt_eta1 = max_eta1;
    opt_load1 = power(ind1);

    opt_eta2 = max_eta2;
    opt_load2 = power(ind2+24);

end
```



```

=====
%                               Einar Johan Ruud - Masteroppgave våren 2017
%=====
%                               MARGINAL COST CURVE FUNCTION
%                               Calculating marginal cost curve for hydro power stations
%=====

function [optimal_load1,optimal_load2] =
margcost(load,Head,flow,anlegg_eta,price,water_value)

%Creating load vector
for i = 1:length(flow)
    power(i) = flow(i).* anlegg_eta(i).*Head*9.81*10^-3;
end

%Finding BEP for one turbine
[max_eta1,ind1] = max(anlegg_eta(1:24));
%Finding BEP for two turbines
[max_eta2,ind2] = max(anlegg_eta(25:48));

%Assigning values
BEP_eta1 = max_eta1;
opt_load1 = power(ind1);
BEP_eta2 = max_eta2;
opt_load2 = power(ind2+24);

%Ideal power vector with BEP efficiency
%1 turbine:
for i = 1:24
    ideal_power(i) = flow(i).*max_eta1.*Head*9.81*10^-3;
end
%2 turbines
for i = 25:48
    ideal_power(i) = flow(i).*max_eta1.*Head*9.81*10^-3;
end

%First column - load difference
for i = 1:48
    load_diff(i) = power(i)-ideal_power(i);
end

%Second Column - load change
for i = 1:24
    load_change(i) = power(i)-power(ind1);
end
for i = 25:48
    load_change(i) = power(i)-power(ind2+24);
end

%Fourth column - Marginal load change
for i = 2:24
    marginal_loadchange(i) = load_change(i)-load_change(i-1);
end

for i = 26:48
    marginal_loadchange(i) = load_change(i)-load_change(i-1);
end

```

```

%Fifth column - Marginal power loss
for i = 2:24
    marginal_powerloss(i) = -(load_diff(i)-load_diff(i-1));
end
for i = 26:48
    marginal_powerloss(i) = -(load_diff(i)-load_diff(i-1));
end

%Seventh column - Relative marginal curve
for i = 1:48
    marginalcurve(i) = marginal_powerloss(i)/marginal_loadchange(i) + 1;
end

count1 = 0;
count2 = 0;

%Calculate optimale load
if price < water_value
    optimal_load2 = 0;
else
    %Calculating absolute marginal curve
    abs_marg_curve = marginalcurve*water_value;
    for i = 2:24
        if price >= abs_marg_curve(i-1) && price <= abs_marg_curve(i)
            count1 = i;
        elseif price >= abs_marg_curve(end)
            count1 = i;
        else
            continue
        end
    end
    for i = 26:48
        if price >= abs_marg_curve(i-1) && price <= abs_marg_curve(i)
            count2 = i;
        elseif price >= abs_marg_curve(end)
            count2 = i;
        else
            continue
        end
    end
end

if count1 == 0
    optimal_load1 = 0;
else
    optimal_load1 = power(count1);
end

if count2 == 0
    optimal_load2 = 0;
else
    optimal_load2 = power(count2);
end
end

```

```

%=====
%                               PRODUCTION OPTIMIZATION SCRIPT
%                               Using examples from Duge Hydro Power Station
%=====
%                               Einar Johan Ruud - Masteroppgave våren 2017
%=====
clear all
close all
clc
tic

%Loading data from excel-files
flow = xlsread('Dugefunksjon.xlsx','B7:B54');
anlegg_eta = xlsread('Dugefunksjon.xlsx','K7:K54');

%Creating data for Hill-Diagram
effektv = 52:200;
fallhv = 200:250;

[Effekt,Fallhoyde] = meshgrid(52:200,200:250);
    for i = 1:length(effektv)
        for j = 1:length(fallhv)
            Z2(i,j) = eta(fallhv(j),effektv(i),flow,anlegg_eta);
        end
    end
Z2 = Z2';

%Plotting Hill-diagram
surf(Effekt,Fallhoyde,Z2,'FaceColor','interp','EdgeColor','none')
title('Hill-diagram for Duge Kraftverk (Anleggsvirkningsgrad)')
xlabel('Last [MW]')
ylabel('Fallhøyde [m]')
zlabel('[Virkningsgrad [\eta]')
colormap jet
colorbar
h = colorbar;
title(h,'Efficiency [\eta]')

%Preallocating
hist_eta = zeros(length(hist_head),1);
opt_eta1 = zeros(length(hist_head),1);
opt_load1 = zeros(length(hist_head),1);
opt_eta2 = zeros(length(hist_head),1);
opt_load2 = zeros(length(hist_head),1);
hist_loss_MWh_1turb = zeros(length(hist_head),1);
hist_loss_MWh_2turb = zeros(length(hist_head),1);

%Historic eta and optimality, calling eta function
for i = 1:length(hist_head)
    [hist_eta(i),opt_eta1(i),opt_load1(i),opt_eta2(i),opt_load2(i)] =
eta(hist_head(i),hist_load(i),flow,anlegg_eta);
end

%Calculating historic energu loss in MWh
for i = 1:length(hist_head)
    if hist_load(i) == 0

```

```

        continue
        %Taking account for how many turbines running
        elseif hist_load(i) < 100
            hist_loss_MWh_1turb(i) = (abs(opt_load1(i)-
hist_load(i))).*(abs(hist_eta(i)-opt_eta1(i)));

            elseif hist_load(i) > 100
                hist_loss_MWh_2turb(i) = (abs(opt_load2(i)-
hist_load(i))).*(abs(opt_eta2(i)-hist_eta(i)));
            end
        end

%Historical loadpattern
figure
contourf(Effekt,Fallhoyde,Z2,'LineStyle','none')
title('Historisk Kjøremønster 2014 - 2016')
xlabel('Last [MW]')
ylabel('Fallhøyde [m]')
colormap jet
colorbar
h = colorbar;
title(h,'Efficiency [\eta]')
hold on
plot(hist_load,hist_head,'k*')

%=====
%                ECONOMICS from 20.11.2015 to 31.12.2016
%=====
%The economic results are not discounted due to short time interval
%Fetching data
hist_head_econ = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Ark2','F2:F9781');
hist_load_econ = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Ark2','B2:B9781');
hist_price_econ = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Ark2','H2:H9781');
hist_ww_econ = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Ark2','J2:J9781');

%Historical economic result:
for i = 1:length(hist_head_econ)
    hist_res(i) = hist_load_econ(i).*hist_price_econ(i);
end

disp('Sum historic result: [Mill NOK]')
sum(hist_res)*10^-6

flow = xlsread('Dugefunksjon.xlsx','B7:B54');
anlegg_eta = xlsread('Dugefunksjon.xlsx','K7:K54');

%Plotting from 2015 to 2016
figure
contourf(Effekt,Fallhoyde,Z2,'LineStyle','none')
colormap jet
colorbar
h = colorbar;
title(h,'Virkningsgrad [\eta]')
hold on
plot(hist_load_econ,hist_head_econ,'k*')
title('Historisk produksjon i perioden 20.11.2015 til 31.12.2016')

```



```

xlabel('Last [MW]')
ylabel('Fallhøyde [m]')

%Moving partload to BEP
hist_load_econ_wopartload = hist_load_econ;

for i = 1:length(hist_load_econ)
    if hist_load_econ(i) <= 105 && hist_load_econ(i) > 0
        hist_load_econ_wopartload(i) = max(opt_load1(26304-
9780+i),hist_load_econ(i));
    elseif hist_load_econ(i) >= 105 && hist_load_econ(i) > 0
        hist_load_econ_wopartload(i) = max(opt_load2(26304-
9780+i),hist_load_econ(i));
    end
end

%Plotting from 2015 to 2016
%Figure 4
figure
contourf(Effekt,Fallhoyde,Z2,'LineStyle','none')
colormap jet
colorbar
h = colorbar;
title(h,'Virkningsgrad [\eta]')
hold on
plot(hist_load_econ_wopartload,hist_head_econ,'k*')
title('Korrigert Produksjon: Uten Dellast')
xlabel('Last [MW]')
ylabel('Fallhøyde [m]')

%NEW Historical economic result:
for i = 1:length(hist_head_econ)
    hist_res_wopartload(i) = hist_load_econ_wopartload(i).*hist_price_econ(i);
end

disp('Sum historic result W/O Partload: [Mill NOK]')
sum(hist_res_wopartload)*10^-6

%Improvement:
disp('Possible improvement [%]:')
(sum(hist_res_wopartload/sum(hist_res))-1)*100

% GOING to OPTIMAL SOLUTION
hist_head_econ_sorted = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Testing','F2:F6735');
hist_load_econ_sorted = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Testing','B2:B6735');
hist_price_econ_sorted = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Testing','H2:H6735');
hist_ww_econ_sorted = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Testing','J2:J6735');
hist_relw_sorted = xlsread('Dugehistorisk.xlsx','Testing','L2:L6735');

marg_cost_vector1 = zeros(length(hist_load_econ_sorted),1);
marg_cost_vector2 = zeros(length(hist_load_econ_sorted),1);
optimal_load_final = zeros(length(hist_load_econ_sorted),1);
%Calling Marginal Cost function and finding optimal load
for i = 1:length(hist_load_econ_sorted)

```

```

[marg_cost_vector1(i),marg_cost_vector2(i)] =
margcost(hist_load_econ_sorted(i),hist_head_econ_sorted(i),flow,anlegg_eta,his
t_price_econ_sorted(i),hist_wv_econ_sorted(i));

    if hist_load_econ_sorted(i) <= 105 && marg_cost_vector1(i) >
hist_load_econ_sorted(i) && hist_load_econ_sorted(i) > 0
        optimal_load_final(i) = marg_cost_vector1(i);

    elseif hist_load_econ_sorted(i) > 105 && marg_cost_vector2(i) >
hist_load_econ_sorted(i)
        optimal_load_final(i) = marg_cost_vector2(i);
    else
        optimal_load_final(i) = hist_load_econ_sorted(i);
    end
end

sum_prod = sum(hist_load_econ_sorted);
sum_opt = sum(optimal_load_final);

%Figure 5
figure
contourf(Effekt,Fallhoyde,Z2,'LineStyle','none')
colormap jet
colorbar
h = colorbar;
title(h,'Virkningsgrad [\eta]')
hold on
plot(optimal_load_final,hist_head_econ_sorted,'k*')
hold on
plot(h_y,h,'k*')
title('Korrigert Produksjon: Optimal mot pris og vannverdi')
xlabel('Last [MW]')
ylabel('Fallhøyde [m]')

for i = 1:length(hist_price_econ_sorted)
    hist_res3(i) = optimal_load_final(i).*hist_price_econ_sorted(i);
end

for i = 1:length(hist_price_econ_sorted)
    hist_res_before(i) = hist_load_econ_sorted(i).*hist_price_econ_sorted(i);
end

%Sammenligner oppnådd pris vs. gjennomsnittlig spotpris i perioden
disp('Oppnådd pris historisk i perioden [% over gjennomsnittlig pris]:')
(((sum(hist_res_before)/sum(hist_load_econ_sorted))/mean(hist_price_econ))-
1)*100
disp('Oppnådd pris med optimering [% over gjennomsnittlig pris]:')
(((sum(hist_res3)/sum(hist_load_econ_sorted))/mean(hist_price_econ))-1)*100
toc

```


Appendix 6

Matlab-Script - Kjøremønsteranalyse Driva

```
%=====
%                               Einar Johan Ruud - Masteroppgave våren 2017
%=====
%                               LOAD PATTERN DRIVA HYDRO POWER STATION
%                               ANALYSIS OF HOURLY LOAD DISTRIBUTION
%=====

clear all
close all
clc
%Loading data from excel-files
T1 = xlsread('Drivadata.xlsx','B1:B40658');
T2 = xlsread('Drivadata.xlsx','C2:K40658');

%Preallocating memory
T1_timetable = zeros(24,1694);
T2_timetable = zeros(24,1694);
c = 0;

%Creating timetables for each turbine
for j = 1:24
    c = 0;
    for i = 1:1694
        T2_timetable(j,i) = T2(j+24*c);
        c = c + 1;
    end
end

for j = 1:24
    c = 0;
    for i = 1:1694
        T1_timetable(j,i) = T1(j+24*c);
        c = c + 1;
    end
end

%Finding hourly average
for i = 1:24
    T1_mean(i) = mean(T1_timetable(i,:));
    T2_mean(i) = mean(T2_timetable(i,:));
end

plot(T1_mean)
hold on
plot(T2_mean)

%xlswrite('Driva.xlsx',T1_timetable,'Ark2')
%xlswrite('Driva.xlsx',T2_timetable,'Ark3')
```



```

%3D-plot T1
effektv = 0:2:80;
klokkev = 1:24;
Z1 = xlsread('Driva.xlsx','T1','B3:Y43');
[Effekt,Klokke] = meshgrid(0:2:80,1:24);
Z1 = Z1';

figure
surf(Effekt,Klokke,Z1,'FaceColor','interp','EdgeColor','none')
title({'Kjøremønster og klokkeslett Driva Kraftverk 2012-2016','Turbin 1'})
xlabel('Last [MW]')
ylabel('Timenummer')
zlabel('Antall lasttimer')
colormap parula

%3D-plot T2
effektv = 0:2:80;
klokkev = 1:24;
Z2 = xlsread('Driva.xlsx','T2','B3:Y43');
[Effekt,Klokke] = meshgrid(0:2:80,1:24);
Z2 = Z2';

figure
surf(Effekt,Klokke,Z2,'FaceColor','interp','EdgeColor','none')
title({'Kjøremønster og klokkeslett Driva Kraftverk 2012-2016','Turbin 2'})
xlabel('Last [MW]')
ylabel('Timenummer')
zlabel('Antall lasttimer')
colormap parula

```

```

=====
%
%                               Einar Johan Ruud - Masteroppgave våren 2017
%
%                               LOAD PATTERN DRIVA HYDRO POWER STATION
%                               ANALYSIS OF VALUE FOR EACH MW
%
=====
clc
%clear all
%close all

loadv = 44:80;
valuevT1 = 1:80;
valuevT1(1:80) = 0;
valuevT2 = 1:80;
valuevT2(1:80) = 0;

%Loading data from Excel
T1 = xlsread('Driva.xlsx','Sheet1','B3:C14012');
T2 = xlsread('Driva.xlsx','Sheet1','E3:F18515');

%Iterator
k = 1;

%Sampling value of each hour of operation for Turbine 1
for j = 1:length(T1)
    if T1(j,1) < loadv(k)+ 1 && T1(j,1) >= loadv(k)
        valuevT1(k) = valuevT1(k) + T1(j,2);
    else
        k = k + 1;
    end
end

%Resetting iterator
k = 1;

%Sampling value of each hour of operation for Turbine 2
for j = 1:length(T2)
    if T2(j,1) < loadv(k)+ 1 && T2(j,1) >= loadv(k)
        valuevT2(k) = valuevT2(k) + T2(j,2);
    else
        k = k + 1;
    end
end

%Controlling sum
sum(valuevT1)*10^-6
sum(valuevT2)*10^-6

```

Appendix 7

Volatilitetsberegninger

Prisvolatilitet:

$$\sigma_p = 0.165$$

Tilsigsvolatilitet:

$$\sigma_T = 0.105$$

Virkningsgradsvolatilitet:

$$\sigma_\eta = 0.02$$

Korrelasjon mellom prisvolatilitet og tilsigsvolatilitet:

$$\rho(P, T) = -0.137$$

Setter sammen volatilitet til pris og tilsig siden de er korrelerte

$$\begin{aligned}\sigma_{PS} &= \sqrt{\text{Var}(P+T)} \\ &= \sqrt{\text{Var}(P) + \text{Var}(T) + 2\text{Cov}(P, T)} \\ &= \sqrt{0.165^2 + 0.105^2 + 2 \cdot (-0.137) \cdot \sqrt{0.165^2 \cdot 0.105^2}} \\ &= 0.183\end{aligned}$$

Setter sammen denne med volatilitet for virkningsgrad (ukorrelerte):

$$\begin{aligned}\sigma_{PS\eta} &= \sqrt{\text{Var}(P+T) + \text{Var}(\eta)} \\ &= \sqrt{0.183^2 + 0.02^2} \\ &= 0.184\end{aligned}$$