

Avvik mellom estimert og faktisk energiproduksjon for småkraftverk.

Masteroppgave i energi



Universitetet i Bergen

Geofysisk institutt

01.06.2016

Sindre Blomvågnes Lie

Forord og annerkjennelse

På Universitetet i Bergen er det obligatorisk å avslutte masterstudiet med en masteroppgave. Denne masteroppgaven tilsvarer 60 studiepoeng, og går over to skolesemestre. Jeg har i samarbeid med Småkraft AS definert en problemstilling som passer min utdanning og er interessant for Småkraft.

Å jobbe med oppgaven har gitt meg et innblikk i hvordan Småkraft AS gjør energiberegninger på elvekraftverk, og hvilke faktorer som er avgjørende i avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon. De estimerte energieresultatene er basert på hydrologiske vannføringer tatt av målestasjoner til NVE. I tillegg har jeg benyttet produksjonsinformasjon fra kraftverkene til å analysere avviket mellom estimert – og faktisk energiproduksjon.

Jeg vil gjerne få rette en stor takke professor Asgeir Sorteberg, min interne veileder på Universitetet i Bergen, som har hjulpet meg med alt fra struktur til beregninger gjort i rapporten. Jeg vil også takke veilederen min på Småkraft AS, Even Holst, som har vært svært hjelpelig og kommet med mange tips og råd til hva oppgaven kunne ta for seg. Takk til Arne Namdal og Steinar Hansen på Småkraft AS, for å ha hjulpet meg i gang og gitt meg mulighet til å skrive for dere. Takk til Bjørnar Halvorsen for hjelpen med beregninger av overløpstap. Takk til Tina Rasmussen som har gitt meg tilgang på produksjonsdata og annen kraftverksinformasjon for de aktuelle kraftverkene. Takk også til Per Mælen, grunneier av kraftverket på Ytre Alsåker som viste meg rundt på kraftverket og kom med mye nyttig informasjon.

Sammendrag

I denne oppgaven har jeg sett på årsakene til avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon for tre av kraftverkene som Småkraft AS sammen med grunneier har hatt i drift i 8-9 år. Kraftverkene jeg har sett på er Ytre Alsåker, Øyrabekken og Årvik. Dette er kraftverk som har et produksjonsavvik på 15-25 % avhengig av produksjonsregimet (tørt, middels eller vått år). I alle tilfellen var den estimerte produksjonen høyere enn den faktiske produksjonen.

Målet med oppgaven var å finne hvilke faktorer som gav opphav til det store produksjonsavviket. Det første jeg undersøkte var hvor store vannmengder som gikk tapt på grunn av overløptap. Beregningene av overløpstap fikk jeg kun gjennomført ved Ytre Alsåker. Dette var eneste kraftverket med trykkmålinger av vannstanden. Det viste seg at for 2014 og 2015 var overløpstapet på henholdsvis 1,66 % og 2,25 % av den totale vannmengden, og overløpstapet forklarer ikke det store produksjonsavviket, men utgjør en liten del.

Jeg så også på om uventede driftsstopp kunne være en årsaken til produksjonsavvik. I perioder utenom vedlikeholdsarbeid der effekten i kraftverket raser fra høye effekter til null effekt vil kunne skape et avvik mellom estimert og faktisk energiproduksjon. Beregningene viste at disse effektfallen forekom for sjelden og i så korte tidsperioder at kun utgjorde en liten del av det store produksjonsavviket.

En annen forklaring til en høyere estimert energiproduksjon enn faktisk energiproduksjon er at den estimerte vannføringen er høyere enn den observerte. Sammenligningen av den estimert og observert vannføring indikerte nettopp dette. I arbeidet med å redusere den estimerte vannføringen ble nye skaleringsfaktorer definert. Det viste seg at å basere skaleringsfaktoren på målestasjoner rundt vannmerke og kraftstasjonen ble vanskelig på grunn av store lokale variasjoner i nedbørsmengde. Det var også stor usikkerhet knyttet til høydekorreksjoner for nedbørsforskjeller. Den beste måten å definere ny skaleringsfaktor var å sammenligne to lavvannsindeksjer, middelvannføring eller årsnedbør, hentet fra NEVINA.

Innholdsliste

FORORD OG ANNERKJENNELSE.....	2
SAMMENDRAG.....	3
FIGURTABELL.....	6
LISTE FOR TABELLER	7
FORKORTELSER.....	7
PROSJEKTOMFANG	8
1. INTRODUKSJON.....	9
2. TEORETISK BAKGRUNN.....	10
2.1 SMÅKRAFTVERK	10
2.2 PRINSIPPET BAK VANNKRAFTVERK.....	10
2.3 BESKRIVELSE AV ET VANNKRAFTVERK	12
2.4 VALG AV VANNTURBIN	13
2.4.1 REAKSJONSTURBIN	13
2.4.2 IMPULSTURBIN	14
2.5 BRUKSTID	15
2.6 MINSTEVANNFØRING.....	15
2.7 VARIGHETSKURVE	16
2.8 NEDBØRFELT OG FELTEGENSKAPER.....	17
2.9 NEVINA, NVE SIN LAVVANNSAPPLIKASJON	17
2.10 HYDRA II	18
3. PROSJEKTBEKRIVELSE.....	20
3.1 LOKASJONER	20
3.1.1 YTRE ALSÅKER	21
3.1.2 ØYRABEKKEN	22
3.1.3 ÅRVIK.....	23
4. METODE FOR BEREGNINGER.....	24
4.1 ESTIMERT VANNFØRING FOR KRAFTVERKENE.....	24
4.1.1 VALG AV SAMMENLIGNINGSSTASJON/VANNMERKE	24
4.1.2 INNSAMLING AV HYDROLOGIDATA OG SKALERING.....	28
4.1.3 EXCEL-ARKET FOR PRODUKSJONBEREGNING.....	29
4.2 PRODUKSJONBEREGNING	33

4.3 AVVIK MELLOM ESTIMERT OG FAKTISK ENERGIPRODUKSJON	33
4.3.1 BEREGNING AV OVERLØPSTAP.....	34
4.3.2 SAMMENLIGNING AV ESTIMERT OG OBSERVERT VANNFØRING.....	37
4.3.3 ANDRE ÅRSAKER TIL AVVIK.....	38
<u>5. RESULTATER.....</u>	<u>39</u>
5.1 INNSAMLING AV DATA	39
5.1.1 SAMMENLIGNINGSSTASJON/VANNMERKE.....	39
5.1.3 ESTIMERT VANNFØRING	41
5.1.3.1 YTRE ALSÅKER.....	41
5.1.3.2 ØYRABEKKEN	42
5.1.3.3 ÅRVIK.....	43
5.1.4 KRAFTVERKSINFORMASJON	43
5.2 PRODUKSJONSBEREGNING	44
5.2.1 PRODUKSJONSBEREGNING YTRE ALSÅKER	44
5.2.2 PRODUKSJONSBEREGNING ØYRABEKKEN.....	45
5.2.3 PRODUKSJONSBEREGNING ÅRVIK	46
5.3 AVVIK MELLOM FAKTISK OG ESTIMERT ENERGIPRODUKSJON	47
5.3.1 YTRE ALSÅKER	47
5.3.2 ØYRABEKKEN	49
5.3.3 ÅRVIK	50
5.4 BEREGNING AV NY SKALERINGSFAKTOR	52
5.4.1 YTRE ALSÅKER	57
5.4.2 ØYRABEKKEN	65
5.4.3 ÅRVIK	68
5.5 BEREGNINGER AV OVERLØPSTAP	70
5.6 TAP GRUNNET UVENTET DRIFTSSTANS	74
5.7 TAP GRUNNET KALDE VINTERDAGER	76
<u>6. KONKLUSJON.....</u>	<u>77</u>
<u>7. VEDLEGG.....</u>	<u>79</u>
<u>1. VALG AV SAMMENLIGNINGSSTASJON/VANNMERKE.</u>	<u>79</u>
<u>2. EXCEL-ARKET TIL PRODUKSJONSBEREGNINGER</u>	<u>82</u>
<u>3. PRODUKSJONSAVVIK.....</u>	<u>85</u>
<u>REFERANSER</u>	<u>90</u>

Figurtabell

FIGUR 1 ILLUSTRERER DE ULIKE KOMPONENTENE OG DETALJENE VED ET VANNKRAFTVERK [4]	12
FIGUR 2 FRANCISTURBIN [6]	13
FIGUR 3 PELTONTURBIN [7]	14
FIGUR 4 DEN RØDE LINJEN VISER HVORDAN EN VARIGHETSKURVE FOR ET OMRÅDE KAN SE UT. DEN BLÅ OG GRØNNE KURVEN VISER VANNMENGDENE SOM GÅR TAPT PÅ GRUNN AV HENHOLDSVIS MAKSIMAL OG MINIMAL SLUKEEVNE. [9]	16
FIGUR 5 VISER EN OVERSIKT OVER HVOR DE TRE KRAFTVERKENE ER LOKALISERT.....	21
FIGUR 6 TIL VENSTRE SER MAN KRAFTSTASJONEN VED YTRE ALSÅKER, OG TIL HØYRE ER DET TILHØRENDE MEDBØRFELTET. [13]	21
FIGUR 7 VISER KRAFTSTASJONEN VED ØYRABEKKEN TIL VENSTRE, OG DET TILHØRENDE NEDBØRFELTET TIL HØYRE.[14] ..	22
FIGUR 8 VISER KRAFTSTASJONEN VED ÅRVIK TIL VENSTRE, OG DET TILHØRENDE NEDBØRFELTET TIL HØYRE.[15]	23
FIGUR 9 VISER ANDELEN AV NEDBØRFELTET SOM LIGGER UNDER EN BESTEMT HØYDE.....	26
FIGUR 10 ILLUSTRERER ISOLINJENE MED DEN ÅRLIGE MIDDELAVRENNINGEN VED ET TILFELDIG VALGT OMRÅDET.	26
FIGUR 11 VISER LOKASJONENE TIL DE AKTUELLE SAMMENLIGNINGSSTASJONENE OG HVOR DE BEFINNER SEG I FORHOLD TIL DE TRE KRAFTVERKENE.	39
FIGUR 12 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE VANNFØRINGEN VED YTRE ALSÅKER VARIERTE I 2014.....	42
FIGUR 13 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE VANNFØRINGEN VED ØYRABEKKEN VARIERTE I 2009.	42
FIGUR 14 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE VANNFØRINGEN VED ÅRVIK FORLØP I 2013	43
FIGUR 15 VISER HVORDAN DEN FORVENTEDE PRODUKSJONEN VARIERER FRA MÅNED TIL MÅNED VED YTRE ALSÅKER.....	45
FIGUR 16 VISER HVORDAN DEN FORVENTEDE PRODUKSJONEN VARIERER FRA MÅNED TIL MÅNED FOR ØYRABEKKEN KRAFTVERK.....	46
FIGUR 17 VISER HVORDAN DEN FORVENTEDE PRODUKSJONEN VED ÅRVIK VARIERER FRA MÅNED TIL MÅNED.....	46
FIGUR 18 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE PRODUKSJONEN VARIERER FRA MÅNED TIL MÅNED AVHENGIG AV PRODUKSJONSREGIMET FOR YTRE ALSÅKER.....	48
FIGUR 19 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE PRODUKSJONEN I DE ULIKE PRODUKSJONSREGIMENE VARIERTE FRA MÅNED TIL MÅNED FOR ØYRABEKKEN KRAFTVERK.	49
FIGUR 20 VISER DEN ESTIMERTE PRODUKSJONEN MÅNED FOR MÅNED FOR DE ULIKE PRODUKSJONSREGIMENE FOR ÅRVIK KRAFTVERK.....	51
FIGUR 21 VISER HVORDAN DE DEN ESTIMERTE – OG OBSERVERTE VANNFØRINGEN VED YTRE ALSÅKER VARIERER I 2014..	57
FIGUR 22 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE – OG OBSERVERTE VANNFØRINGEN VARIERTE I 2015 VED YTRE ALSÅKER.....	58
FIGUR 23 VISER DE MÅNEDLIGE FLOMTAPET VED YTRE ALSÅKER I 2014.	71
FIGUR 24 VISER HVORDAN VANNFØRINGEN PER DØGN VED YTRE ALSÅKER VARIERER I 2014.	72
FIGUR 25 VISER HVORDAN OVERLØPSTAPET VARIERER FRA MÅNED TIL MÅNED I 2015.	73
FIGUR 26 VISER HVORDAN VANNFØRINGEN PER DØGN VED YTRE ALSÅKER VARIERER I 2015.	74
FIGUR 27 VISER EFFEKTKURVEN VED YTRE ALSÅKER I JUNI MÅNED 2015.....	75

Liste for tabeller

TABELL 1 VISER HVORDAN VIRKNINGSGRADEN TIL EN VANNTURBIN VARIERER MED VANNFØRINGEN	30
TABELL 2 VISER ET EKSEMPEL PÅ HVORDAN VIRKNINGSGRADEN I ANLEGGET VARIERER MED ULIKE VANNFØRINGER QQ0..	32
TABELL 3 VISER DE AKTUELLE SAMMENLIGNINGSSTASJONENE FOR VALG AV VANNMERKE VED YTRE ALSÅKER	40
TABELL 4 VISER DE AKTUELLE SAMMENLIGNINGSSTASJONENE FOR VALG AV VANNMERKE FOR ØYRABEKKEN KRAFTVERK. ..	40
TABELL 5 VISER DE AKTUELLE SAMMENLIGNINGSSTASJONENE FOR VALG AV VANNMERKE FOR ÅRVIK KRAFTVERK	41
TABELL 6 VISER INFORMASJON KRAFTVERKSDATA FRA DE TRE KRAFTVERKENE.	44
TABELL 7 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE ENERGIPRODUKSJONEN VARIERER FOR ET TØRT, MIDDELS OG VÅTT ÅR FOR YTRE ALSÅKER	47
TABELL 8 TABELL 5.6 VISER HVORDAN DEN FAKTISKE PRODUKSJONEN VARIERTE FOR DE ULIKE PRODUKSJONSREGIMENE, TØRT, MIDDELS OG VÅTT ÅR VED YTRE ALSÅKER.	48
TABELL 9 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE PRODUKSJONEN VARIERTE AVHENGIG AV PRODUKSJONSREGIMENE TØRT, MIDDELS OG VÅTT ÅR FOR ØYRABEKKEN KRAFTVERK	49
TABELL 10 VISER HVORDAN DEN FAKTISKE PRODUKSJONEN VARIERTE FRA MÅNED TIL MÅNED I DE ULIKE PRODUKSJONSREGIMENE FOR ØYRABEKKEN KRAFTVERK	50
TABELL 11 VISER HVORDAN DEN ESTIMERTE PRODUKSJONEN VARIERER FRA MÅNED TIL MÅNED AVHENGIG AV PRODUKSJONSREGIMET FOR ÅRVIK KRAFTVERK.....	50
TABELL 12 VISER HVORDAN DEN FAKTISKE PRODUKSJONEN VARIERTE FRA MÅNED TIL MÅNED FOR DE ULIKE PRODUKSJONSREGIMENE FOR ÅRVIK.	51
TABELL 13 VISER EN OVERSIKT OVER DE ULIKE FORSLAGENE TIL NY SKALERINGSFAKTOR.....	52
TABELL 14 VISER EN OPPSUMMERING AV AVVIKET MELLOM ESTIMER OG FAKTISK ENERGIPRODUKSJON	53
TABELL 15 VISER EN OPPSUMMERING AV SKALERINGSFAKTORENE FOR YTRE ALSÅKER KRAFTVERK.....	65
TABELL 16 VISER EN OPPSUMMERING AV SKALERINGSFAKTORENE FOR ØYRABEKKEN KRAFTVERK.....	67
TABELL 17 VISER EN OPPSUMMERING AV SKALERINGSFAKTORENE FOR ÅRVIK KRAFTVERK.....	70

Forkortelser

NVE – Norges vassdrags- og energidirektorat

GWB – Gridded Water Balance

GIS – Geografisk informasjonssystem

Moh – Meter over havet

Wh – Watt-timer

kWh – Kilowatt-timer

MWh – Megawatt-timer

GWh – Gigawatt-timer

TWh – Terawatt-timer

Prosjektomfang

Småkraft AS er et kraftselskap som ble stiftet i 2002. 11. november 2015 overtok det tyske investeringsfondet Aquila Capital eierskapet. Tidligere har fire ulike kraftvelskap vært deleiere av Småkraft AS. Aquila Capital kjøpte alle Småkraft AS aksjene som tilhørte Statkraft, Agder energi, BKK og Skagerak energi. Småkraft regnes for å være landets største selskap innen utvikling av småkraftverk. Småkraft AS har i dag 45 operative kraftverk. I samarbeid med Småkraft AS skal jeg gjøre energiberegninger på tre typiske elvekraftverk.

Enkelte av kraftverkene har ikke samsvar mellom estimert og faktisk energiproduksjon. I oppgaven skal jeg ta for meg kraftverkene ved Ytre Alsåker, Øyrabekken og Årvik. Ved å sammenligne de kalkulerte verdiene av energiproduksjonen med den faktiske energiproduksjonen er målet å finne årsakene til avviket. Jeg skal blant annet undersøke overløpstap som en mulig årsak til produksjonsavvik, og om tapt produksjon grunnet uventede driftsstopp kan forklare produksjonsavviket. I tillegg skal jeg sammenligne den estimerte vannføringen jeg benytter i energiberegningene med den observerte vannføringen for kraftverket.

1. Introduksjon

Før man benyttet energien i rennende vann til å produsere elektrisk energi, ble vannkraft brukt til å utføre mekanisk arbeid. Så tidlig som 1300 tallet ble vannkraft benyttet til kverning av korn. Vannmøller ble drevet av det strømmende vannet, som kvernet korn til mel. På 1500 tallet var vannkraften med på å revolusjonere den norske trelasthandelen. Kraften i det rennende vannet ble brukt til å drive et sagblad, som gjorde jobben med skjæring av tømmer til plank enklere.

Siden den gang har vannkraft hatt en kraftig utvikling, og i dag står vannkraft for om lag 16 % av verdens elektrisitetsproduksjon. I Norge utgjør vannkraft utgjør over 90 % av elektrisitetsproduksjonen. I 2013 var elektrisitetsproduksjonen på 134 TWh og om lag 129 TWh ble produsert i vannkraftverk. Ved inngangen til 2015 var Norges vannkraftpotensial på om lag 214 TWh per år, og den midlere vannkraftproduksjon satt til 131,4 TWh. Det tilsier at i overkant av 60 % av kraftpotensialet er utbygd. [1]

Norge regnes for å være blant de største i verden innen vannkraftproduksjon. Bare store nasjoner som Kina, Brasil, Canada, USA, Russland og India har høyere vannkraftproduksjon per år enn Norge. [2]

2. Teoretisk bakgrunn

2.1 Småkraftverk

Dersom et kraftverk skal få betegnelsen vannkraftverk må den installert effekt være på mer enn 10MW. Er den installerte effekten er mindre enn 10 MW, regnes kraftverkene som små vannkraftverk. Små vannkraftverk kan videre deles inn i tre kategorier:

- Mikrokraftverk har en installert effekt under 100 kW.
- Minikraftverk har en installert effekt mellom 100 kW og 1 MW
- Småkraftverk har en installert effekt mellom 1 MW og 10 MW.

Det var først på 2000-tallet at interessen for utbygging av små vannkraftverk for alvor fant sted her i Norge. Siden den gang har over 300 småkraftverk blitt bygd ut rundt om i norske elver og vassdrag, og ytterligere 500 venter på behandling av sin konsesjonssøknad. Den økende interessen for vannkraft vises også om man ser på antall søknader om bygging av små vannkraftverk per år. I år 2000 ble det søkt om å få bygge ut ca. 15 kraftverk. Til sammenligning ble det i 2007 søkt om utbygging til 215 kraftverk. [3]

I 2014 var energiproduksjonen fra småkraftverk om lag 9 TWh. Det samme året var Norges vannkraftproduksjon 131,4 TWh. Småkraftverk står dermed for om lag 7 % av Norges totale vannkraftproduksjon. [1]

2.2 Prinsippet bak vannkraftverk

Prinsippet bak vannkraft dreier seg om å utnytte endring i vannets potensielle energi. Formelen for potensiell energi er $E_p = m * g * h$, endringen i potensiell energi blir da $E_p = m * g * \Delta h$. Hvor Δh er endring i høyde (fallhøyden til vannet), m er massen til vannet og g er tyngdeakslerasjonen på jorden ($9,81 \text{ m/s}^2$). Når vann transporteres fra en høyde h_1 til en lavere høyde h_2 , endres den potensielle energien til bevegelsesenergi eller kinetisk energi gitt ved formelen $E_k = \frac{1}{2} * m * v^2$. Det strømmende vannet med kinetiske energi får vannturbinen ved kraftstasjonen til å rotere. På turbinen er det festet en generator som omgjør mekanisk energi til elektrisk energi. Ved å se for oss at

vannets potensielle energi omdannes til elektrisk energi, vil effekten til vannkraftverket være gitt ved likning 2.1 [4]:

$$P_{ut} = \frac{E_{ut}}{t} = \frac{m * g * \eta * H_{netto}}{t}$$

Effekten er energi per tid. Effekten man får ut av vannkraftverket kan dermed skrives:

$$P_{ut} = \frac{\rho * V * g * \eta * H_{netto}}{t}$$

Videre kan vi sette $\dot{Q}_{prod} = \frac{V}{t}$ som er vannføringen av vannet til produksjon, med enhet m^3/s . Den endelige formelen for effekten det er mulig å hente ut av kraftverket blir da:

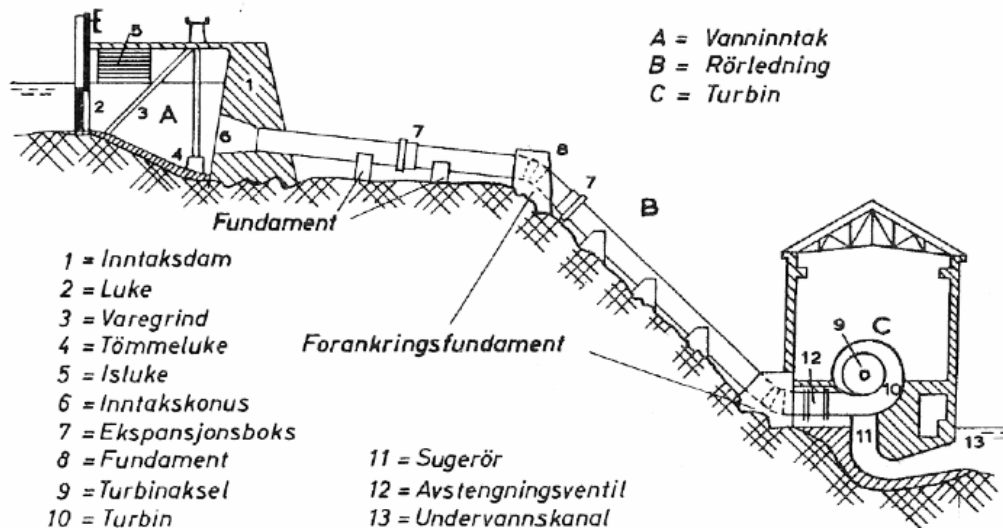
$$P_{ut} = \rho * \dot{Q}_{prod} * g * \eta * H_{netto}$$

hvor:

- P_{ut} er effekten man kan få ut av kraftverket. Effekt er definert som energi per tid.
- m er massen til vannet som kan skrives som $m = \rho * V$, hvor ρ er tettheten til vannet og V er volumet.
- ρ er tettheten til vann.
- g er tyngdeakslerasjonen.
- H_{netto} er netto fallhøyde. Det er fallhøyden til vannet etter at falltap i vannveien/tilløpsrør er trukket fra den målte fallhøyden, brutto fallhøyde. Primært skyldes dette falltapet friksjon i røret.
- η er aggregatvirkningsgraden til kraftverket. Den er definert som virkningsgraden til turbinen multiplisert med virkningsgraden til generatoren og transformatoren.

2.3 Beskrivelse av et vannkraftverk

Et vannkraftverk består av mange komponenter og detaljer. Figur 1 viser en oversikt over de viktigste komponentene i et typisk vannkraftanlegg.



Figur 1 illustrerer de ulike komponentene og detaljene ved et vannkraftverk [4]

Videre kan kraftanlegget deles inn i tre hoveddeler: vanninntak, vannledning og kraftstasjon. Detaljene som befinner seg i de ulike hoveddelene av anlegget er beskrevet under.

Ved vanninntaket finner man ofte installasjoner som luker og en varegrind. Hensikten med å ha luker installert i vanninntaket er for å ha muligheten til å stenge av vannet ved f.eks. vedlikeholdsarbeid. Det finnes også særskilte luker som kan installeres etter behov. Dersom man ofte blir plaget med gjenstander som sperrer for gjennomstrømning av vann ved inntaket kan spyleluker være et nyttig hjelpemiddel. Varegrind er installert ved vanninntaket for å hindre større gjenstander i elva skal renne inn i rørledninger og turbinen.

Vannledning er definert som vannveien mellom vanninntaket og turbinen i anlegget. Vannveien utføres ofte som åpen kanal, rørledning, tunnelen eller trykksjakt. Det kan også benyttes en kombinasjon av to eller flere løsninger.

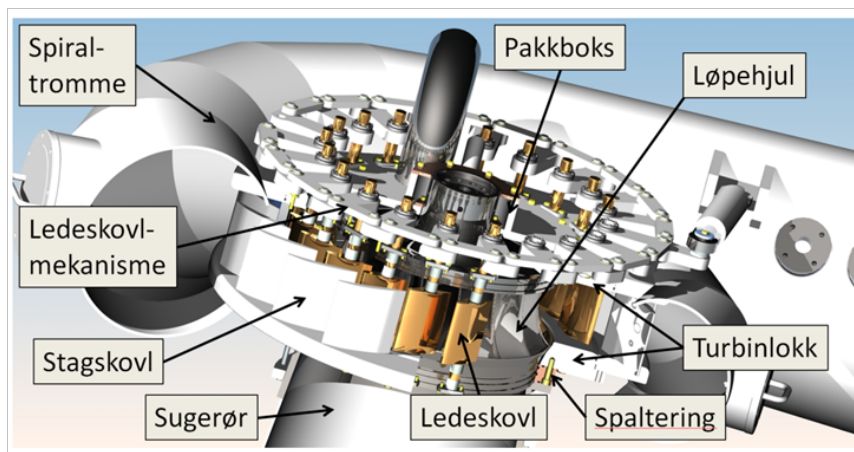
Ved kraftstasjonen finner vi detaljer som turbin, avstengningsventil, sugerør og undervannskanal. Turbinens oppgave er å omdanne den kinetiske energien til mekanisk energi, og videre til elektrisk energi ved hjelp av generatoren. I kraftstasjonen finner man også transformatoren. Oppgaven til transformatoren er å transformere spenningen opp tilsvarende spenningen på strømmettet. Avstengningsventil blir blant benyttet i perioder der det skal utføres vedlikeholdsarbeid på turbinen. Sugerøret sin oppgave er å leder vannet fra turbinen til undervannskanalen. [5]

2.4 Valg av vannturbin

Vannturbiner kan deles inn i to hovedkategorier, reaksjonsturbinen og impulsturbinen. Utbygger må basere valget av turbin ut fra topografien i området, som avgjør fallhøyden ved kraftverket. I tillegg må utbygger legge vannføringen til grunn i valg av turbintype.

2.4.1 Reaksjonsturbin

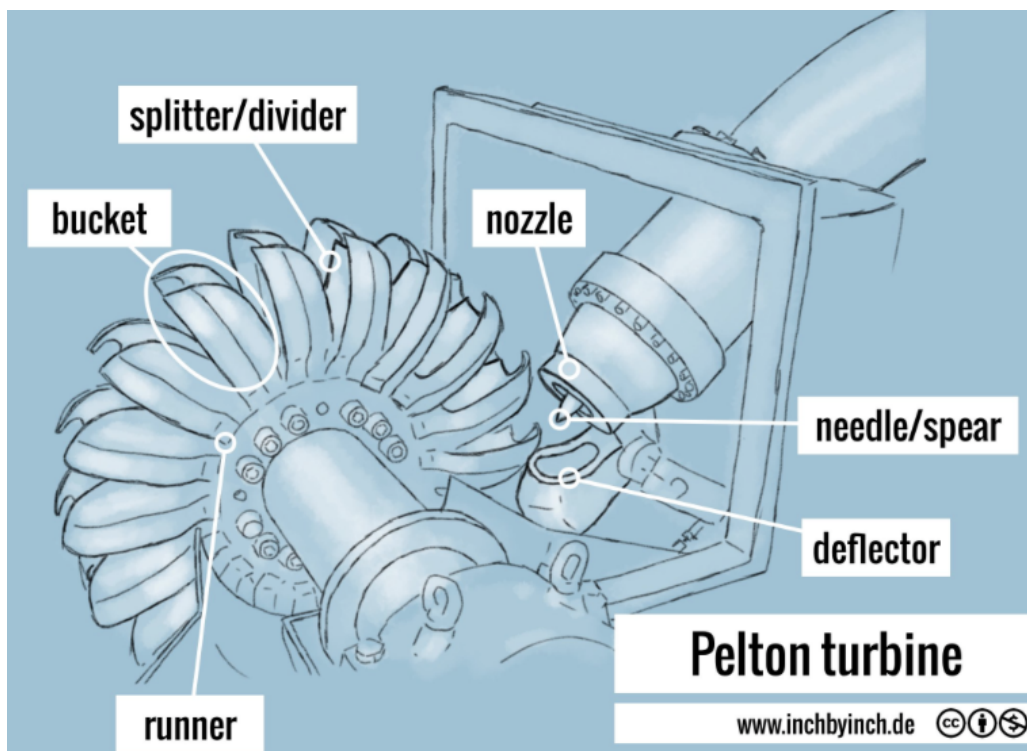
Det som kjennetegner en reaksjonsturbin er at turbinen er fullstendig nedsenket i vann. Det som skaper rotasjon hos turbinbladene i en slik turbin er trykkendringene før og etter turbinbladene. Når det rennende vannet treffer turbinbladene avgis det energi og vanntrykket reduseres. Typiske eksempler på slike reaksjonsturbiner er francisturbinen og kaplanturbinen. Francisturbinen regnes for å være best anvendt med fallhøyder mellom 5 – 600 meter og hvor vannføringen karakteriseres som mellomstore. Det er den mest brukte vannturbinen i norske vannkraftverk, og figur 2 illustrerer en typisk francisturbin. Dersom vannføringen er stor, og fallhøyden liten benyttes ofte kaplanturbinen. Kaplanturbinen egner seg godt i elvekraftverk. [4]



Figur 2 Francisturbin [6]

2.4.2 Impulsturbin

Impulsturbin er turbinotypen som blir benyttet ved store fallhøyder, ofte over 600 meter, og små vannmengder. Her ledes vannet gjennom dyser hvor vanntrykket konverteres til kinetisk energi. Hastigheten på vannet akselereres og føres inn på skovlene til et løpehjul. Dette får løpehjulet til å rotere. Løpehjulet roterer i luft slik at avstanden fra hjulet ned til undervannsspeilet regnes som falltap. Dette falltapet eksisterer ikke for reaksjonsturbinen, siden turbinen er fullstendig nedsenket i vann. Den mest brukte impulsturbinen er peltonturbinen. Figur 3 illustrerer en typisk impulsturbin. [4]



Figur 3 Pelton turbin [7]

Valg av turbin er primært avhengig av to faktorer, vanntilførsel og fallhøyde. I områder hvor vanntilførselen er stor og fallhøyden liten passer såkalte reaksjonsturbiner best. Er fallhøyden stor og vanntilførselen liten, vil det passe bedre med en impulsturbin. Effektformelen gitt i kapittel 2.2 indikerer at effekten det er mulig å hente ut av et kraftverk er proporsjonalt med både fallhøyden H_{netto} og vanntilførselen \dot{Q} . I områder hvor vanntilførselen er stor og fallhøyden liten vil det lønne seg å installere en reaksjonsturbin. En turbin som kan produsere elektrisk energi ved stor vanntilførsel sier vi ofte har en høy slukeevne. Dersom en turbin har høy slukeevne kan kraftverket

produsere energi i perioder med høy vannføring. Om en turbin med liten slukeevne installeres i et område med høy vanntilførsel medfører dette store overløpstap. Derimot, viss vanntilførselen er liten og fallhøyden stor passer det bedre å installere en impulsturbin som f.eks. peltonturbinen.

2.5 Brukstid

Brukstiden til et vannkraftverk sier noe om hvor godt man utnytter kapasiteten til kraftverket. Den angir hvor mange timer anlegget må driftes med full ytelse for oppnå årsproduksjonen til kraftverket. Brukstiden til et anlegg kan maksimalt bli 8760 timer, som er antall timer i et år. Brukstiden til et vannkraftverk er gitt med likning 2.2:

$$T_b = \frac{E_{\text{år}}}{P_{\text{maks}}}$$

- T_b er brukstiden til anlegget [h]
- $E_{\text{år}}$ er årsproduksjonen til vannkraftverket.
- P_{maks} er den maksimale effekten kraftverket kan levere.

2.6 Minstevannføring

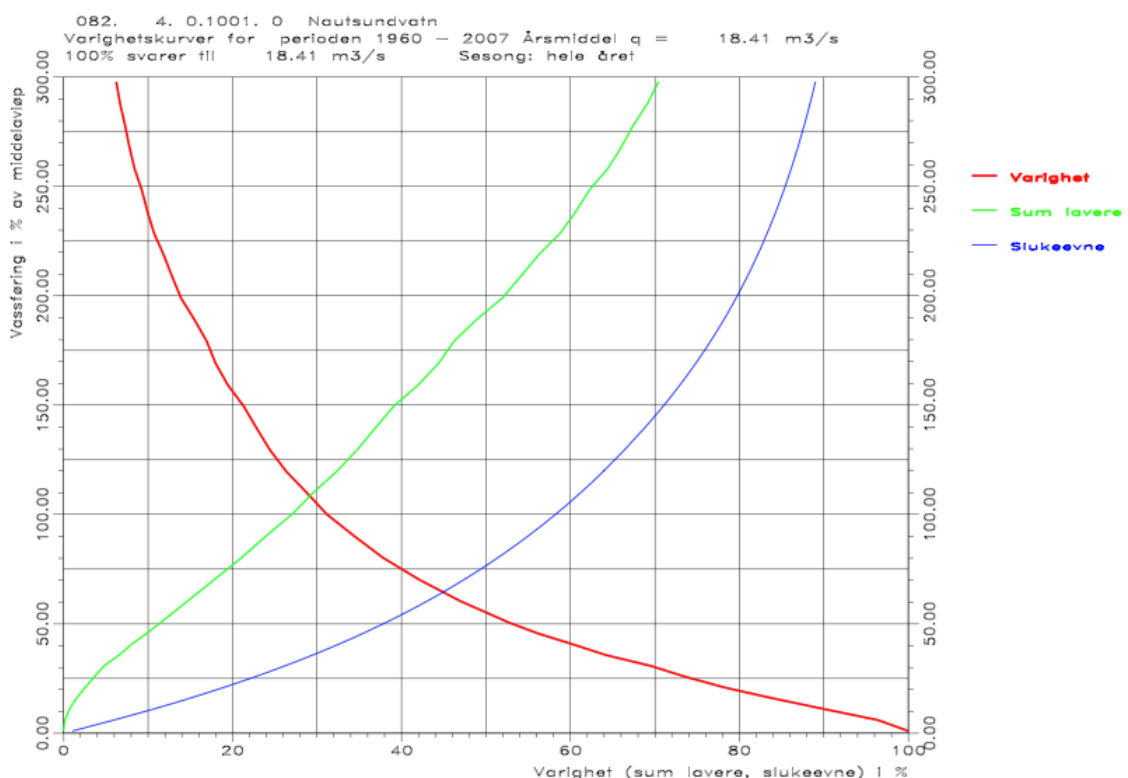
Ved konsesjonsbehandling vil som regel utbygger bli pålagt å slippe en viss vannføring forbi inntaket til en hver tid. Dette kalles minstevannføring, og kan enten være en konstant verdi hele året, eller sesongbasert. Siden nedbørsmengden er sesongvarierende er det vanlig å sette to verdier for minstevannføring, en for sommermånedene og en annen for vintermånedene. Minstevannføringen for vintersesongen beregnes ut fra avrenningsdata mellom månedene 1. oktober – 30. april. Tilsvarende beregnes minstevannføringen for sommersesongen mellom månedene 1. mai – 30. september.

Hensikten med å sette krav om minstevannføring er å ivareta de økologiske forholdene i elven, og for å sørge for at det til enhver tid er en viss vannføring i elven. Det kan være helt nødvendig for at dyr- og planteliv skal opprettholdes i området.

Krav om minstevannføring har også en negativ konsekvens. Det fører til at en viss andel av den totale vannmengde ikke går til produksjon, og kraftverkets energiproduksjon reduseres. I periodene hvor vannføringen i elven ikke er større enn summen av minstevannføringen og turbinens minimale slukeevne, vil ikke kraftverket produsere elektrisk energi. [8]

2.7 Varighetskurve

Varighetskurven til et område er et godt hjelpemiddel når man skal dimensjonere kraftverket. En varighetskurve indikerer hvor stor andel av tiden vannføringen er større eller mindre enn en viss verdi (f.eks. middelvannføringen). Dermed benyttes ofte varighetskurven når minste og største slukeevne på turbinen skal bestemmes. Basert på den valgte turbinens slukeevne er det mulig å beregne vannmengden som går tapt ved flom og mindre tilsig enn minste slukeevne. Videre kan kraftverkets driftstid også beregnes. Driftstid er tiden anlegget produserer elektrisk energi.



Figur 4 Den røde linjen viser hvordan en varighetskurve for et område kan se ut. Den blå og grønne kurven viser vannmengdene som går tapt på grunn av henholdsvis maksimal og minimal slukeevne. [9]

Figur 4 viser en typisk varighetskurve for et tilfeldig valgt område. Langs y-aksen har vi vannføringen i prosent av middelvannføringen. Langs x-aksen kan man lese av hvor stor andel av tiden man har de ulike vannføringene. Den røde kurven er varighetskurven i dette området. Basert på den røde kurven kan man finne ut hvor ofte f.eks. vannføringen er 2 ganger middelvannføringen (200%). Figur 4 tilsier at ca. 14 % av tiden, eller 50 dager/år, er vannføringen 2 ganger middelvannføringen eller større. Den blå kurven indikerer hvor stor vannmengde som går tapt grunnet maksimal slukeevne til turbinen. Med en slukeevne på 2 ganger middelvannføringen vil vannføringen være høyere 20 % av tiden eller 73 dager/år, og blir dermed ikke utnyttet i kraftverket. Den grønne kurven kalles sum lavere og forteller oss hvor mye som går tapt grunnet turbinens minste slukeevne. Settes minste slukeevne til 50 % av middelvannføringen i dette området, kan vi se ut fra figur 4 at vannføring i området vil være 50 % av middelvannføringen eller lavere ca. 12 % av tiden. Det tilsier at nye 44 dager av året vil gå tapt uten kraftproduksjon. [9]

Slik kan en varighetskurve være med på å estimere forventet vannmengde som går tapt grunnet den turbinens maksimale og minimale slukeevne. Varighetskurver for de tre kraftverkene finnes i vedlegg 8-10.

2.8 Nedbørfelt og Feltegenskaper

Et nedbørfelt er definert som arealet hvor det avgis vann som kan nyttes til kraftproduksjon. Nedbørfeltet beskrives ofte med feltparametre som avrenning, sjøprosent, areal, andel skog, - snaufjell og høydeforhold. Alle disse parametrene er med på å bestemme feltegenskapene til nedbørfeltet, og kan være beskrivende for hvor godt egnet området er til kraftverktbygging. [10]

2.9 NEVINA, NVE sin lavvannsapplikasjon

NEVINA er lavvannsapplikasjonen til NVE. NEVINA er et GIS verktøy som gir informasjon om et utvalg klimaparametre og feltparametre for et valgt nedbørfelt i Norge. Blant annet får man oppgitt klimaparameterne som nedbørsmengde og temperatur i både sommer- og vintersesong. Feltegenskaper som fallhøyde[m], middelvannføring [$l/s \cdot km^2$], areal av nedbørfeltet [km^2], andel effektiv sjø [%], - myr

[%], - skog [%] og - snaufjell [%] er parametere som også estimeres i denne applikasjonen. Alle parameterne som oppgis i NEVINA baserer seg på måleserier mellom 1961 og 1990. Avrenningskartet er basert på en vannbalansemodell utviklet av Sælthun i 1996 ved navn Gridded Water Balance Model (GWB). I denne modellen benyttes romlig interpolasjon av temperatur og nedbør til et rutenett med størrelse 1 km². For hver rute beregnes et arealnedbør basert på observert nedbørsdata fra de tre nærmeste målestasjonene med invers avstandsvektning. Det er også benyttet en eksponentiell høydegradient for høydekorreksjoner [11]. I tillegg oppgir NVE i sine beregninger av lavvannsdata en årsnedbør. Årsnedbøren er hentet fra en separat datakilde fra metrologisk institutt sitt kart for nedbørnormal i perioden 1961-1990. Dataseriene er basert på romlig interpolasjon fra 1 km * 1 km rutenettet til metrologisk institutt. Det er gjort høydekorreksjoner for vertikale nedbørsendringer. Den vertikale nedbørsgradienten er 10 % per 100 meter for høyder under 1000 meter, og 5 % per 100 meter for høyder over 1000 meter. [12]. Metodene er ikke eksakte, og det informeres om en usikkerhet på $\pm 5 - 20$ %.

I samtaler jeg har hatt med NVE kan de fortelle at fordi middelvannføringen og årsnedbøren er hentet fra to separate datakilder, er det ingen samsvar mellom de to verdiene. NVE forteller også at for å få vannbalansemodellen til å stemme har de enkelte steder måtte oppjustere avrenningen. Dermed vil avrenningen i NEVINA for en del områder være større enn den reelle avrenningen. I min oppgave skal jeg benytte lavvannsapplikasjonen til å finne passende sammenligningsstasjoner eller vannmerker til kraftverkene. Lavvannskartene for de tre kraftverkene og de tilhørende vannmerkene finnes i vedlegg 1-5.

2.10 Hydra II

NVE sin hydrologiske database kalles hydra II. Her finnes hydrologiske dataserier fra flere tiår tilbake i områder hvor NVE har målestasjoner. Ulike feltegenskaper som fallhøyde, middelvannføring og areal av nedbørfelt er også tilgjengelig for disse områdene. De hydrologiske målingene er gjort daglig, som gjøre det mulig å se variasjoner i vannføringen fra dag til dag.

Jeg skal benytte Hydra II til å hente hydrologidata for de to sammenligningsstasjonene. Hydra II innehar også informasjon om feltegenskapene slik lavvannsapplikasjonen tilbyr. Jeg benyttet derfor hydra II til å kvalitetssikre feltparametrene funnet med NVE sin lavvannsapplikasjon, NEVINA. Forskjellen er at Hydra II har måleserier fra så kort tid tilbake som fjoråret. Klimaendringer de siste 30 årene kan dermed gi utslag for noen forskjeller mellom NEVINA og Hydra II.

3. Prosjektbeskrivelse

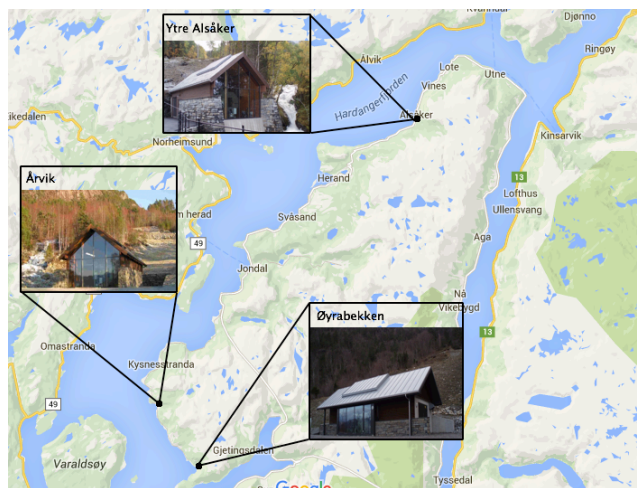
Sammen med Småkraft AS har jeg definert en problemstilling hvor jeg skal analysere avviket mellom estimert og reell energiproduksjon fra tre kraftverk som har vært i drift et sted mellom 8-9 år. Kraftverkene jeg skal gjøre produksjonsanalyser på er Ytre Alsåker, Årvik og Øyrabekken. De tre kraftverkene defineres som typiske elvekraftverk uten mulighet til å demme opp store vannmengder. Elvekraftverkene må utnytte vannet når det er tilgjengelig i elven. Det fører til at døgnproduksjonen hos et elvekraftverk variere mer enn ved et magasinkraftverk.

I oppgaven skal jeg først gjennomføre produksjonsberegninger for de tre kraftverkene, som blir den estimerte produksjonen. I tillegg har småkraft loggførte timesverdier av den reelle produksjonen. Den estimerte produksjonen skal videre deles inn lav, middels og høy energiproduksjon. Ved å se på hvordan avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon varierer i de tre ulike produksjonsregimene, håper jeg å få en indikasjon på hva som er årsaken til avviket.

Det benyttes en skaleringsfaktor for å få vannføringen til det valgte vannmerke å representere vannføringen i kraftverksområdet. Her hentes dataene fra NVE sin lavvannsapplikasjon, NEVINA. Som nevnt i kapittel 2.9 er det knyttet en viss usikkerhet rundt parameterne hentet fra dette lavvannsverktøyet. I oppgaven skal jeg derfor også presentere nye forslag til hvordan skaleringsfaktoren kan beregnes. I tillegg skal jeg gjøre beregninger av overløpstap og uventede driftsstopp.

3.1 Lokasjoner

Elvekraftverkene jeg skal gjøre produksjonsberegninger på er lokalisert slik figur 5 viser. Alle de tre kraftverkene ligger innenfor et forholdsvis lite geografisk område. Avstanden mellom de to kraftverkene lengst vekk i fra hverandre, Ytre Alsåker og Øyrabekken, er bare 34 km i luftlinje.



Figur 5 viser en oversikt over hvor de tre kraftverkene er lokalisert

3.1.1 Ytre Alsåker



Figur 6 til venstre ser man kraftstasjonen ved Ytre Alsåker, og til høyre er det tilhørende medbørfeltet. [13]

Ytre Alsåker kraftverk i Ullensvang kommune stod ferdig utbygd i september 2008, og har siden den gang levert fornybar energi til strømmettet. Før den tid har vassdraget ved Alsåkerelva levert kraft til både kvernhus og sagbruk. Grunneierne ved Ytre Alsåker var av den grunn klar over kraftpotensialet i vassdraget, men hadde ikke ressurser eller kompetanse til å igangsette utbygging av et kraftverk. I 2003 skrev grunneierne kontrakt med Småkraft AS som tok på seg jobben med søknad om konsesjon samt kraftverksutbyggingen. Ytre Alsåker kraftverk driftes i dag som et typisk elvekraftverk.

Nedbørfeltet består stort sett av snaufjell; hele 85,6 % av feltet består av snaufjell. Nedbørfeltet har et areal på 20,2 km² spred utover et område med felthøyde som varierer fra 217 moh. – 1366 moh. Kraftverket har installert en seksstrålet peltonturbin med maksimal slukeevne på 2,99 m³/s. Andelen effektiv sjø er bare 0,6 % og består av 0 % bre. Den høye andelen snaufjell og lave andelen effektiv sjø avgir at dette er et raskt nedbørfelt med lav selvregulering, mer om dette i kapittel 4.1.1.3. [13]

3.1.2 Øyrabekken



Figur 7 viser kraftstasjonen ved Øyrabekken til venstre, og det tilhørende nedbørfeltet til høyre.[14]

Øyrabekken kraftverk ligger i Hesvik, i Jondal kommune og har sitt utløp i Hardangerfjorden. I Hesvik har man utnyttet vannkraft til kvern, stampe og toving av klær i hundrevis av år. I mellomkrigstiden ble vannkraften i tillegg til alt dette brukt til å produsere egen strøm.

I 2003 ble det innført et partnerskap mellom grunneier og Småkraft AS. To år senere fikk kraftverket godkjent sin konsesjon og byggeprosessen kunne begynne. Vannveien til kraftverket ligger i et utfordrende terreng som førte til utradisjonelle løsninger. I det øverste partiet hvor terrenget er skrint, er vannveien klamret til fjellet. I det midterste partiet er et prefabrikkert rør boltet fast til en bratt fjellvegg. Den nederste delen er nedgravd. Kraftverket stod ferdig utbygd i april 2007, og har siden den gang hatt en svært stabil drift.

Nedbørfeltet ved Øyrabekken kraftverk er i likhet med Ytre Alsåker regnet for å være et raskt felt med lav selvreguleringsevne. Den høye andelen snaufjell (81 %) og lave andelen effektiv sjø (0,6 %) gjør at nedbørsmengdene i feltet fort ender opp i elven og videre benyttet til kraftproduksjon. Arealet til nedbørfeltet er på 6,2 km² med en feltføyde som variere fra 1 moh. – 1105 moh. Kraftverket har installert en firestrålet peltonturbin med maksimal slukeevne på 0,82 m³/s. [14]

3.1.3 Årvik



Figur 8 viser kraftstasjonen ved Årvik til venstre, og det tilhørende nedbørfeltet til høyre.[15]

I likhet med Øyrabekken kraftverket ligger Årvik kraftverk i Jondal kommune. Her har man utnyttet den kinetiske energien i det rennende vannet siden år 1500. Allerede da ble det gitt tillatelse til å drive en oppgangssag som revolusjonerte trelasthandelen og mulighetene for næring i Årvik.

Det var først i 2003 at grunneierne ved Årvik bestemte seg for å utnytte vassdraget til kraftproduksjon. De tok kontakt med Småkraft, og det samme året ble det opprettet en samarbeidsavtale mellom de to partene. Fem år seinere, i 2008 stod kraftverket i Årvik ferdig utbygd. I likhet med Ytre Alsåker og Øyrabekken, driftes Årvik kraftverk som et elvekraftverk, hvor vannet må utnyttes når det er tilgjengelig i elven.

Nedbørfeltet ved Årvik har også dette en høy andel snaufjell på 69 %. Andelen effektiv sjø er 1,5 %. Med et feltareal på 17,5 km² regnes også dette som et raskt nedbørfelt. Elven ved Årvik renner ut i Hardangerfjorden og ha en felthøyde som variere fra 1moh. - 1185 moh. I kraftverket er det installert en seksstrålet peltoneturbin med maksimal slukeevne på 2,8 m³/s. [15]

4. Metode for beregninger

I dette kapitlet skal jeg presentere metodene jeg har brukt i oppgaven for å oppnå resultatene i kapittel 5. Her vil blant annet prosessen med å finne en passende sammenligningsstasjon til hver av kraftverkene bli beskrevet. I tillegg vil energiberegninger og andre beregninger som er gjort i oppgaven bli presentert.

4.1 Estimert vannføring for kraftverkene.

Før jeg kunne gjennomføre produksjonsberegningene, var jeg avhengig av å ha en hydrologisk måleserie av den daglige vannføringen [m^3/s] ved kraftverksområdene. NVE har ikke målestasjoner i områdene hvor de tre kraftverkene er lokalisert. Løsningen ble å generere et nedbørfelt med informasjon om feltstørrelse og feltparametere for kraftverksområdet. Feltstørrelse og feltparametere ble estimert med NVE sin lavvannsapplikasjon, NEVINA. Videre ble målet å finne en sammenligningsstasjon med tilsvarende feltegenskaper. Fra nå av kaller jeg vannføringen til sammenligningsstasjonen for vannmerket.

4.1.1 Valg av Sammenligningsstasjon/vannmerke

For å finne det beste vannmerket måtte jeg rangere de ulike feltparametere og feltegenskapene etter viktighet. Småkraft har lang erfaring med å velge en passende sammenligningsstasjon for kraftstasjonen. Prosessen med valg av vannmerke gjennomføres for å få oversikt over potensiale til kraftproduksjon. Sammen med veileder på Småkraft, Even Holst, og NVE sin veileder, *Veileder i planlegging, bygging og drift av små vannkraftverk*, kom vi frem til at disse punktene skulle danne grunnlaget for valg av vannmerke.

- Avstand til kyst
- Maksimal og minimal høyde av nedbørfeltet
- Andel effektiv sjø og snaufjell
- Areal nedbørfelt
- Sammenhengende og lang hydrologisk måleserie

4.1.1.1 Avstand til kyst

At området hvor kraftverket skal installeres og nedbørfeltet til det valgte vannmerke har omtrent like lang avstand til kysten er viktig. Grunnen til dette er at kartverkene jeg ser på er lokalisert på Vestlandet. På Vestlandet vil kystnære strøk influeres av havtemperaturen. Om vinteren vil i hovedsak havtemperaturen være varmere enn lufttemperaturen. Derfor vil kystnære strøk ofte ha høyere temperaturer enn områder lengre inn i landet. På sommeren er situasjonen omvendt. Da er havtemperaturen kaldere enn lufttemperaturen, og de varmeste områdene ligger lenger inn i landet. Uavhengig av om det er sommer eller vinter opplever man på Vestlandet store variasjoner i temperatur. Avstanden til kystlinjen bør derfor være omtrent like stor for å få tilnærmet like temperaturforhold.

Velger man et vannmerke som er lokalisert langt nærmere kystlinjen enn kraftstasjonen, risikere man at på vinterstid vil nedbøren ved vannmerke falle som regn. Lenger inn i landet hvor kraftstasjonen er lokalisert vil temperaturen være lavere, og nedbøren kan her falle som snø. Dette får konsekvenser for kraftproduksjonen. Regn kan utnyttes med en gang til kraftproduksjon. Snøen får man først nytte av når temperaturen stiger og snøen smelter. Selv om nedbørsmengden for de to områdene kan være lik, vil vannføringen være veldig forskjellig. [16]

4.1.1.2 Maksimal og minimal høyde av nedbørsfelt

Det er også viktig at minimale og maksimale felthøyden til både vannmerket og kraftverket er omtrent lik. Vestlandet er et område hvor de høyeste fjellene ligger lengst inn i landet. Temperaturen synker etter hvert som vi beveger oss vekk var jordoverflaten. Dette gir opphav til store forskjeller i gjennomsnittstemperatur på Vestlandet. Velger man et vannmerke hvor nedbørfeltet befinner seg mye høyere over havet enn nedbørfeltet til kraftverket, fører det til at temperaturen ved vannmerket vil være lavere. Om våren vil nedbøren ved vannmerket oftere falle som snø, og om sommeren vil snøen smelte senere sammenlignet med nedbørfeltet til kraftverket.

NEVINA oppgir ikke bare maksimal og minimal felthøyde. Den oppgir også hvor mye av feltet som befinner seg under en bestemt verdi [moh.]. Om nedbørfeltet til kraftverket

har 95 % av feltet under 1000 moh., vil ikke et godt vannmerke ha 20 % av nedbørfeltet under 1000 moh, selv om minimal og maksimal felthøyde er lik. Figur 9 viser et eksempel på hvordan dette kan se ut i lavvannsberegningene. $H_{60}=1083$ betyr av 60 prosent av feltet ligger under høyden 1083 moh.

H_{min}	74 moh.
H_{10}	309 moh.
H_{20}	515 moh.
H_{30}	764 moh.
H_{40}	917 moh.
H_{50}	1010 moh.
H_{60}	1083 moh.
H_{70}	1153 moh.
H_{80}	1228 moh.
H_{90}	1333 moh.
H_{max}	1791 moh.

Figur 9 viser andelen av nedbørfeltet som ligger under en bestemt høyde.

NVE har et annet godt hjelpemiddel for å indikere at minimal og maksimal felthøyde er en viktig faktor i valg av vannmerke. NVE sin karttjeneste, NVE Atlas, tilbyr en geografisk oversikt med isolinjer av den årlige middelavrenning. Langs isolinjene er den årlige middelavrenningen konstant. Figur 10 viser et eksempel på hvordan slike isolinjer av den årlige middelavrenningen kan se ut. Figuren viser tydelig at den årlige middelavrenningen er størst ved fjelltoppen, og reduseres om vi beveger oss mot lavere høyder. For å unngå at nedbørfeltet til vannmerke og kraftstasjonen skal ha for store variasjoner bør de to nedbørfeltene ha omtrent samme maksimal og minimal høyde. I likhet med NVE sin lavvannsapplikasjon NEVINA, baseres disse isolinjene på måleserier og modellsimulering for årene 1961-1990.



Figur 10 illustrerer isolinjene med den årlige middelavrenningen ved et tilfeldig valgt området.

4.1.1.3 Andel effektiv sjø og snaufjell

Andelen effektiv sjøprosent og snaufjell forteller oss mye om selvreguleringsevnen til et nedbørfelt. Et nedbørfelt med høy andel effektiv sjøprosent og/eller lav andel snaufjell, kaller vi ofte for et tregt felt, eller et felt med høy selvreguleringsevne. Har nedbørfeltet en lav andel effektiv sjøprosent og/eller høy andel snaufjell karakteriseres det ofte som et raskt nedbørfelt. Et raskt nedbørfelt har lav selvreguleringsevne.

Selvreguleringsevnen til et nedbørfelt indikerer hvordan feltet responderer på ekstremvær. Et nedbørfelt med høy selvreguleringsevner har egenskaper som gjør at feltet kan holde på store vannmengder. I perioder med store nedbørsmengder vil et tregt nedbørfelt redusere de spisse flomtoppene. Vi sier at feltet har gode dempningsegenskaper. Et nedbørfelt med lav selvreguleringsevne kan ikke holde på like store vannmengder når vi antar at de to nedbørfeltene har like stort feltarealet. Et raskt nedbørfelt har kort responstid. Tiden vannet bruker fra nedbøren treffer feltarealet til det renner i elva er mye kortere sammenlignet med et tregt nedbørfelt. Et raskt felt har derfor dårligere dempningsegenskaper og flomtoppene blir spissere. [10]

At et tregt nedbørfelt evner å holde på større vannmengder og har bedre dempningsegenskaper gjør at man har en jevnere vannføring sammenlignet med et raskt nedbørfelt. Det å velge et vannmerke med bedre selvreguleringsevne enn hva som faktisk er tilfelle kan føre til at varighetskurven (se kapittel 2.7) gir et for optimistisk bilde av vannføringen i kraftverksområdet. Det er viktig at varighetskurven gir et riktig bilde av vannføringen i kraftverksområdet. Ofte blir kraftverkene dimensjonert med minimal og maksimal slukeevne med utgangspunkt i varighetskurven.

4.1.1.4 Areal nedbørfelt

Det er også en fordel at sammenligningsstasjonen og kraftverket har omtrent samme størrelse. Selv om vi tar hensyn til forskjeller i feltareal ved å multiplisere med en skaleringsfaktor (se kapittel 4.1.2 innsamling av hydrologidata), reduseres feilkildene ved å velge et nedbørfelt som ikke avviker for mye fra kraftverkets nedbørfelt. Om forskjellen i feltareal mellom nedbørfelt til kraftverket og den valgte sammenligningsstasjonen blir for stor, vil feltet med størst areal evne å holde på større

vannmengder. Selvreguleringsevne til nedbørfeltet øker med økende feltareal. Bli selreguleringsevne mellom nedbørfeltet til sammenligningsstasjonen og kraftverket for stor vil ikke de to vannføringen være sammenlignbare. Benytter man et vannmerke med feltareal som er langt større enn feltarealet til kraftverket er sannsynligheten større for at kraftverket blir feildimensjonert. [10]

4.1.1.5 Sammenhengende og lang hydrologisk måleserie

Når man velger et vannmerke er lengden på hydrologidataene viktig. Det er lett for at kraftverket er feildimensjonert om man benytter en hydrologisk måleserie som er for kort. Store nedbørsmengder som bare finner sted hvert 25 år er vanskelig å ta høyde for om kraftverket er dimensjonert med hydrologiske data fra en 10 års periode. Sannsynligheten for at kraftverket er feildimensjonert reduseres med lengden på den hydrologiske måleserien. Den valgte sammenligningsstasjonen bør ha hydrologidata hentet fra en sammenhengende måleserie på minimum 30 år. Klimaet er i stadig endring, og har endret seg over de siste tiårene. Derfor er det heller ikke optimalt å velge målestasjoner som ble nedlagt på 80 tallet. [17]

4.1.2 Innsamling av hydrologidata og skalering

Etter å ha funnet et passende vannmerkene til kraftstasjonene hentet jeg hydrologidataen i NVE sitt databasesystem, Hydra II. I Hydra II er det loggført daglige verdier av vannføringer ved NVE sine målestasjoner. I tillegg oppgir Hydra II middelvannføringen ved målestasjonen basert på måleserier av hydrologidataen. Dette blir middelvannføring til sammenligningsstasjon.

Middelvannføringen til kraftverket ble beregnet ut fra parameterne oppgitt i NVE sin lavvannsapplikasjon, NEVINA, med enheten $[l/s \cdot km^2]$. NEVINA oppgir middelvannføringen som en volumstrøm per kvadratkilometer. Middelvannføringen til kraftverket ble derfor multiplisert med arealet til nedbørfelt $[km^2]$.

For å få hydrologidataen hentet i hydra II til å representere vannføringen ved kraftstasjonen multipliserte jeg med denne skaleringsfaktoren. Skaleringsfaktor er gitt i likning 4.1:

$$\text{Skaleringsfaktor} = \frac{\text{Middlvannføring til kraftverk}}{\text{Middelvannføring til sammenligningsstasjon}}$$

4.1.3 Excel-arket for produksjonsberegning.

Den estimerte produksjonen til kraftverkene ble beregnet i Småkrafts egenproduserte excel-ark. Excel-arket krevde generell kraftverksinformasjon om anlegget. Jeg måtte ha informasjon om turbinens maksimale og minimale slukeevne, dimensjonene av tilløpsrør og inntakskote/utløpskote ved kraftverket. I konsesjonssøknaden fant jeg informasjonen jeg trengte. Problemet med konsesjonssøknaden var at mye av informasjonen ble endret både før og under byggeprosessen. For å kvalitetssikret at kraftverksdataen jeg benyttet i produksjonsberegningene var riktig, fikk jeg også tilgang på detaljplanen til kraftverket. I detaljplanen stod kraftverksinformasjonen beskrevet slik kraftverket ble dimensjonert den dagen det ble bygget.

4.1.3.1 Fallhøyde

Topografien i kraftverksområdet avgjør fallhøyden ved anlegget. I detaljplanen er inntakskote og utløpskote til kraftverket oppgitt. Ved å sette inn tallverdier for inntaks- og utløpskote beregnet excel-arket brutto fallhøyde. Netto fallhøyde, H_{netto} , ble funnet ved å trekke falltapet, h_f , fra brutto fallhøyde, H_{brutto} . Likning 4.2.

$$H_{netto} = H_{brutto} - h_f$$

Fremgangsmåten for beregning av falltapet h_f er beskrevet i kapittel 4.1.3.4.

4.1.3.2 Minstevannføring

Detaljplanen var også stedet hvor et eventuelt krav om minstevannføring for kraftverket var oppgitt. Et kraftverk med krav om minstevannføring må ha vannføring større enn summen av minstevannføring og turbinens minimale slukeevne for at kraftverket skal produsere elektrisk energi. I perioder der vannføringen i elven var lavere enn denne summen, regnet excel-arket vannføringen som tapt vannmengde. Det kan også være

ulike krav til minstevannføring i sommer- og vintermåned grunnet store forskjeller i nedbørmengde.

4.1.3.3 Minimal og maksimal slukeevne.

Basert på vannføringen var det mulig å definere en varighetskurve for kraftverksområdet. Varighetskurven dannet grunnlaget for turbinens maksimale og minimale slukeevne. Definerte tallverdier på maksimal slukeevne og minste slukeevne gjorde det mulig for excel-arket å beregne hvor store vannmengder som gikk tapt grunnet for lav eller høy vannføring. Hvordan excel-arket beregnet den tapte vannmengden står beskrevet i kapittel 4.2.

4.1.3.4 Tap i kraftverksanlegget

Omformingen av kinetiske energien i det rennende vannet til elektrisk energi på strømnettet er ingen ideell prosess. Det vil si at man må regne med at deler av energien går tapt. Turbinen som skal omforme kinetisk energi til mekanisk energi har en virkningsgrad som varierer med vannføringen. Typisk kan virkningsgraden til en vannturbin se ut som tabell 1 illustrerer. Størrelsen $\frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_0}$ er definert som vannføring over slukeevne. \dot{Q}_0 er slukeevnen til kraftverket, som er konstant. \dot{Q} er observert vannføring, og varierer fra 0 – $\dot{Q}_0[m^3/s]$. 100% tilsvarer derfor en vannføring lik turbinens slukeevnen.

Q/Q0 %	Turbin kontrakt
100 %	90,08 %
90 %	90,73 %
80 %	91,05 %
70 %	91,08 %
60 %	91,07 %
50 %	90,89 %
40 %	90,73 %
30 %	90,61 %
20 %	90,30 %
10 %	85,00 %

Tabell 1 viser hvordan virkningsgraden til en vannturbin varierer med vannføringen

Videre skal den mekaniske energien omdannes til elektrisk energi i generatoren. Generatoren har i likhet med turbinen en virkningsgrad som varierer med vannføringen, og excel-arket oppgir virkningsgrader basert på størrelsen $\frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_0}$. Den produserte elektriske energien i vannkraftverket må ha samme spenning som strømnettet. Spenningen fra kraftverket må altså transformeres opp tilsvarende spenningen på nettet. Småkraft regner tapet i transformatoren til 1 % uavhengig av vannføringen. Ved å multiplisere virkningsgraden til turbinen, generatoren og transformatoren, får vi det vi kaller aggregatvirkningsgrad.

Falltap er den siste tapsposten i excel-arket. Primært skyldes dette tapet friksjon i vannveien/tilløpsrøret. For å kunne beregne falltapet i kraftverket trengte jeg informasjon om rørgaten. De ulike rørtyper har alle en tilhørende falltapskoeffisient. En høy falltapskoeffisient medfører et høyt falltap for anlegget. Anleggets maksimale falltap grunnet friksjon beregnes med Darcy-Weisbachs likningen, likning 4.3:

$$h_f = f_D * \frac{V_{maks}^2}{2 * g} * \frac{L}{D}$$

Hvor:

- h_f er det maksimale falltapet i anlegget grunnet friksjon.
- f_D er falltapskoeffisienten til det valgte røret
- g er gravitasjonskonstanten
- L er rørlengden i anlegget
- D er rørdiameteren
- V_{maks} er den maksimale vannhastigheten i røret. $V_{maks} = \frac{Q_0}{A_{rør}}$, hvor Q_0 er slukeevne til turbinen, og $A_{rør}$ er arealet til tverrsnittet av tilløpsrøret.

Ut fra likning 4.3 ser vi at falltapet i kraftverket er proporsjonalt med vannhastigheten V_{maks} , og omvendtproporsjonal med rørdiameteren D . Det forteller oss at ved å øke hastigheten på vannet eller redusere rørdiameteren, øker falltapet i kraftverket.

Tabell 2 viser et eksempel på hvordan anleggsvirkningsgraden for et tilfeldig kraftverk kan varieres med de forskjellige vannføringer.

Virkningsgrader							
Q/Q0 %	Turbin kontrakt	Generator kontrakt	Trafo antatt	Aggregat	Falltap m	Q/Q0 %	Anleggs-virkningsgrad
100 %	90,76 %	96,0 %	99 %	86 %	8,3	100 %	83 %
90 %	91,07 %	96,0 %	99 %	87 %	6,7	90 %	84 %
80 %	91,20 %	96,0 %	99 %	87 %	5,3	80 %	84 %
70 %	91,14 %	96,0 %	99 %	87 %	4,1	70 %	85 %
60 %	91,22 %	95,5 %	99 %	86 %	3,0	60 %	85 %
50 %	91,28 %	95,0 %	99 %	86 %	2,1	50 %	85 %
40 %	91,16 %	94,0 %	99 %	85 %	1,3	40 %	84 %
30 %	91,00 %	92,0 %	99 %	83 %	0,7	30 %	83 %
20 %	90,63 %	90,0 %	99 %	81 %	0,3	20 %	81 %
10 %	85,00 %	85,0 %	99 %	72 %	0,1	10 %	71 %
						0 %	0 %

Tabell 2 viser et eksempel på hvordan virkningsgraden i anlegget varierer med ulike vannføringer $\frac{Q}{Q_0}$.

Slik tabell 2 viser, er falltaptet oppgitt i meter og de andre virkningsgradene er prosentverdier. For å ta hensyn til falltaptet må falltaptet også ha en prosentverdi. Jeg benyttet likning 4.4 til å få falltaptet over i prosentverdi.

$$\eta_{falltap} = \frac{H_{brutto} - h_f}{H_{brutto}}$$

Hvor:

- $\eta_{falltap}$ er falltapsvirkningsgraden
- H_{brutto} er brutto fallhøyde
- h_f er falltaptet i anlegget.

Anleggsvirkningsgraden, η_{anlegg} , er definert i likning 4.5.

$$\eta_{anlegg} = \eta_{agg} * \eta_{falltap}$$

hvor:

- η_{anlegg} er anleggsvirkningsgraden
- η_{agg} er aggregatvirkningsgraden
- $\eta_{falltap}$ er falltapsvirkningsgraden.

4.2 Produksjonsberegning

Produksjonsberegningene ble gjennomført med småkrafts egenproduserte Excel-ark. Den potensielle produksjonskapasiteten til kraftverkene ble estimert ut fra den skalerte måleserien av vannføringen, fallhøyden ved kraftverket og annen kraftverksinformasjon beskrevet i kapittel 4.1.3. Videre ble det oppgitt en gjennomsnittlige produksjon per måned. Summen av den gjennomsnittlig produksjon for de 12 månedene ble definert som forventet produksjon ved kraftverket. I tillegg til å oppgi forventet produksjon ved et gjennomsnittlig år, ble det også oppgitt forventet produksjon for ett vått år og tørt år.

På bakgrunn av den estimerte vannføringen beregnet excel-arket hvor stor andelen av vannføringen som gikk til produksjon, samt vannføringen som gikk tapt i perioder med for høy eller lav vannføring. I perioder der vannføringen var større enn maksimal slukeevne, beregnet excel-arket vannføringen i overløpet med likning 4.5:

$$\dot{Q}_{overløp} = \dot{Q} - (\dot{Q}_{maks} + \dot{Q}_{minst})$$

hvor:

- $\dot{Q}_{overløp}$ er vannføringen som går i overløpet [m^3/s].
- \dot{Q} er den estimerte vannføringen i elva [m^3/s].
- \dot{Q}_{maks} er den maksimale slukeevnen til turbinen [m^3/s].
- \dot{Q}_{minst} er minstevannføringen i kraftverksområdet [m^3/s].

En vannføringen lavere enn summen av minstevannføring og minimal slukeevne ble også det sett på som tapt vannføring.

4.3 Avvik mellom estimert og faktisk energiproduksjon

I tillegg til å gjøre produksjonsberegninger med estimert vannføring som strekker seg 30-40 år tilbake i tid, ble det gjennomført produksjonsberegningene basert på de årene det tilhørende kraftverket har vært i drift. Hensikten var å fjerne eventuelle feilkilder knyttet til variasjoner i klima over de seneste tiårene. På den måten ble produksjonsberegningene mer sammenlignbare med den faktiske produksjonen til kraftverkene.

Den estimerte produksjonsberegningen ble sett på som et varsel. Varselet er vanligvis all informasjonen Småkraft har om kraftpotensialet i området før anlegget er satt i drift. I min oppgave har jeg i tillegg til varselet, informasjon om den faktiske produksjonen til kraftverket. Den faktiske produksjonen ble en fasit på hva som faktisk ble produsert, som gjorde det mulig å sammenligne varselet med fasiten.

Videre ble varselet inndelt i ulike produksjonsregimer. Det estimerte produksjonen ble delt inn i lav, middels og høy energiproduksjon. Hensikten med faseinndelingen var å lettere kunne lokalisere årsaken til avviket. Er avviket mellom varsel og fasit størst når varselet indikerer høy energiproduksjon er sannsynligheten stor for at det er gjort feilberegninger i overløpstapet, eller at friksjonstapet i tilløpsrøret er mindre enn hva som er tatt høyde for i produksjonsarket. Skulle det vises seg at avviket er størst når energiproduksjonen er lav kan dette indikere at årsaken til avviket ligger et annet sted. Da er det mer sannsynlig at beregningsfeilen er gjort i sammenheng med tap ved lave vannføringer.

4.3.1 Beregning av overløpstap

I estimeringen av energiberegningene var det ikke tatt hensyn til overløpstap. Småkraft hadde et inntrykk av at i perioder med mye nedbør ble vannstanden i demningene så høy at vannet rant over damkonstruksjonen. Dermed kunne dette være noe av forklaringen til produksjonsavviket.

Siden slutten på 2013 har Småkraft gjort trykkmålinger på vannstanden for en del av kraftverkene som er i drift. Trykkmålingene av vannsøylen er loggført med om lag 10-15 minutters tidsintervall. Under viser jeg steg for steg hvordan vannstanden i demningen ble beregnet med likning 4.6:

$$P_{vannsøyle} = \frac{F}{A}$$

Hvor:

- $P_{vannsøyle}$ er trykket til vannsøylen, [N/m²]
- F er kraften i Newton. Kraften F kan også uttrykkes ved newtons 2 lov: $F = m * a$.
Hvor massen igjen kan skrives som $m = \rho * V$, hvor ρ er tettheten og V er volumet.
 a er tyngdeakslerasjonen på jorden, g .
- A er arealet/området [m²] kraften utføres på.

Trykket til vannsøylen kan dermed skrives slik:

$$P_{vannsøyle} = \frac{\rho * g * V}{A} = \rho * g * h$$

Hvor:

- ρ er tettheten til vann [kg/m³]
- g er tyngdeakslerasjonen [m/s²]
- $\frac{V}{A}$ er volumet delt på arealet. Det gir meter vannsøyle $h = \frac{V}{A}$ [m]

Ved å løse likningen for trykket til vannsøylen med hensyn på meter vannsøyle, h , kan jeg finne vannstanden i demningen. Vannsøylen blir her et mål på vannstanden i demningen.

$$h = \frac{P_{vannsøyle}}{\rho * g}$$

Småkraft har konstruert en forholdsvis liten demning som gjør det mulig å demme opp en del vann. Hovedsakelig er oppdemningen gjort for å få vannstrømmen inn til inntaket mer stabilt. Når høyden på demningen er kjent og meter vannsøyle er beregnet, kan man estimere vannmengden som går tapt til overløpet. Det er kun i perioder der vannstanden i demningen er høyere enn dammen at man har overløpstap.

Volumstrømmen som går i overløpet kan beregnes ved likning 4.7:

$$\dot{Q}_{overløp} = C * L_{eff} * H_0$$

hvor:

- $\dot{Q}_{overløp}$ er volumstrømmen til overløpet, med enhet [m³/s]
- C er overløpskoeffisient, [m^{1/2}/s], $C = C_0 * k_1 * k_2 * k_3$. Hvor k_1, k_2, k_3 er korreksjoner for overløpshøyden.
- L_{eff} er effektiv lengde på overløpet. For å ta hensyn til sidekontraksjoner, kan den effektive overløpslengden beregnes slik: $L_{eff} = L_{lysåpen} - 0,1 * n * H_0$, hvor n er antall skarpe kanter. For ideelle avrundinger kan vi sette $L_{eff} = L_{lysåpen}$.
- H_0 er den dimensjonerende overløpshøyden [m]

I denne oppgaven har man ikke gjort korreksjoner for overløpshøyden, og korreksjonsfaktorene k_1, k_2, k_3 har derfor blitt neglisjert. Jeg har også neglisjert eventuelle sidekontraksjoner og skarpe kanter. Den effektive overløpsterskelen blir derfor lik den målte overløpsterskelen, $L_{eff} = L_{lysåpen}$. [18]

Det antas at volumstrømmen $\dot{Q}_{overløp}$ er konstant frem til neste trykkmåling. Ved å multiplisere den estimerte volumstrømmen $\dot{Q}_{overløp}$ [m³/s] med det tilhørende tidsintervallet [s], er et mulig å beregne den tapte vannmengden i overløpet.

Småkraft har hatt problemer med loggføring av trykkmålingene ved Årvik og Øyrabekken kraftverk. Etter at det ble installert trykkmåler ved kraftverket i Årvik i 2013, har småkraft slitt med loggføringen over lengre perioder. Feil i loggføringssystemet har ført til at Småkraft bare innehar trykkmålinger fra en sammenhengende periode på 3-4 måneder. Trykkmålingene ved Øyrabekken kraftverk har heller ikke gått som planlagt, og småkraft mener at feilen skyldes oppsettet i loggingen. Her ble trykkmålingene tatt med bare 5 sekunders intervaller, og ikke hvert 15 minutt slik det var tenkt. Konsekvensen ble at småkraft bare har loggført informasjon om vannstanden for en 15 minutters periode per dag. De neste trykkmålingene ble gjennomført neste dag til samme tid.

Ytre Alsåker er dermed det eneste kraftverket jeg kan gjennomføre flomtapberegninger. Her har Småkraft loggført vannstands nivået i en sammenhengende periode fra 1.januar.2014 og frem til 31.12.2015.

4.3.2 Sammenligning av estimert og observert vannføring.

Den totale observerte vannføringen er definert som sum av vannføringen i overløpet (kapittel 4.3.1), minstevannføringen og vannføringen som går med til produksjon, likning 4.8:

$$\dot{Q}_{obs} = \dot{Q}_{overløp} + \dot{Q}_{minst} + \dot{Q}_{prod}$$

Et eventuelt krav om minstevannføring, \dot{Q}_{minst} , er oppgitt i konsesjonssøknaden til kraftverket. Dette er vannføring som til en hver tid skal renne i elven.

Minstevannføringen går ikke med til kraftproduksjon og blir dermed en egen post i den totale observerte vannføringen.

Vannføringen som går til produksjon ble beregnet ut fra likning 2.1, beskrevet i kapittel 2.2. Løser man likning 2.1 med hensyn på \dot{Q}_{prod} , blir vannføringen til produksjon slik.

$$\dot{Q}_{prod} = \frac{P_{ut}}{\rho * g * H_{netto} * \eta}$$

hvor:

- P_{ut} er den målte effekten kraftverket har ved de ulike vannstandsmålingene. Loggføringen av vannstandsmålingen oppgav også effekten til kraftverket i det samme tidsrommet.
- H_{netto} er netto fallhøyde.
- η er aggregatvirkningsgraden til kraftverket. Den er definert som virkningsgraden til turbinen multiplisert med virkningsgraden til generatoren og transformatoren.

Den estimerte vannføringen funnet ved hjelp av vannmerke og skaleringsfaktor. Videre ble den estimerte vannføringen og den observerte vannføringen sammenlignet for å finne forklaring til avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon.

4.3.3 Andre årsaker til avvik

I enkelte perioder produserer ikke kraftverkene elektrisk energi selv om vannføringen er større en summen av minstevannføring og minste slukeevne. Det kan være flere årsaker til dette. Noen ganger skyldes det vedlikeholdsarbeid, en såkalt planlagt driftsstans. I andre perioder stoppes produksjonen av en ukjent årsak, altså en uventet driftsstans. I oppgaven ble effektkurver benyttet til å lokalisere de uventede driftsstansene. I perioder der effektkurven brått stuper fra høye effekter til null effekt, var en tydelig indikasjon på driftsstans i anlegget. Alle effektfallet utenom de planlagte anleggsstoppene, ble sett på som uventet driftsstans. De planlagte driftsstansene ved f.eks. vedlikeholdsarbeid ble luket vekk for å identifisere antall GWh som gikk tapt grunnet uventet driftsstans. Dersom slike driftsstopp forekommer med jevne mellomrom kan noe av avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon relateres til dette.

I tillegg opplever Småkraft at enkelte kraftverk har omtrent ingen produksjon i de kaldeste vintermånedene. Dette gjelder spesielt høytliggende kraftverk, eller hvor store deler av nedbørfeltet ligger høyt over havnivå. Småkraft har også kraftverk lokalisert i Nord-Norge. De kaldeste dagene i året er temperaturen så lav at all nedbør kommer som snø, og vannet fryser til is. I slike perioder velger småkraft ofte å stoppe kraftproduksjonen ved anlegget. Skulle været raskt bli mildere og vannføringen så stor at man kan produsere energi, ligger det en treghet i oppstarten av kraftverket. Det fører til at vannmengder som kunne økt den årlige kraftproduksjonen i anlegget går tapt.

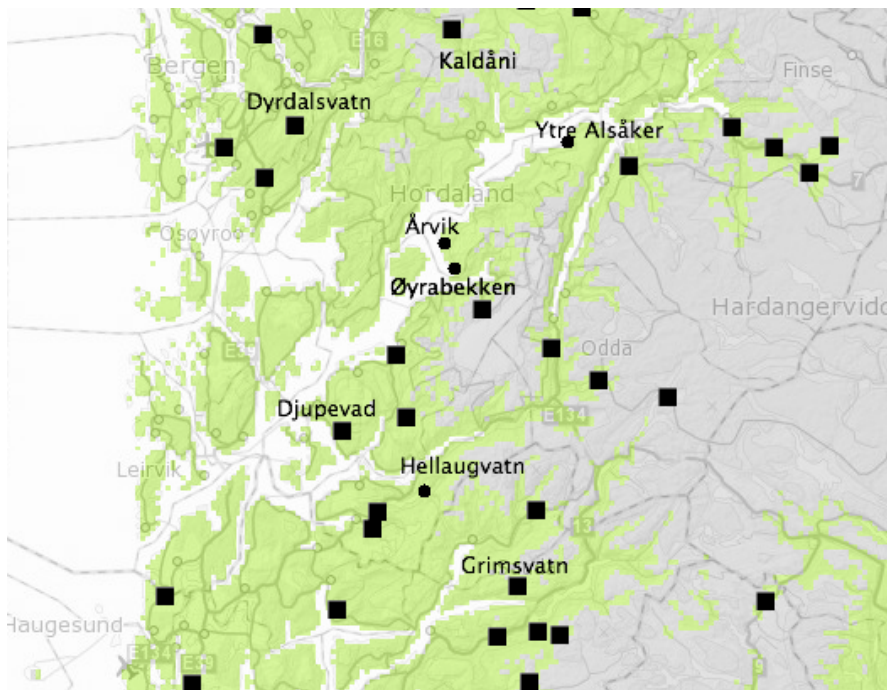
5. Resultater

5.1 Innsamling av data

I dette kapittelet skal jeg presentere delresultatene jeg har fått på veien mot produksjonsberegningene.

5.1.1 Sammenligningsstasjon/vannmerke

De tre kraftverkene jeg ser på i oppgaven har alle nedbørfelt som er forskjellige. De varierer i areal, felthøyde og hvor stor andel av nedbørfeltet som består av snaufjell, skog, bre osv. I kapittel 4.1.1 definerte jeg de viktigste feltparametrene og feltegenskapene ved valg av vannmerke. Jeg satt opp en tabell for å lettere kunne sammenligne de aktuelle sammenligningsstasjonene til hver av kraftverkene. I tabellen er Q_N middelvannføringen hentet i NEVINA fra perioden 1961-1990, Q_m er middelvannføringen basert på måleperioden dataene er hentet fra. Både Q_N og Q_m er oppgitt med enhetene $l/s \cdot km^2$ og m^3/s . Er feltarealet kjent kan man regne seg fra $l/s \cdot km^2$ ved å multiplisere med feltarealet og dele på $1000 l/m^3$. Min og maks høyde er målt i meter over havet. Figur 11 viser en oversikt over hvor de ulike sammenligningsstasjonene befinner seg i forhold til kraftverkene.



Figur 11 viser lokasjonene til de aktuelle sammenligningsstasjonene og hvor de befinner seg i forhold til de tre kraftverkene.

5.1.1.1 Ytre Alsåker

I tabell 5.1 under ser man de aktuelle sammenligningsstasjonene for Ytre Alsåker. Sammenligningsstasjonen jeg valgte for Ytre Alsåker ble 41.8 Hellaugvatn. Nedbørsfeltet ved Hellaugvatn har mange likhetstrekk med Ytre Alsåker. NVE har loggført vannføringen ved Hellaugvatn i perioden 1982-2014. Vannføringen ved Hellaugvatn blir multiplisert med en skaleringsfaktor, definert i kapittel 4.1.2 Innsamling av hydrologidata og skalering, for å representere vannføringen ved Ytre Alsåker.

Stasjonsnummer	Navn vassdrag/stasjon	Måleperiode	Areal (km ²)	Q _N (l/s*km ²)	Q _N (m ³ /s)	Q _m (l/s*km ²)	Q _m (m ³ /s)	Min høyde	Maks høyde	Eff. sjø (%)	Snau-fjell (%)	Bre (%)
	Ytre Alsåker		20,20	87,7	1,77			217	1366	0,6	86	0,0
61.8	Kaldåen	1988-2014	15,28	107,6	1,64	99,0	1,51	591	1128	0,1	91	0,0
36.13	Grimsvatn	1974-2014	34,54	92,2	3,18	93,5	3,23	563	1535	1,3	88	0,0
41.8	Hellaugvatn	1982-2014	27,49	89,7	2,47	116,4	3,20	271	1263	2,0	82	0,0
62.18	Svartavatn	1988-2014	72,35	103,4	7,48	110,3	7,98	219	1109	0,3	65	0,0

Tabell 3 viser de aktuelle sammenligningsstasjonene for valg av vannmerke ved Ytre Alsåker

5.1.1.2 Øyrabekken

For kraftverket ved Øyrabekken valgte jeg 41.8 Hellaugvatn som vannmerke. Nedbørsfeltene til Øyrabekken og Hellaugvatn har veldig lik andel snaufjell og effektiv sjø. I tillegg er ikke feltarealet så ulikt. De to nedbørsfeltene har relativt like feltparametere, og man kan forvente omtrent like god selvreguleringsevne. Måleserien av hydrologidata er hentet fra perioden 1982-2014. Tabell 4 viser en oversikt over de aktuelle sammenligningsstasjonene til Øyrabekken kraftverk. I likhet med Ytre Alsåker blir også vannføringen for det valgte vannmerket ved Øyrabekken multiplisert med en skaleringsfaktor.

Stasjonsnummer	Navn vassdrag/stasjon	Måleperiode	Areal (km ²)	Q _N (l/s*km ²)	Q _N (m ³ /s)	Q _m (l/s*km ²)	Q _m (m ³ /s)	Min høyde	Maks høyde	Eff. sjø (%)	Snau-fjell (%)	Bre (%)
	Øyrabekken		6,20	93,2	0,58			1	1105	0,6	81	0,0
42.2	Djupevad	1974-2014	31,90	108,3	3,45	98,5	3,14	88	1152	0,3	50	0,0
41.8	Hellaugvatn	1982-2014	27,49	88,5	2,43	116,4	3,20	271	1263	2,0	82	0,0
55.5	Dyrdalsvatn	1977-2014	3,31	145,9	0,48	123,9	0,41	436	802	4,1	93	0,0

Tabell 4 viser de aktuelle sammenligningsstasjonene for valg av vannmerke for Øyrabekken kraftverk.

5.1.1.3 Årvik

I tabell 5 er det listet opp tre aktuelle sammenligningsstasjonene for kraftverket i Årvik. 42.2 Djupevad var vannmerket som beskrev nedbørfeltet til Årvik best. Det er heller ikke store geografiske avstander mellom målestasjonen i Djupevad og kraftverket i Årvik. Maksimal og minimal felthøyde til de to nedbørfeltene er også nesten identisk. Som grunnlag for produksjonsberegningen benyttet jeg hydrologidata for perioden 1974-2014.

Stasjonsnummer	Navn vassdrag/stasjon	Måleperiode	Areal (km ²)	Q _N (l/s/km ²)	Q _N (m ³ /s)	Q _m (l/s/km ²)	Q _m (m ³ /s)	Min høyde	Maks høyde	Eff. sjø (%)	Snau-fjell (%)	Bre (%)
	Årvik		17,50	103,2	1,81			1	1185	1,5	69	0,0
42.2	Djupevad	1974-2014	31,90	108,3	3,45	98,5	3,14	88	1152	0,3	50	0,0
62.18	Svartavatn	1988-2014	72,35	103,4	7,48	110,3	7,98	219	1109	0,3	65	0,0
79.3	Nessedalselv	1984-2014	30,00	63,1	1,89	72,7	2,18	289	1346	1,3	67	0,0

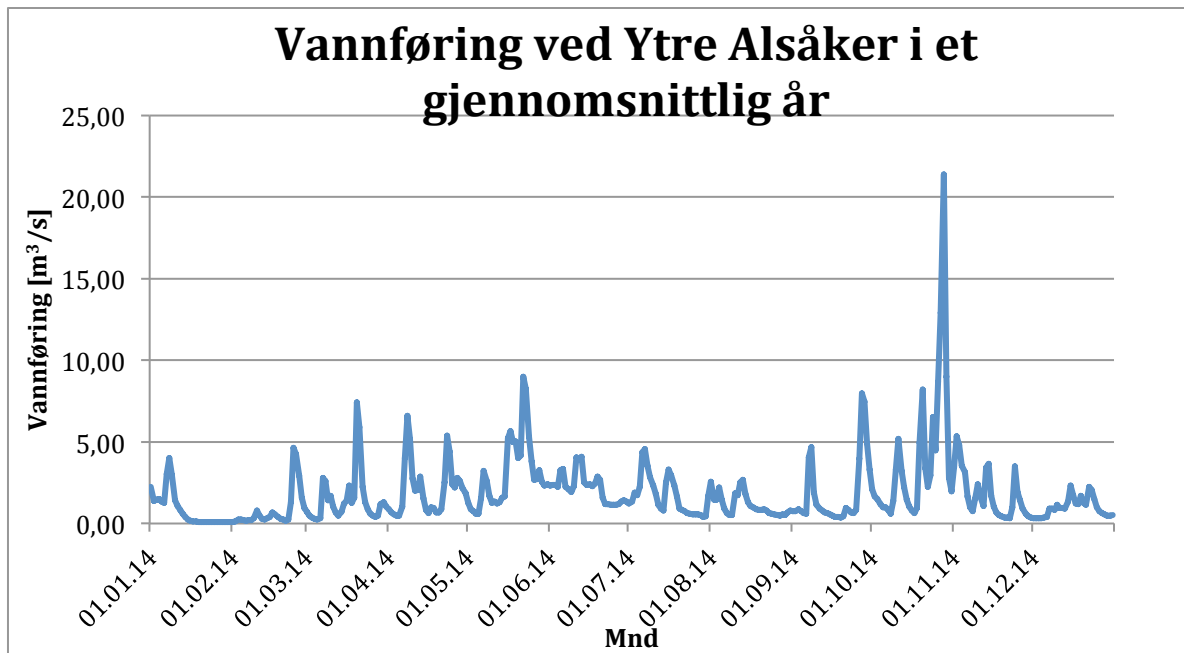
Tabell 5 viser de aktuelle sammenligningsstasjonene for valg av vannmerke for Årvik kraftverk

5.1.3 Estimert vannføring

Etter å ha valgt et passende vannmerke og skalert vannføringen til å representere vannføringen i kraftverksområdet slik kapittel 4.1.2 beskriver, ble vannføringen plottet inn i et excel-ark. Den estimerte vannføringen er loggført med en gjennomsnittlige vannføringen per dag. I delkapitlene under vil jeg vise hvordan den estimerte vannføringen for de tre kraftstasjonene varierer i et gjennomsnittlig nedbørsår.

5.1.3.1 Ytre Alsåker

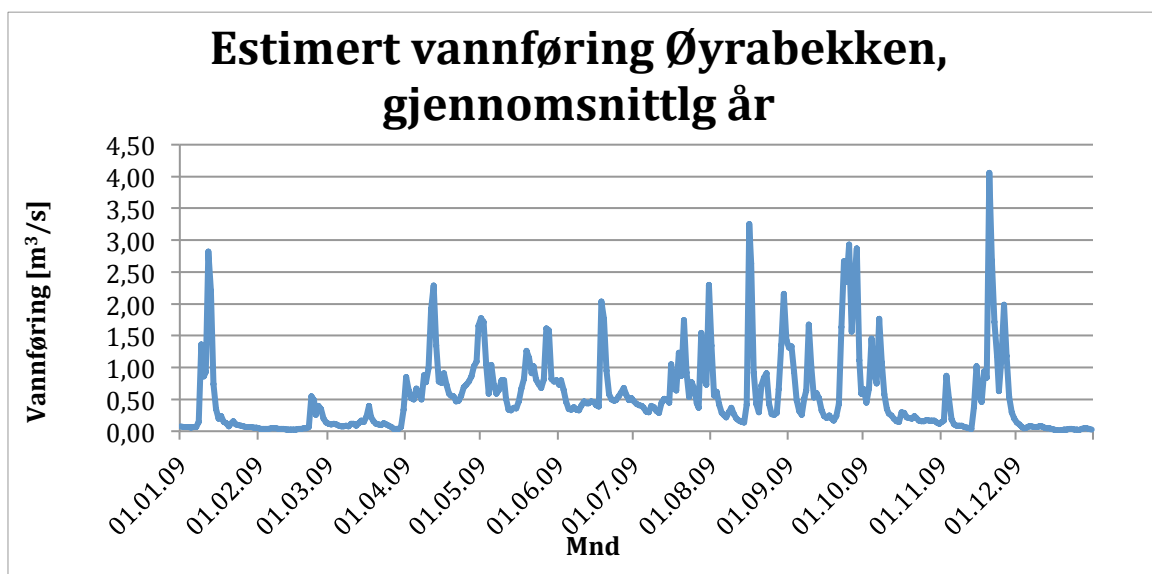
Ved å plote den estimerte vannføringen i et linjediagram slik figur 11 viser, får vi en indikasjon på hvordan vannføringen variere gjennom året. Figur 11 viser den estimerte vannføringen ved Ytre Alsåker i 2014 som var et år med gjennomsnittlig nedbørsmengde. Dersom jeg sammenligner 2014 med den gjennomsnittlige vannføringen i perioden 1982-2014 har de samme middelerdi. Den estimerte vannføringen fra perioden 1982-2014 hadde en middelvannføring på 1,86 m³/s, og et Standardavvik på 2,14 m³/s. At standardavviket var større enn middelvannføringen tyder på at ekstremalverdiene til vannføringen var store.



Figur 12 viser hvordan den estimerte vannføringen ved Ytre Alsåker varierte i 2014.

5.1.3.2 Øyrabekken

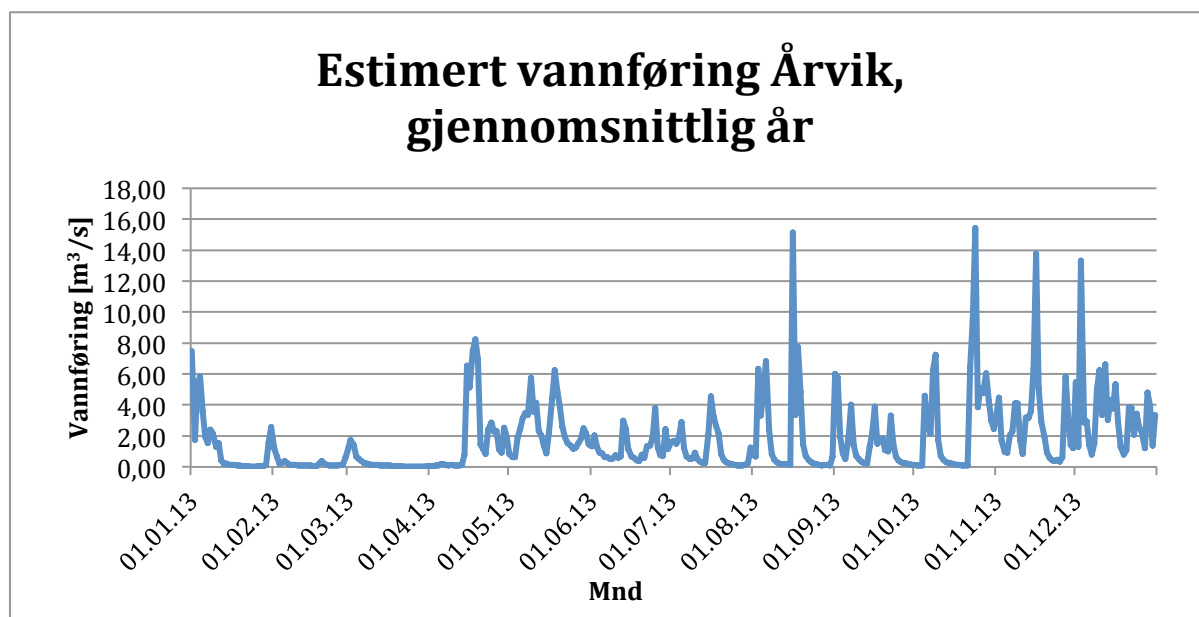
For Øyrabekken kraftverk ble 2009 sett på som et år med gjennomsnittlig avrenning. Figur 12 viser hvordan vannføringen varierte dette året. Den estimerte vannføringen fra 1982-2014 var lik 0,58 m³/s, og dermed vesentlig lavere enn den estimerte vannføringen i Ytre Alsåker. I likhet med Ytre Alsåker hadde Øyrabekken hadde et standardavvik som var høyere enn middelvannføringen. Standardavviket ved Øyrabekken var på 0,67 m³/s.



Figur 13 viser hvordan den estimerte vannføringen ved Øyrabekken varierte i 2009.

5.1.3.3 Årvik

I 2013 karakteriseres avrenningen ved Årvik kraftverk som gjennomsnittlig. Figur 14 viser hvordan den estimerte vannføringen så ut dette året. Etter å ha skalert vannføringen fra Djupevad fikk Årvik en estimert vannføring fra perioden 1974 til 2014 lik 1,81 m³/s. Vannføringen ved Årvik hadde et standardavvik på 2,53 m³/s



Figur 14 viser hvordan den estimerte vannføringen ved Årvik forløp i 2013

5.1.4 Kraftverksinformasjon

Tabell 6 viser en oversikt over de viktigste kraftverksdataene til de tre kraftverkene. Differansen mellom inntak og turbinsenter er definert som brutto fallhøyde. Trekkes totalt falltap fra brutto fallhøyde får vi netto fallhøyde. Intervallet av vannføring til produksjon er begrenset av \dot{Q}_{maks} som er kraftverkets slukeevne, og \dot{Q}_{min} som er summen av minste slukeevne og minstevannføring. Basert på kraftverksinformasjonen beskrevet i tabell 6 og vannføringen i området beregnes produksjonen med likning 2.1

Kraftverk kraftverksdata	Ytre Alsåker	Øyrabekken	Årvik
Inntak [m ³ /s]	222	309,55	210
Turbinsenter [m ³ /s]	6	12,3	5
Totalt falltap [m]	14,9	7,3	8,3
Netto falløyde [m]	201,1	289,95	196,7
Slukeevne [m ³ /s]	2,99	0,84	2,8
Minste slukeevne [m ³ /s]	0,45	0,1	0,14
Minstevannføring [m ³ /s]	Sommer: 0,12 Vinter: 0,12	Sommer: 0,06 Vinter: 0,03	Sommer: 0,1 Vinter: Ingen krav

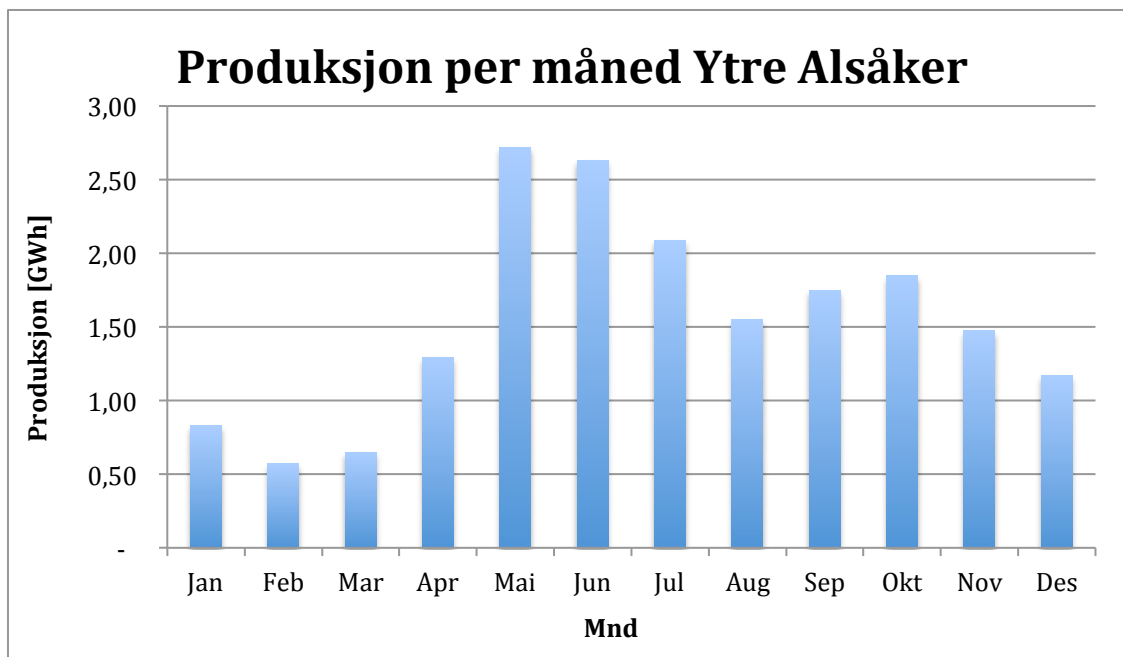
Tabell 6 viser informasjon kraftverksdata fra de tre kraftverkene.

5.2 Produksjonsberegning

I dette kapittelet skal jeg presentere den forventede produksjonen i et år med gjennomsnittlig nedbørsmengde for de tre kraftverkene, Ytre Alsåker, Øyrabekken og Årvik. Den forventede produksjonen ble beregnet i excel-arket med likning 2.1 fra kapittel 2.2. Den estimerte vannføringen fra kraftverksområdet dannet grunnlaget for kraftproduksjonen. Excel-arket oppgav produksjonen per måned basert på gjennomsnittlig produksjon for hver av månedene i alle år med hydrologidata for vannmerket (1982-2014 for Ytre Alsåker og Øyrabekken, og 1974–2014 for Årvik). I vedlegg 6 og 7 finner man figurer som viser hvordan excel-arket estimerer energiproduksjonen til de tre kraftverkene.

5.2.1 Produksjonsberegning Ytre Alsåker

Figur 14 viser den forventede produksjonen ved Ytre Alsåker i et gjennomsnittlig år. Figuren viser hvordan produksjonen variere fra måned til måned.

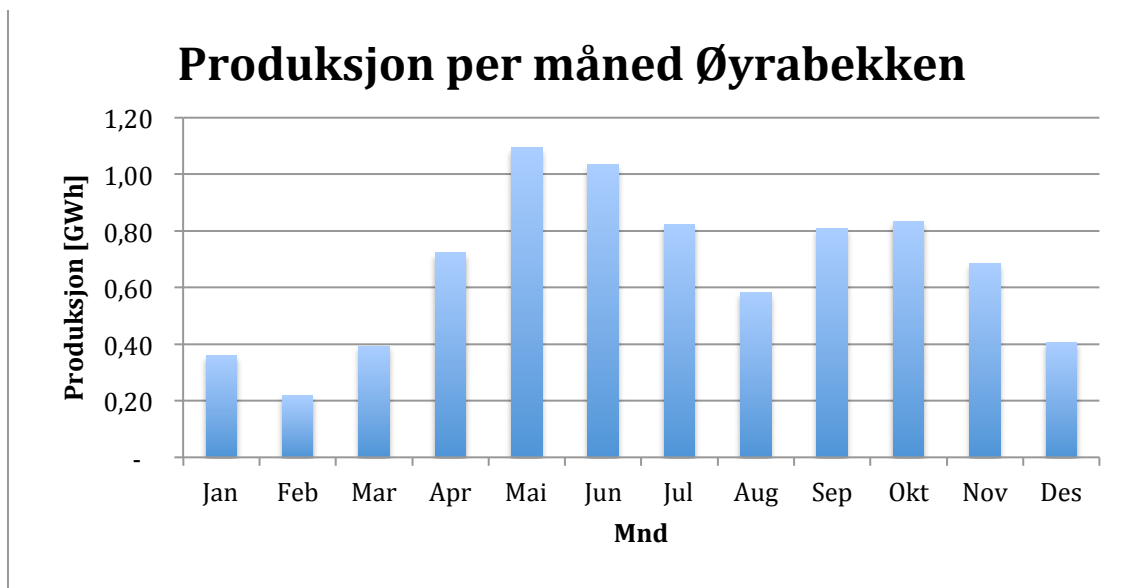


Figur 15 viser hvordan den forventede produksjonen varierer fra måned til måned ved Ytre Alsåker

Et gjennomsnittlig produksjonsår for Ytre Alsåker ligger på 18,5 GWh. Ytre Alsåker er dermed kraftverket som har høyest produksjonskapasitet av de tre kraftverkene. Årsaken til det ligger delvis i kraftverksdataen beskrevet i kapittel 5.1.4. Blant annet har Ytre Alsåker turbinen med høyest slukkeevne. I tillegg har Ytre Alsåker det største nedbørsfeltet (21,2 km²) og høyeste middelavrenningen av kraftverkene på 1,86 m³/s. Ytre Alsåker har en netto fallhøyde på 201 meter.

5.2.2 Produksjonsberegning Øyrabekken

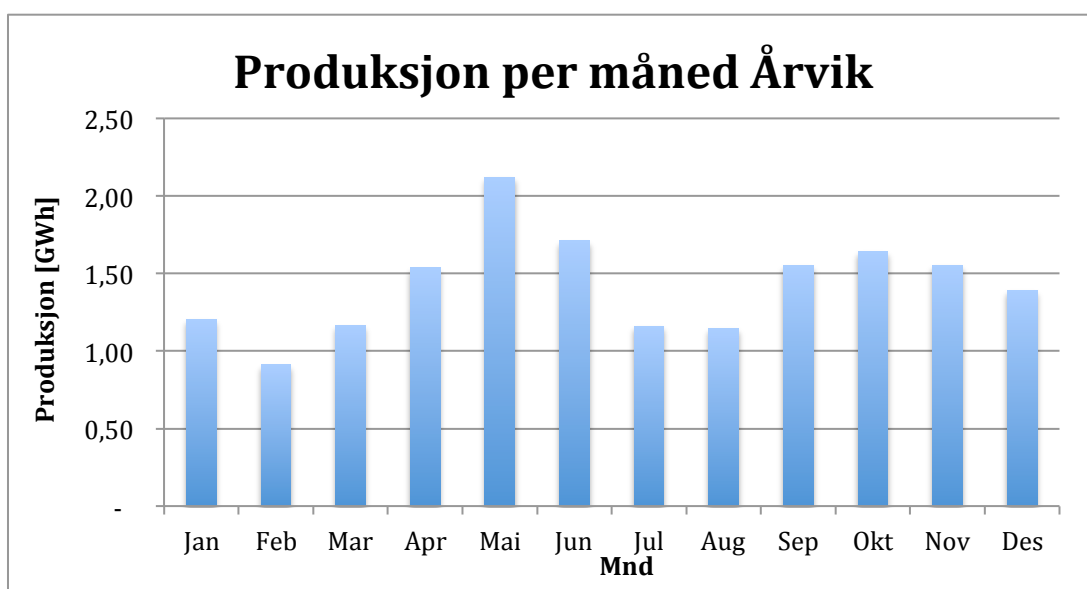
Figur 15 viser den forventede produksjonen per måned ved Øyrabekken kraftverk. Et år med gjennomsnittlig produksjon for Øyrabekken kraftverk ligger på 7,8 GWh. Dette er omtrent 10 GWh lavere enn de to andre kraftverkene. Mye av årsaken til det ligger i den lave middelavrenningen i området på 0,58 m³/s. Nedbørsfeltet til Øyrabekken er også det minste av de tre på 6,2 km². Øyrabekken har i tillegg installert en turbin med mye lavere slukkeevne enn de to andre kraftverkene.



Figur 16 viser hvordan den forventede produksjonen varierer fra måned til måned for Øyrabekken kraftverk.

5.2.3 Produksjonsberegning Årvik

Den forventede produksjonen per måned for Årvik kraftverk er illustrert i figur 16. Årvik produserer 17,1 GWh i et år med gjennomsnittlig nedbørsmengder. Årvik og Ytre Alsåker har relativt lik produksjonskapasitet. Det er mange likhetstrekk om man sammenligner kraftverks- og avrenningsdata for disse to kraftverkene. Årvik har en turbinslukeevne på 2,8 m³/s, en netto fallhøyde på 197 meter, og et feltareal på 17,5 km². Som nevnt i kapittel 5.1.3 er middelavrenningen på 1,81 m³/s



Figur 17 viser hvordan den forventede produksjonen ved Årvik varierer fra måned til måned.

5.3 Avvik mellom faktisk og estimert energiproduksjon

Avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon ble gjort for tre produksjonsfaser. I dette kapittelet vil avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon bli presentert for et tørt år, midlere år og et vått år.

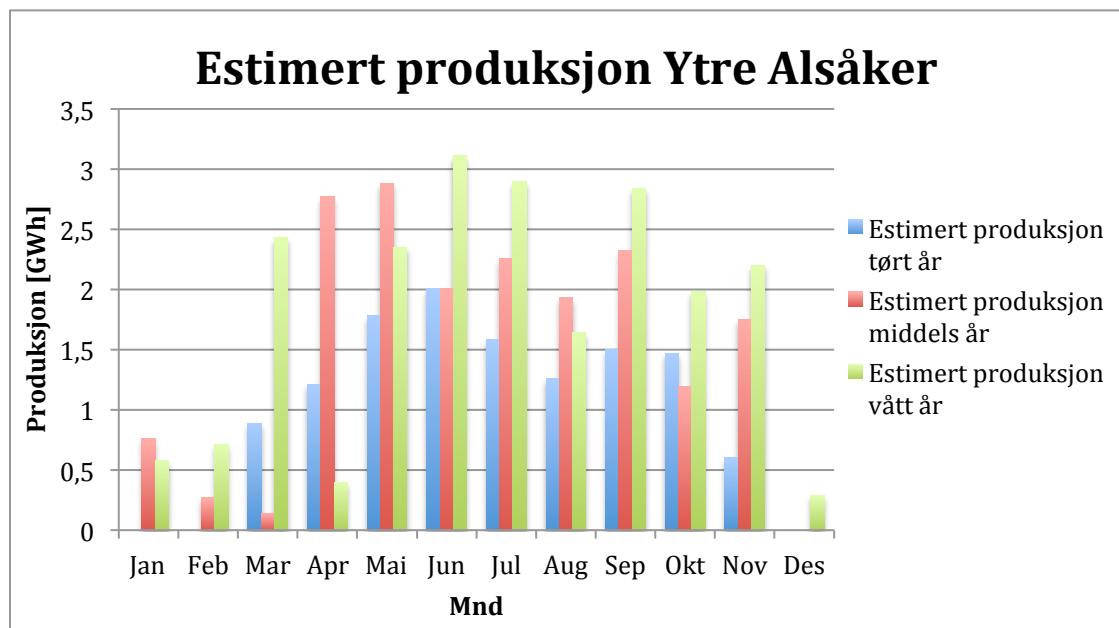
5.3.1 Ytre Alsåker

Tabell 7 viser hvordan den estimerte energiproduksjonen variere fra måned til måned. Den gir også informasjon om forskjellen i estimert energiproduksjon for de tre produksjonsregimene. For Ytre Alsåker er det stor forskjell i estimert produksjon fra et vått år til et tørt år. Basert på tabell 7 ser man at et vått år har 43 % større energiproduksjon enn et tørt år.

Mnd	Estimert produksjon tørt år	Estimert produksjon middels år	Estimert produksjon vått år
Jan	0	0,76	0,58
Feb	0	0,27	0,71
Mar	0,89	0,14	2,43
Apr	1,21	2,77	0,4
Mai	1,78	2,88	2,35
Jun	2,01	2,01	3,11
Jul	1,58	2,26	2,9
Aug	1,26	1,93	1,64
Sep	1,5	2,32	2,84
Okt	1,47	1,19	1,98
Nov	0,6	1,75	2,2
Des	0	0	0,29
Sum	12,3	18,28	21,43

Tabell 7 viser hvordan den estimerte energiproduksjonen varierer for et tørt, middels og vått år for Ytre Alsåker

Figur 17 illustrerer ved hjelp at et søylediagram den estimerte produksjonen for de tre produksjonsregimene, og hvordan de variere fra måned til måned. De Blå søylene indikerer estimert produksjon for et tørt år, de røde søylene viser for et middels år og de grønne søylene viser den estimerte produksjonen for et vått år.



Figur 18 viser hvordan den estimerte produksjonen varierer fra måned til måned avhengig av produksjonsregimet for Ytre Alsåker.

Det er et stort avvik mellom de estimerte produksjonsverdien og den faktiske produksjonen for Ytre Alsåker. Tabell 8 viser den faktiske produksjonen for de samme årene tabell 7 viser den estimerte produksjonen. Ved å sammenligne tabell 7 og 8 ser vi at avviket mellom faktisk -og estimert energiproduksjon ligger rundt 15 % for et tørt og vått år, og omtrent 25 % for et middels vått år.

Mnd	Faktisk produksjon tørt år	Faktisk produksjon middels år	Faktisk produksjon vått år
Jan	0	0,547	0,586
Feb	0	0,089	0,567
Mar	0,49	0,176	2,455
Apr	1,06	2,416	0,615
Mai	1,99	2,631	2,44
Jun	1,71	1,795	2,641
Jul	1,34	1,417	2,564
Aug	0,98	1,115	1,064
Sep	1,27	1,796	2,235
Okt	1,05	0,941	1,251
Nov	0,51	0,896	1,633
Des	0	0,028	0,003
Sum	10,4	13,847	18,054

Tabell 8 viser hvordan den faktiske produksjonen varierte for de ulike produksjonsregimene, tørt, middels og vått år ved Ytre Alsåker.

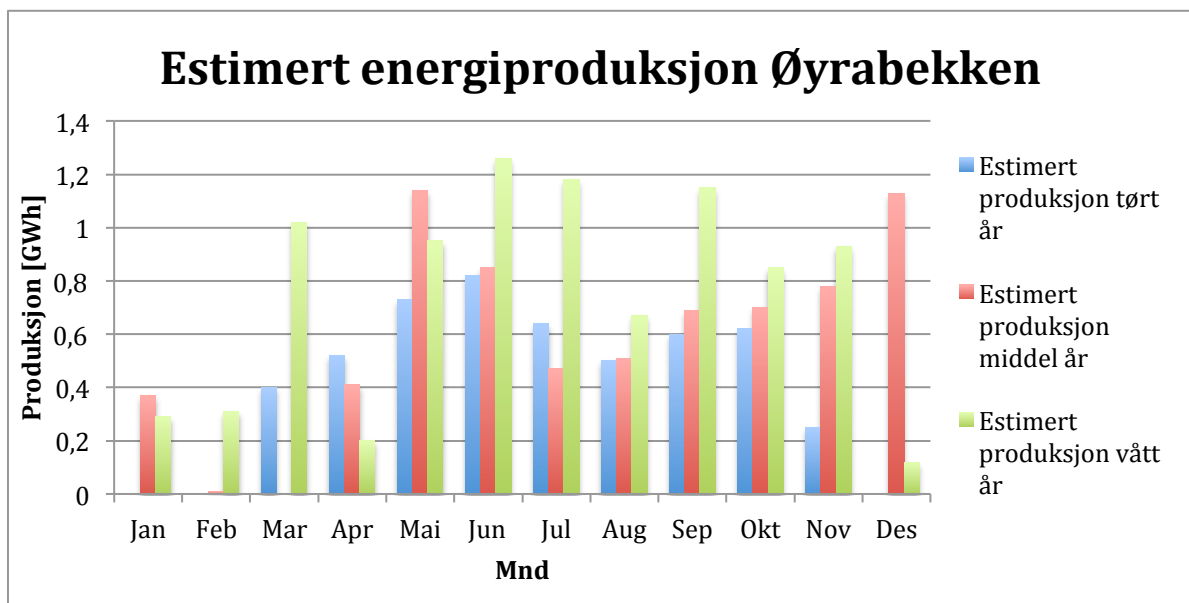
5.3.2 Øyrabekken

Tabell 9 viser den estimerte produksjonen for de ulike produksjonsregimene ved Øyrabekken kraftverk. Tabellen gir informasjon om hvordan energiproduksjonen varierer fra måned til måned. Tabellen viser at det estimerte produksjonsdifferanse mellom et vått og et tørt på er på 43 %.

Mnd	Estimert produksjon tørt år	Estimert produksjon middel år	Estimert produksjon vått år
Jan	0	0,37	0,29
Feb	0	0,01	0,31
Mar	0,4	0	1,02
Apr	0,52	0,41	0,2
Mai	0,73	1,14	0,95
Jun	0,82	0,85	1,26
Jul	0,64	0,47	1,18
Aug	0,5	0,51	0,67
Sep	0,6	0,69	1,15
Okt	0,62	0,7	0,85
Nov	0,25	0,78	0,93
Des	0	1,13	0,12
Sum	5,08	7,06	8,93

Tabell 9 viser hvordan den estimerte produksjonen varierte avhengig av produksjonsregimene tørt , middels og vått år for Øyrabekken kraftverk.

Basert på tabell 9 viser figur 18 et søylediagram av den estimerte produksjonen ved Øyrabekken kraftverk. De blå søylene indikerer estimert produksjon for et tørt år, de røde søylene viser produksjonen for et middels vått år og de grønne søylene viser den estimerte produksjonen for et vått år.



Figur 19 viser hvordan den estimerte produksjonen i de ulike produksjonsregimene varierte fra måned til måned for Øyrabekken kraftverk.

Tabell 10 viser den faktiske produksjonen for Øyrabekken i for de samme produksjonsregimene som tabell 9. Avviket mellom den faktiske energiproduksjonen med den estimerte energiproduksjonen varierer mellom 16,7 % og 20,7 % avhengig av produksjonsregimet. Det tørre året viste et avvik på 18,7 %, det middels våte året hadde et avvik på 16,7 % og det våte året hadde et avvik på 20,7 %.

Mnd	Faktisk produksjon tørt år	Faktisk produksjon middels år	Faktisk produksjon vått år
Jan	0	0,34	0,3
Feb	0	0	0,35
Mar	0,23	0,01	1,02
Apr	0,64	0,36	0,26
Mai	0,74	1,03	0,98
Jun	0,59	0,57	0,93
Jul	0,46	0,51	0,78
Aug	0,44	0,45	0,3
Sep	0,48	0,35	0,94
Okt	0,42	0,61	0,49
Nov	0,13	0,73	0,71
Des	0	0,92	0,02
Sum	4,13	5,88	7,08

Tabell 10 viser hvordan den faktiske produksjonen varierte fra måned til måned i de ulike produksjonsregimene for Øyrabekken kraftverk.

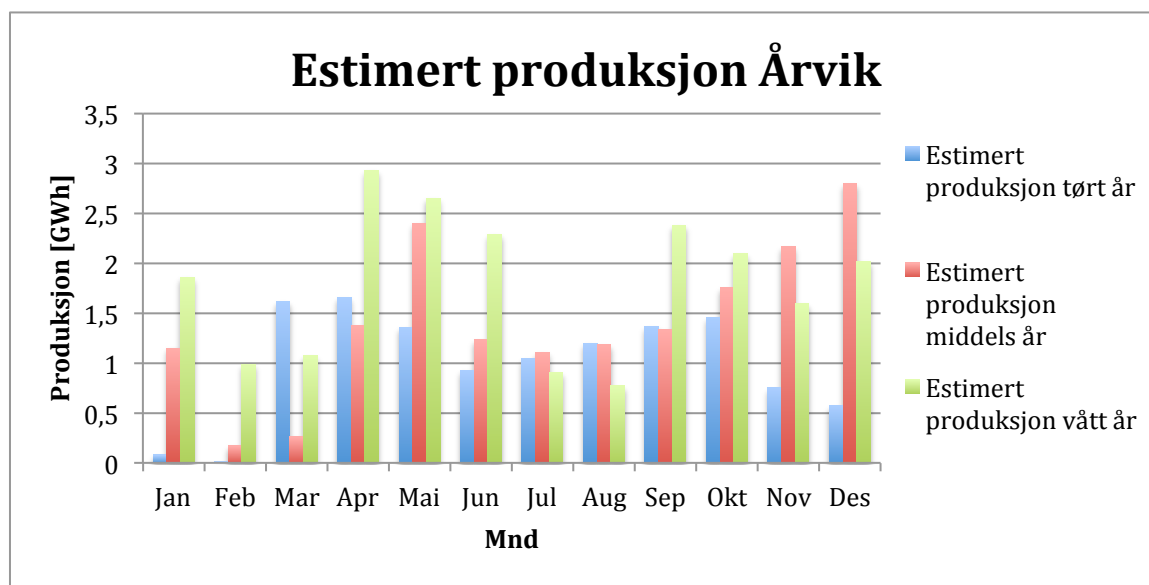
5.3.3 Årvik

Tabell 11 viser en oversikt over hvordan den estimerte energiproduksjonen for Årvik kraftverk varierer fra måned til måned for de ulike produksjonsregimene. I tillegg viser den informasjon om den totale energiproduksjonen for kraftverket i år som karakteriserer som tørt, middels vått og vått. Den estimerte produksjonen viser en produksjonsdifferanse på 44 % fra et vått år til et tørt år.

Mnd	Estimert produksjon tørt år	Estimert produksjon middels år	Estimert produksjon vått år
Jan	0,08	1,15	1,86
Feb	0,01	0,17	0,99
Mar	1,62	0,26	1,08
Apr	1,66	1,38	2,93
Mai	1,36	2,4	2,65
Jun	0,93	1,24	2,29
Jul	1,05	1,11	0,91
Aug	1,2	1,19	0,77
Sep	1,37	1,34	2,38
Okt	1,46	1,76	2,1
Nov	0,75	2,17	1,6
Des	0,57	2,8	2,02
Sum	12,06	16,97	21,58

Tabell 11 viser hvordan den estimerte produksjonen varierer fra måned til måned avhengig av produksjonsregimet for Årvik kraftverk.

Figur 19 viser et søylediagram av informasjonen i tabell 11. De blå søylene viser den estimerte produksjonen for et tørt år, de røde viser for et middels vått år og de grønne viser for et vått år.



Figur 20 viser den estimerte produksjonen måned for måned for de ulike produksjonsregimene for Årvik kraftverk.

Den faktiske produksjonen til Årvik kraftverk er presentert i tabell 12. Tabellen viser den faktiske produksjonen for de samme produksjonsregimene som den estimerte produksjonen i tabell 11. For et tørt år har Årvik et produksjonsavvik på 21 %, et middels vått år har produksjonsavvik på 18,8 % og et vått år har et avvik på 25 %.

Mnd	Faktisk produksjon tørt år	Faktisk produksjon middels år	Faktisk produksjon vått år
Jan	0	0,72	0,16
Feb	0	0	0,25
Mar	0,56	0	0,56
Apr	1,08	0,81	2,66
Mai	1,48	2,59	2,8
Jun	1,45	1,54	2,44
Jul	1,18	1,17	1,25
Aug	0,98	1,11	0,51
Sep	1,25	0,85	2,1
Okt	1,05	1,61	1,92
Nov	0,47	1,54	1,39
Des	0	1,83	1,22
Sum	9,5	13,77	17,26

Tabell 12 viser hvordan den faktiske produksjonen varierte fra måned til måned for de ulike produksjonsregimene for Årvik.

Tabell 13 under viser en oppsummering av avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon for de tre kraftverkene.

	Ytre Alsåker		Øyrabekken		Årvik	
	Estimert	Faktisk	Estimert	Faktisk	Estimert	Faktisk
Tørt år	12,4	10,4	5,08	4,13	12,06	9,5
Middels år	18,28	13,85	7,06	5,88	16,97	13,77
Vått år	21,43	18,05	8,93	7,08	21,58	17,26

Tabell 13 viser en oppsummering av avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon.

I vedlegg 11-19 kan du se søylediagrammer som viser det månedlige avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon. Diagrammene viser produksjonsavviket for de tre produksjonsregimene ved Ytre Alsåker, Øyrabekken og Årvik.

5.4 Beregning av ny skaleringsfaktor

Det ligger en stor usikkerhet rundt skaleringsfaktoren som ble benyttet i produksjonsberegningene. Årsaken til usikkerheten er at jeg sammenligner NEVINA sin lavvannsdata for kraftverksområdene med en observert vannføring til den valgte sammenligningsstasjonen, se kapittel 4.1.2. NEVINA estimerer middelvannføringer i områder for hele landet ved hjelp av vannbalansemodellen beskrevet i kapittel 2.9. NVE har informert om at i arbeidet med lavvannskartet har de måtte oppjustert vannføringen enkelte steder for å få vannbalansen til å stemme. Vannføringene fra vannmerket kommer fra en målestasjon, og er dermed ikke oppjustert, men for kraftverksområdet finnes det ikke målestasjoner. Dermed kan vannføringen i kraftverksområdene ha blitt oppjustert. NVE informerer om en usikkerhet på $\pm 5 - 20$ % i sine beregninger. Denne usikkerhet kan gi opphav til beregningsfeil av kraftpotensialet. Basert på resultatene i kapittel 5 kan det tyde på at skaleringsfaktoren har vært for høy. Jeg har derfor sett på flere skaleringsfaktorer for å redusere avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon.

I arbeidet med å finne en forbedret skaleringsfaktor har jeg prøvd å korrigere for at endring i nedbørsmengde kan skyldes både horisontal og vertikal (høyde over havet)

forflytting. Jeg har sett på flere ulike forslag til ny skaleringsfaktor. Tabell 14 viser en oversikt over de aktuelle alternativene jeg har sett på.

Metode	Parameter	Kilde
Original	Vannføringsmålinger fra målestasjon til vannmerke og middelvannføring og feltareal for kraftverket.	NVEs målestasjoner og NEVINA
Forslag 1	Middelvannføring og feltareal til kraftverket og vannmerket.	NEVINA
Forslag 2	Årsnedbør og feltareal til kraftverket og vannmerket.	NEVINA
Forslag 3	Vannføringsmålinger fra en målestasjoner i nærheten av vannmerket og en målestasjon i nærheten av kraftverket, og feltareal til vannmerket og kraftverket. (høydeforskjell under 100m)	NVEs målestasjoner
Forslag 4	Gjennomsnittlig vannføringsmålinger fra målestasjoner i nærheten av vannmerket og kraftverket, og feltareal til vannmerket og kraftverket. (høydeforskjell under 100m)	NVEs målestasjoner
Forslag 5	Vannføringsmålinger fra to målestasjoner med stor høydeforskjell (200 m+) fra kraftverks- og vannmerkeområdet, nedbørsgradient for områdene og feltarealet.	NVEs målestasjoner

Tabell 14 viser en oversikt over de ulike forslagene til ny skaleringsfaktor

I det første forslaget sammenlignet jeg middelavrenningsverdien til NEVINA for vannmerket og kraftverket. Her baseres middelavrenningen på GWB modellen

beskrevet i kapittel 2.9, og måleserier hentet fra perioden 1961-1990.

Skaleringsfaktoren, Sf_1 , ble gitt med likning 5.1

$$Sf_1 = \frac{Q_{middel} * A_k}{Q_{ref\ middel} * A_v}$$

Hvor:

- Q_{middel} er middelvannføring for kraftverksområdet funnet med data fra NEVINA.
- $Q_{ref\ middel}$ er middelvannføring ved vannmerket funnet med data fra NEVINA.
- $\frac{A_k}{A_v} = \frac{\text{Feltareal til kraftverket}}{\text{Feltareal til vannmerket}}$, som er forholdet mellom arealet til nedbørfeltet ved kraftverket og vannmerket.

I forslag 2 til ny skaleringsfaktor benyttet jeg også data fra NEVINA. Forskjellen fra det første forslaget er at jeg her sammenlignet årsnedbøren for vannmerket og sammenligningsstasjonen. Årsnedbøren er basert på metrologisk institutt sitt kart over normalnedbøren fra 1961 til 1990. Se kapittel 2.9 for mer informasjon om hvordan NEVINA gjør beregninger middelavrenningen og årsnedbøren. Likning 5.2 viser forslag 2 til ny skaleringsfaktor, Sf_2 ,

$$Sf_2 = \frac{P_{middel} * A_k}{P_{ref\ middel} * A_v}$$

Hvor:

- P_{middel} er den årlige middelnedbøren ved kraftverksområdet funnet med data fra NEVINA.
- $P_{ref\ middel}$ er den årlig middelnedbøren ved vannmerket funnet med data fra NEVINA.

Det første og andre forslaget til ny skaleringsfaktor benytter begge data fra NEVINA. Det er ikke noe link mellom årsnedbøren og middelavrenningen. De er hentet fra to separate datakilder, og man kan av den grunn få ulike resultat. Jeg bruker NEVINAs parametere uten å selv gjøre andre korreksjoner. Fordelen med skaleringsfaktorene Sf_1 og Sf_2 i forhold til den benyttede skaleringsfaktoren er at jeg sammenligner to NEVINA verdier

av middelavrenningen. En eventuell oppjustering av avrenningen vil ikke bare ligge i én av verdiene, men i begge. Dermed vil usikkerheten på 5 – 20 % befinner seg i begge avrenningsverdiene.

Forslag tre og fire til nye skaleringsfaktorer tar utgangspunkt i å sammenligne nedbørsmengder fra en eller flere målestasjoner i nærheten av vannmerket og kraftverket. Nedbørsmengden endres om vi beveger oss i horisontal –og vertikal retning. Forslag tre og fire tar hensyn til de horisontale endringene ved å velge målestasjoner som ligger nærheten av vannmerke og kraftstasjonen. Måten jeg har tatt hensyn til de vertikale variasjonene i nedbørsmengde er at jeg har sett på målestasjoner som befinner seg i omtrent samme høyde over havet. Jeg sørget for at høydeforskjellen mellom målestasjonene ikke var større enn 100 m. Først ble én målestasjon i nærheten av vannmerket sammenlignet med én målestasjon i nærheten av kraftverket. Likning 5.3 viser hvordan det tredje forslaget til ny skaleringsfaktor, Sf_3 , ble beregnet.

$$Sf_3 = \frac{P_{obs} * A_k}{P_{ref\ obs} * A_v}$$

Hvor:

- P_{obs} er nedbørsmengde ved målestasjonen i nærhten av kraftverket
- $P_{ref\ obs}$ er nedbørsmengde ved målestasjonen i nærheten av vannmerket

Det fjerde forslaget til ny skaleringsfaktor, Sf_4 , ble beregner av en gjennomsnittlig nedbørsmengde fra to eller flere målestasjoner i nærheten av vannmerket og kraftverket. På samme måte som for forslag tre var det viktig at målestasjonene befant seg i omtrent samme høyde over havet. Jeg sørget for at høydeforskjell mellom målestasjonene ikke var større enn 100 m. Likning 5.4.

$$Sf_4 = \frac{\bar{P}_{obs} * A_k}{\bar{P}_{ref\ obs} * A_v}$$

Hvor

- \bar{P}_{obs} er gjennomsnittlig nedbørsmengde fra målestasjoner i nærheten av kraftverket
- $\bar{P}_{ref\ obs}$ er gjennomsnittlig nedbørsmengde fra målestasjoner nær vannmerket

I det siste forslaget til ny skaleringsfaktor har jeg sett på målestasjoner med større høydeforskjell enn de tidligere forslagene. Jeg tok for meg to målestasjoner med høydeforskjell 200 m eller større for området rundt vannmerket og kraftverket. Videre definerte jeg to nedbørsgradienter, en for kraftverksområdet, og en i området ved vannmerket. Nedbørsgradienten er gitt med likning 5.5

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{\text{Endringen i nedbørsmengde}}{\text{høydeforskejll mellom de to målestasjonene}}$$

Hensikten med å definere en nedbørsgradient er at jeg må også tar hensyn til de nedbørsendringene som kan skyldes forskjeller i høyde over havet. Det siste forslaget til ny skaleringsfaktor, Sf_5 , er gitt med likning 5.6

$$Sf_5 = \frac{\left(\bar{P}_{obs} + \left(\frac{dP}{dZ}_{obs} * (H50_{obs} - \bar{H}_{obs}) \right) \right) * A_k}{\left(\bar{P}_{ref\ obs} + \left(\frac{dP}{dZ}_{ref\ obs} * (H50_{ref\ obs} - \bar{H}_{ref\ obs}) \right) \right) * A_v}$$

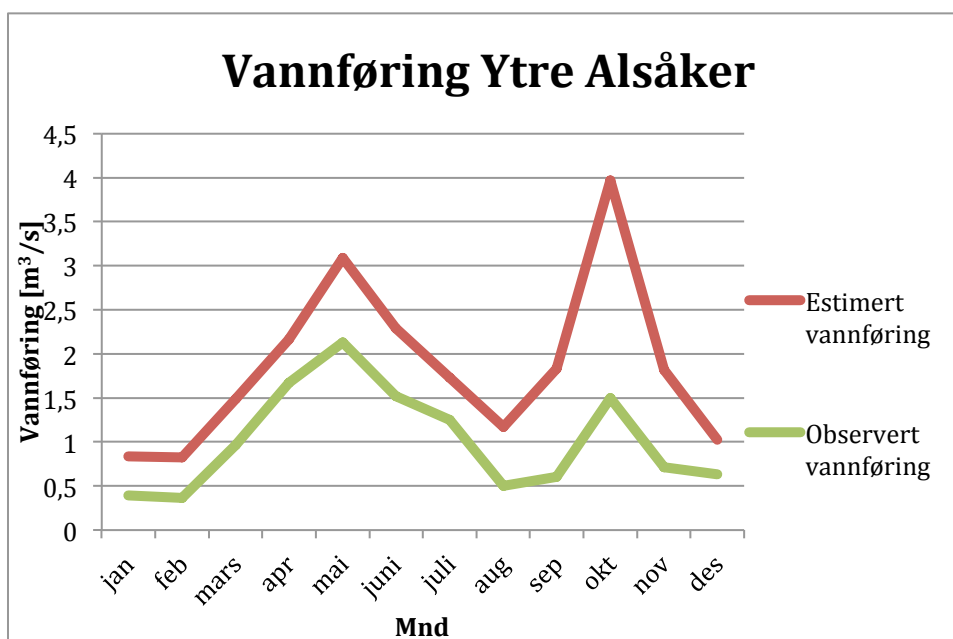
Hvor:

- \bar{P}_{obs} er den gjennomsnittlige observerte nedbørsmengden for de to målestasjonene i nærheten av kraftverket.
- $\bar{P}_{ref\ obs}$ er den gjennomsnittlige observerte nedbørsmengden for de to målestasjonene i nærheten av vannmerket.
- $\frac{dP}{dZ}_{obs}$ er nedbørsgradienten ved kraftverket.
- $\frac{dP}{dZ}_{ref\ obs}$ er nedbørsgradienten ved vannmerket.
- $H50_{obs}$ 50 presentilen for nedbørfeltet til kraftverket. 50 presentilen til nedbørfeltet er definert som den høyden [moh.] hvor 50 % av nedbørfeltet ligger under.

- $H50_{ref\ obs}$ er 50 presentilen for nedbørfeltet til vannmerket.
- \bar{H}_{obs} er den gjennomsnittlige høyden til målestasjonene som inngår i beregningene av \bar{P}_{obs} [moh.]
- $\bar{H}_{ref\ obs}$ er den gjennomsnittlige høyden til målestasjonene som inngår i beregningene av $\bar{P}_{ref\ obs}$ [moh.]

5.4.1 Ytre Alsåker

Figur 20 viser hvordan den skalerte vannføringen av vannmerke ved 41.8 Hellaugvatn varierer i forhold til den observerte vannføringen. Den skalerte vannføringen var vannføringen jeg benyttet i estimeringen av energiproduksjon for Ytre Alsåker. Den observerte vannføringen ble beregnet ut fra effektproduksjonen til kraftverket beskrevet i kapittel 4.3. Figuren viser hvordan den gjennomsnittlige estimerte og observerte vannføringen per måned varierer i 2014.

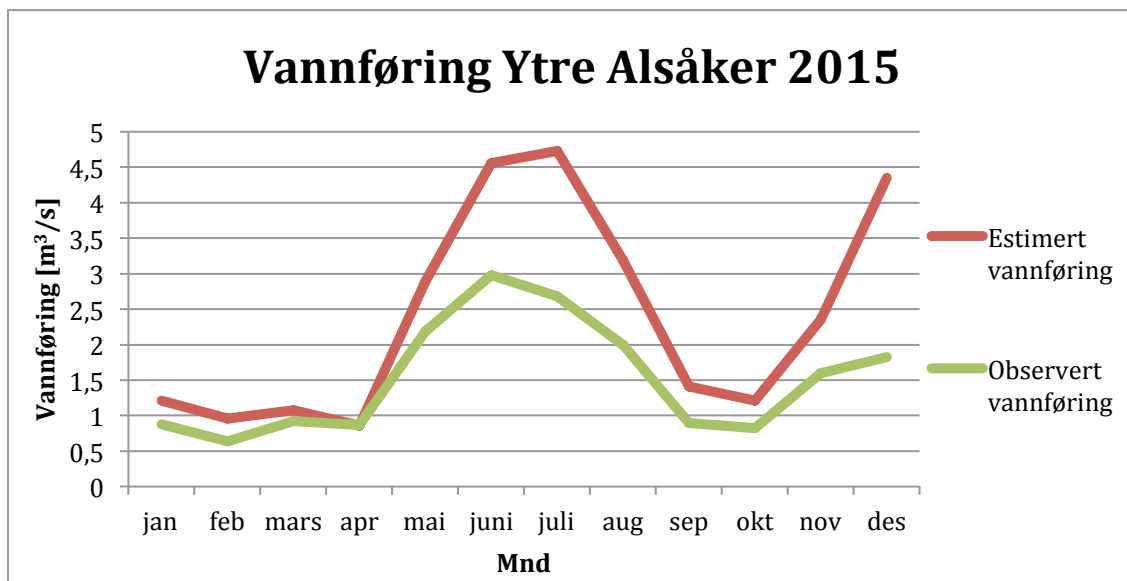


Figur 21 viser hvordan de den estimerte - og observerte vannføringen ved Ytre Alsåker varierer i 2014.

Figur 20 viser at det er høy korrelasjon mellom de to vannføringene. Den observerte vannføringen og det valgte vannmerket stiger og synker i de samme periodene, og det valgte vannmerket beskriver den observerte vannføringen ved Ytre Alsåker godt. De er her heller ingen tidsforskyvning i korrelasjonen. Korrelasjonskoeffisienten mellom de to vannføringene er 0,74. Gjennom hele 2014 ligger den skalerte verdien av vannføringen

ved 41.8 Hellaugvatn, det som også kalles estimert vannføring, over den observerte vannføringen. Basert på dette kan man forvente en høyere estimert energiproduksjon enn den reelle produksjonen. Dette indikerer også resultatene i kapittel 5.3. I 2014 var den estimerte vannføringen har en middelvannføring på 1,86 m³/s, og den observerte vannføringen har en middelvannføring på 1,025 m³/s.

Figur 21 viser hvordan den observerte vannføringen samsvarer med den skalerte vannføringen ved 41.8 Hellaugvatn for 2015 som var et vått år.



Figur 22 viser hvordan den estimerte – og observerte vannføringen varierte i 2015 ved Ytre Alsåker.

Figur 21 viser at det er god korrelasjon mellom observert vannføring og den skalerte vannføringen for det valgte vannmerke. Unntaket har man i juli måned hvor den observerte vannføringen reduseres fra forrige måned, mens vannføringen ved Hellaugvatn øker. Korrelasjonskoeffisienten for de to vannføringene i 2015 var 0,82. I likhet med 2014, ligger den skalerte vannføringen over den observerte vannføringen i 2015. Unntaket er april måned hvor de har omtrent samme verdi. For 2015 var den estimerte middelvannføringen 2,48 m³/s og den observerte vannføringen 1,53 m³/s.

Basert på figur 20 og 21 ser det ut til at den originale skaleringsfaktoren jeg benyttet i energiberegningene var for høy. Dermed ble vannføringen som skulle representere vannføringen ved Ytre Alsåker for høy, og resultatet ble en for høy estimert energiproduksjon.

Siden 2014 og 2015 var årene jeg hadde observert vannføring av, kan det være greit å oppgi produksjonsavviket for disse to årene. I 2014, som var et middels vått år, hadde Ytre Alsåker 29 % lavere produksjon enn den estimerte produksjonsverdien. Det våte året i 2015 hadde også en lavere energiproduksjon enn den estimerte verdien. I 2015 hadde Ytre Alsåker omtrent 8 % lavere energiproduksjon enn hva som var estimert.

Resultatene i kapittel 5 viser at de estimerte verdiene var høyere enn den faktiske produksjonen uavhengig av produksjonsregimet tørt, middels eller vått år.

Skaleringsfaktoren jeg benyttet i energiberegningene ved Ytre Alsåker hadde verdien 0,581. Med et produksjonsavvik på 15 % - 20%, avhengig av produksjonsregimet, skulle skaleringsfaktoren ligget rundt 0,465-0,494 for å oppnå null produksjonsavvik.

Det første og andre forslaget til ny skaleringsfaktor, hvor jeg så på data hentet fra NEVINA, endte jeg opp med en skaleringsfaktor, $Sf_1 = 0,527$ ved å benytte middelavrenningen. Dersom jeg sammenlignet NEVINAs verdi av den årlige middelnedbøren fra de to områdene ble skaleringsfaktoren, $Sf_2 = 0,50$. I disse to tilfellene benytter NVE gridded water balance (GWB) modellen til å beregne avrenningen. Selv som det ligger en usikkerhet i beregningene av lavvannsindeksene til NVE, så sammenlignes to NEVINA-verdier hvor usikkerheten ligger i begge verdiene. Dermed er skaleringsfaktoren $Sf_1 = 0,527$ en bedre tilnærming av den faktiske produksjonen. Likevel vil det vil fremdeles være et avvik mellom faktisk – og estimert energiproduksjon. Skaleringsfaktor to, $Sf_2 = 0,50$, vil føre til at avviket mellom estimert – og faktisk energiproduksjon reduseres ytterligere, og den estimerte energiproduksjonen vil ligge enda nærmere den faktiske energiproduksjonen.

Selv om de to skaleringsfaktorene, Sf_1 og Sf_2 , gir relativt like verdier, beskriver middelavrenningen og årsnedbøren to helt forskjellige nedbørsforhold for de to områdene. Ytre Alsåker har en middelavrenning på $1,86 \text{ m}^3/\text{s}$. Med en fordampning på 10 % av nedbøren tilsvarer denne middelavrenningen en årlig nedbørsmengde på 3040 mm. Årsnedbøren oppgitt i NEVINA indikerer 1927 mm.

Situasjonen er relativt lik ved Hellaugvatn. Her viser NEVINA en middelvannføring på 3,49 m³/s. Det gir en årlig nedbørsmengde på 4400 mm. NEVINA oppgir en årsnedbør ved Hellaugvatn på 2953 mm. Basert på dette er det vanskelig å si noe om nedbørsforholdene for de to områdene.

Forslag tre og fire til ny skaleringsfaktor baserte seg på observerte nedbørsmengder fra målestasjoner i nærheten av kraftverket og vannmerket. Skaleringsfaktor tre, hvor jeg kun så på en målestasjon for de to områdene, varierte veldig avhengig av hvilke to målestasjoner jeg benyttet. Skaleringsfaktoren hadde verdier fra 0,484 til 0,764.

Målestasjonene jeg benyttet for å beskrive nedbørsforholdene ved Ytre Alsåker var, 50080 Øystese-Borge (108 moh.), 50070 Kvamsøy (49 moh.) og 48780 Mauranger kraftstasjon (33 moh.). Nedbørsdataen hentet jeg fra eklima.met.no. Her hentet jeg nedbørsmålinger fra perioden 01.01.2008 til 31.12.2015. Nedbørsmengden fra målestasjon til målestasjon varierte veldig, noe som indikerte store lokale variasjoner i nedbørsmengde. Målestasjonene Kvamsøy og Øystese ligger bare 5 km fra hverandre i luftlinje. Likevel er nedbørsforskjell på nesten 400 mm fra måleperioden 2008-2015. Øystese er lokalisert på vestsiden av Hardangerfjorden, og Kvamsøy er en øy midt i Hardangerfjorden. Øystese og Kvamsøy indikerer store lokale nedbørsforskjeller i området. Det viste seg at vestsiden av Hardangerfjorden hadde høyere nedbørsmengder enn østsiden. Årsaken til de høye nedbørsmengdene på vestsiden av Hardangerfjorden kan skyldes at Kvamskogen på 450 moh. ligger rett vest for disse målestasjonene. En del av nedbøren vil komme seg over Kvamskogen og gi relativt store nedbørsmengder i områdene rundt Øystese.

Kvamsøy er en målestasjon på en øy midt i Hardangerfjorden. Måledataene fra Kvamsøy viser nedbørsmengder samsvarer bedre med østsiden enn vestsiden av Hardangerfjorden. Mauranger som befinner seg på østsiden av Hardangerfjorden har relativt like nedbørsmengder som Kvamsøy.

Ytre Alsåker er også lokalisert på østsiden av Hardangerfjorden. Dermed skulle nedbørsforholdene ved Ytre Alsåker ligge nærmere Kvamsøy og Mauranger enn Øystese.

Den observerte vannføringen ved Ytre Alsåker ble grunnlaget for nedbørsforholdene i kraftverksområdet.

For å gjøre måledata av nedbør sammenlignbar med observert vannføring, måtte jeg ta hensyn til at et par faktorer. Vannføringen kommer fra et nedbørsfelt på flere kvadratkilometer, mens nedbørsmålingene er tatt i et bestemt punkt. Dette løste jeg ved å dividere vannføringsdataen på arealet til nedbørsfeltet. I tillegg vil en bestemt andelen av nedbøren gå på grunn av evapotranspirasjon. Likning 5.7 beskriver vannbalansen i et nedbørsfelt og sammenhengen mellom nedbør, vannføring og evapotranspirasjon [19]:

$$P = R + E \pm \Delta S$$

eller

$$E = P - R \pm \Delta S$$

Hvor:

- P er den totale nedbørsmengden. Nedbør kan falle som regn, snø, hagl, men også dugg tåke og rim kommer inn under betegnelsen nedbør.
- R er vannføringen i området. Dette er vannmengden som kan benyttes til kraftproduksjon.
- E er det de kaller evapotranspirasjon, som er et samlebegrep på evaporasjon og transpirasjon. Evaporasjon er fordampning fra jord- og vannoverflate, mens transpirasjon er fordampning fra plantenes stomata. Stomata er små poreåpninger på undersiden av bladene.
- ΔS sier noe om endringen i et eventuelt vannmagasin.

I denne oppgaven har jeg gjort ett par forenklinger. NVE informerer om at om lag 10 % av nedbøren i høyfjellsstrøk på Vestlandet går tapt på grunn av evapotranspirasjon. [19] Det fikk bekreftet ved å sammenligne fordampningen og nedbør i Ytre Alsåker. Basert på NVE sitt 1 * 1 km grid fikk jeg et fordampningstap på 11 % i 2014. I tillegg er endringen i vannmagasinet, ΔS , neglisjerbar om jeg midler over et helt år.

Observasjonene av vannføringen ved Ytre Alsåker ble beregnet slik kapittel 4.3.1 og 4.3.2 beskriver. Mangel på vannstandsdata førte til at den observerte vannføring kun ble gjort for årene 2014 og 2015. I 2014 hadde Ytre Alsåker en gjennomsnittlig vannføring på $1,025 \text{ m}^3/\text{s}$ 2014, og i 2015 var vannføringen $1,53 \text{ m}^3/\text{s}$. Det gir en total avrenning på henholdsvis $1539 \text{ mm}/\text{år}$ og $2292 \text{ mm}/\text{år}$. Om 10 % av nedbøren går tapt i evapotranspirasjon, tilsier dette en nedbørsmengde på 1710 mm i 2014 og 2547 mm i 2015. Dette er lavere nedbørsverdier enn alle målestasjonene i området. Likevel kan nedbørsverdiene relateres til årsnedbøren oppgitt i NVEINA for Ytre Alsåker. Basert på metrologisk institutt sitt kart over normalnedbøren, har Ytre Alsåker en årsnedbør på 1927 mm . Samtidig ligger den observerte vannføringen langt under NVE sin beregninger av middelvannføringen på $1,86 \text{ m}^3/\text{s}$, som gir en årlig vannføring på 2767 mm . At NVEINA oppgir to så ulike verdier av nedbørsforholdene avhengig av hvilken datakilde de benytter, indikerer en stor usikkerhet rundt nedbørsforholdene i området.

Det er store variasjoner i nedbørsmengde til målestasjonene rundt vannmerket, 41.8 Hellaugvatn. Målestasjonene jeg benyttet som referanse i området rundt Hellaugvatn var 48450 Husens (13 moh.), 47600 Litledal (83 moh.) og 47890 Opstveit (38 moh.). Fra perioden 01.01.2008 til 31.12.2015 hadde Opstveit 3304 mm i gjennomsnittlig nedbørsmengde per år. Til sammenligning hadde Husnes enn gjennomsnittlig nedbørsmengde på 2398 mm per år. Avstanden mellom de to målestasjonene er 14 km . Litledal hadde en gjennomsnittlig nedbørsmengde på 2637 mm i perioden 01.01.2012 – 31.12.2015. Hellaugvatn hadde i samme periode en gjennomsnittlig nedbørsmengde på 3398 mm per år. I NVE sin database, Hydra II, hentet jeg observerte vannføringsmålinger av Hellaugvatn fra perioden 01.01.2008 til 31.12.2015. Resultatet viste en gjennomsnittlig vannføring på $3,26 \text{ m}^3/\text{s}$, eller $3700 \text{ mm}/\text{år}$. En vannføring på $3700 \text{ mm}/\text{år}$ tyder på at Hellaugvatn har større nedbørsmengder enn de aktuelle målestasjonene i nærområdet. Litledal og Husnes ble forkastet som aktuelle målestasjoner. Opstveit var den eneste målestasjonen med nedbørsmengder i nærheten Hellaugvatn. I likhet med kraftverksområdet, er det stor forskjell mellom NVEINA sin middelvannføring og årsnedbør. Årsnedbøren for Hellaugvatn er på 2953 mm . Som forventet var middelvannføringen til Hellaugvatn oppgitt i NVEINA omtrent lik NVE sin observerte vannføringen ved målestasjonen 41.8 Hellaugvatn. Grunnen til det er at lavvannskartet i NVEINA er basert på målestasjonene til NVE, se kapittel 2.9. En

observert vannføring på 3,26 m³/s minner om middelvannføringen til NEVINA på 3,49 m³/s.

Ved å benytte den gjennomsnittlige nedbørsmengden ved Opstveit og Kvamsøy fikk jeg en skaleringsfaktor på $Sf_3 = 0,484$. Begge disse verdiene er basert på NVE sine vannføringsmålinger, og dermed også sammenlignbare. $Sf_3 = 0,484$ er en verdi som befinner seg innenfor skaleringsintervallet hvor det er lite avvik mellom faktisk – og estimert energiproduksjon. Mauranger hadde en litt høyere nedbørsmengde enn Kvamsøy, og her ble skaleringsfaktoren $Sf_3 = 0,538$. At jeg har et skaleringsintervall og ikke en skaleringsverdi skyldes at produksjonsavviket varierer i de ulike produksjonsregimene.

Det fjerde forslaget til ny skaleringsfaktor benyttet to eller flere målestasjoner i området rundt kraftverket. Videre ble en midlere nedbørsmengde definert for området. Verdien for middelnedbøren i kraftverksområdet ble så sammenlignet med middelnedbøren ved vannmerket. Enkelte målestasjoner har ikke loggførte nedbørsmålinger fra en åtte års periode (2008-2015). Derfor sørget jeg for at den gjennomsnittlige nedbørsmengden ble beregnet fra samme måleperiode (2012-2015). Hensikten var å gjøre nedbørsverdiene sammenlignbar. Svakheten ved å beregne gjennomsnittlig nedbørsmengde for Ytre Alsåker og Hellaugvatn er at alle målestasjonene om inngår i beregningene påvirker sluttresultatet. De store variasjonen i nedbørsmengder, særlig i området rundt Hellaugvatn, førte til stor usikkerheten i skaleringsfaktoren. De lave nedbørsverdiene til målestasjonene ved Hellaugvatn gjør at den gjennomsnittlige nedbørsmengden ikke er representativt for nedbørforholdene. Resultatet ble en alt for høy skaleringsfaktor, $Sf_4 = 0,609$. Til sammenligning brukte jeg en skaleringsfaktor på 0,581 i mine energiberegninger.

I det femte og siste forslaget til ny skaleringsfaktor har jeg også tatt hensyn til de vertikale endringene i nedbør. Jeg definerte jeg en nedbørsgradient for både området rundt vannmerker og kraftverket, $\frac{dP}{dZ_{ref\ obs}}$ og $\frac{dP}{dZ_{obs}}$. Det store variasjonene i horisontal

retning fant også sted om vi forflyttet oss vertikalt, og nedbørsgradienten for de to områdene ble veldig ulik.

I tillegg ble nedbørsgradienten ved Ytre Alsåker to helt forskjellige verdier avhengig av hvilke målestasjoner jeg brukte. I det første tilfellet benyttet jeg Kvamsøy (49 moh.) og Øvre Krossdalen (342 moh.) som bakgrunn for nedbørsgradienten. Her endte jeg opp med en nedbørsgradient på $0,45 \frac{\text{mm nedbør}}{\text{m}}$, dersom jeg isteden benyttet målestasjonene Øystese (108 moh.) og Kvamskogen-Jonshøgdi (455 moh.), som befinner seg noen kilometer lengre vest, fikk jeg en nedbørsgradienten på $1,74 \frac{\text{mm nedbør}}{\text{m}}$. Dette indikerer vanskelighetene med å ta hensyn til vertikale endringer i nedbørsmengde.

For området rundt Hellaugvatn var det færre målestasjoner å velge mellom, og jeg endte opp med å benytte 47600 Litledal (83 moh.) og Krite (568 moh.). Her fikk jeg en nedbørsgradient på $1,21 \frac{\text{mm nedbør}}{\text{m}}$. Ved å bytte ut Litledal med Husnes (13 moh.) ble resultatet omtrent uforandret. Opstveit som ligger 500 meter lavere enn Krite, har likevel høyere nedbørsmålinger, og resultatet hadde blitt en negativ nedbørsgradient. Opstveit ble derfor ikke benyttet i beregningene av nedbørsgradient.

Å ta hensyn til at nedbørsmengden endres både i horisontal og vertikal retning ble en vanskelig øvelse. Når nedbørsgradienten for ett og samme sted variere fra $0,45 \frac{\text{mm nedbør}}{\text{m}}$ til $1,74 \frac{\text{mm nedbør}}{\text{m}}$ er usikkerheten rundt parameteren så høy at det blir vanskelig å ta hensyn til de vertikale nedbørsendringene. Jeg valgte derfor å forkaste forslag fem til ny skaleringsfaktor i dette området. Tabell 14 viser en oppsummering av de ulike forslagene til ny skaleringsfaktor. Forslag 5 er ikke tatt med i tabellen grunnet den høye usikkerheten. Skaleringsintervallet for null produksjonsavvik var på 0,465-0,494.

Tabell 15 under viser en oppsummering av de ulike forslagene til ny skaleringsfaktor for Ytre Alsåker

Metode	Parameter	Kilde	Verdi
Original	Middelavrenning i NEVINA for Ytre Alsåker og vannføring ved hellaugvatn	NEVINA og Målestasjon	0,581
Forslag 1	Middelvannføring i NEVINA for Ytre Alsåker og Hellaugvatn	NEVINA	0,527
Forslag 2	Årsnedbør i NEVINA for Ytre Alsåker og Hellaugvatn	NEINA	0,50
Forslag 3	Målestasjonene Mauranger og Opstveit	Målestasjoner NVE	0,538
Forslag 3	Målestasjonene Kwamsøy og Opstveit	Målestasjoner NVE	0,484
Forslag 4	Gjennomsnittlig nedbørsmengde fra målestasjoner i nærheten av Ytre Alsåker og Hellaugvatn	Målestasjoner NVE	0,609

Tabell 15 viser en oppsummering av skaleringsfaktorene for Ytre Alsåker kraftverk

5.4.2 Øyrabekken

For Øyrabekken kraftverk har ikke Småkraft loggførte målinger av vannstanden. Dermed var det ikke mulig å finne den observerte vannføringen i dette området slik jeg gjorde for Ytre Alsåker kraftverk. Likevel kan jeg sammenligne den faktiske produksjonen med den estimerte produksjonen for å bestemme en bedre verdi av skaleringsfaktoren. Resultatene som er presentert i kapittel 5 viser at også Øyrabekken kraftverk har et stort produksjonsavvik. Avviket mellom faktisk – og estimert energiproduksjon varierer fra 16,5 % og 20 % avhengig av produksjonsregimet. I energiberegningene ved Øyrabekken benyttet jeg en skaleringsfaktor på 0,181. Det vil si at den nye skaleringsfaktoren må verdier rundt 0,145 - 0,151 for å unngå avvik mellom faktisk – og estimert energiproduksjon.

De to første forslagene benyttet lavvannsindeksere fra NEVINA til å bestemme ny skaleringsfaktor. Resultatet ble veldig likt uavhengig om jeg brukte middelvannføringen eller den årlige middelnedbøren i området til å finne ny skaleringsfaktor. Ved å bruke middelvannføringen i de to områdene fikk jeg en skaleringsfaktor $Sf_1 = 0,166$. Den årlige middelnedbøren for de to områdene førte til en skaleringsfaktor $Sf_2 = 0,167$. Også for Øyrabekken kraftverk ville en skaleringsfaktor basert på NEVINA sine lavvannsindeksere gi et bedre resultat enn skaleringsfaktoren jeg benyttet. Både Sf_1 og Sf_2 hadde redusert avvik mellom faktisk – og estimert energiproduksjon. Likevel ligger verdiene litt over intervallet for null produksjonsavvik.

I likhet med Ytre Alsåker har jeg benyttet Hellaugvatn som vannmerke for Øyrabekken. Dermed blir situasjonen like for Øyrabekken. Med unntak av Opstveit, indikerte målestasjonene rundt Hellaugvatn for lave nedbørsmengder. Dermed ble skaleringsfaktoren for høy om jeg benyttet andre målestasjoner. Jeg forkastet alle andre målestasjoner enn Opstveit i beregningene av nye skaleringsfaktor.

Avstanden mellom Øyrabekken og Ytre Alsåker er så kort at jeg benyttet mange av de samme målestasjonene. Målestasjonene jeg brukte til å representere Øyrabekken var 50150 Hatlestrand (45 moh.), 50070 Kvamsøy (49 moh.) og 48780 Mauranger kraftstasjon (33 moh.). Det er veldig liten variasjon i nedbørsmengde mellom disse tre målestasjonene. Forskjellen i gjennomsnittlig nedbørsmengde per år på målestasjonen som målte mest og minst er bare 176 mm. Sannsynligheten for at nedbørsmengden ved Øyrabekken også ligger i dette området er dermed stor. Målestasjonen ved Øystese ble ikke vurdert på grunn av de høye nedbørsverdiene.

Skaleringsfaktoren ble litt i overkant av skaleringsintervallet (0,145-0,151) om jeg brukte Hatlestrand eller Mauranger som målestasjon, henholdsvis 0,154 og 0,157. Kvamsøy hadde lavere nedbørsverdier enn Hatlestrand og Mauranger, og jeg endte opp med en skaleringsfaktor litt under intervallet for null produksjonsavvik. Her fikk jeg en skaleringsfaktor på 0,141. Disse tre forslagene til ny skaleringsfaktor førte alle til et redusert produksjonsavvik, og et mer korrekt bilde av den estimerte produksjonen ved Øyrabekken.

Forslag fire til ny skaleringsfaktor ble i liket med Ytre Alsåker for høy. Også for Øyrabekken skyldes dette de lokale variasjonene i nedbørsmengde. Den gjennomsnittlig verdi av nedbørsmengden rundt Hellaugvatn ble for lav når to av de tre aktuelle målestasjonene hadde for lave nedbørsverdier. Resultatet ble en skaleringsfaktor på 0,184, som også er høyere enn skaleringsfaktoren jeg benyttet i energiberegningene.

Forslag fem til ny skaleringsfaktor ble også for Øyrabekken forkastet på grunn av høy usikkerhet rundt beregninger av nedbørsgradient.

Tabell 16 under viser en oversikt over resultatet av de ulike forslagene til ny skaleringsfaktor. Skaleringsintervallet for null produksjonsavvik for Øyrabekken var 0,145 - 0,151

Metode	Pratmeter	Kilde	Verdi
Original	Middelvannføring i NEVINA for Øyrabekken og vannføring ved hellaugvatn	NEVINA og målestasjon NVE	0,181
Forslag 1	Middelvannføring i NEVINA for Øyrabekken og Hellaugvatn.	NEVINA	0,166
Forslag 2	Årsnedbør i NEVINA for Øyrabekken og Hellaugvatn.	NEVINA	0,167
Forslag 3	Vannføring fra målestasjonene Kvamsøy og Opstveit	Målestasjoner NVE	0,141
Forslag 3	Vannføringer fra målestasjonene Hatlestrand og Opstveit	Målestasjoner NVE	0,154
Forslag 4	Gjennomsnittlig nedbørsmengde fra målestasjoner i nærheten av Øyrabekken og Hellaugvatn	Målestasjoner NVE	0,184

Tabell 16 viser en oppsummering av skaleringsfaktorene for Øyrabekken kraftverk.

5.4.3 Årvik

I likhet med Ytre Alsåker og Øyrabekken kraftverk har Årvik et avvik mellom faktisk – og estimert energiproduksjon. Avhengig av produksjonsregimet varierte avviket mellom 18 % og 21 %. I energiberegningene benyttet jeg en skaleringsfaktor på 0,575. Det betyr skaleringsfaktoren som gir null produksjonsavvik ligger et sted mellom 0,454 – 0,472.

Forslag én og to hvor jeg benyttet lavvannsindeksene fra NEVINA til å finne ny skaleringsfaktor, gav meg samme resultat om jeg benyttet middelavrenningen eller årsnedbøren, $Sf_1 = Sf_2 = 0,536$. Det er en skaleringsfaktor som vil redusere produksjonsavviket, men det vil fremdeles være et avvik.

Kraftverkene ved Øyrabekken og Årvik ligger så nært hverandre at jeg brukte de samme til målestasjonene til å representere kraftverket. Stasjonene jeg brukte var 50150 Hatlestrand (45 moh.), 50070 Kvamsøy (49 moh.) og 48780 Mauranger kraftstasjon (33 moh.). Her varierte nedbørsmengden fra 2247 mm per år til 2423 mm per år. Med en så liten variasjon i nedbørsmengde var sannsynligheten stor for at Årvik hadde tilsvarende nedbørsforhold.

42.2 Djupevad ble vannmerket for Årvik kraftverk. Avstanden mellom Djupevad og Hellaugvatn er så kort som 20 km. Dermed ble mange av de samme målestasjonene benyttet til å representere nedbørsforholdene ved Djupevad. Målestasjonene jeg brukte var, 48500 Rosendal (75 moh.), 48450 Husens (13 moh.), 47600 Litledal (83 moh.) og 47890 Opstveit (38 moh.). Kjent fra tidligere avsnitt er variasjonene stor i nedbørsmengde mellom disse målestasjonene.

Jeg brukte NVE sine vannføringsmålinger av Djupevad til å bestemme hvilke(n) målestasjon(er) som beskriver nedbørsforholdene i området best. Fra perioden 01.01.2008 til 31.12.2014 hadde Djupevad en gjennomsnittlig observert vannføring på 3100 mm per år. Opstveit har en gjennomsnittlig nedbørsmengde på 3300 mm per år. Med 10 % tap til evapotranspirasjon ender jeg opp med en vannføring på omtrent 2970 mm per år. Det indikerer relativt like nedbørsforhold mellom Djupevad og Opstveit

Ved å benytte Opstveit som referanse til Djupevad ble skaleringsfaktoren lavere enn skaleringsintervallet for ingen produksjonsavvik. Det tilsier at Opstveit mest sannsynlig har høyere nedbørsmengde enn Djupevad. Rosendal som var målestasjonen som hadde de laveste nedbørsverdiene i området rundt Hellaugvatn førte til at skaleringsfaktoren ble for høy uavhengig av hvilken målestasjon jeg benyttet til å representere kraftverket i Årvik. Skaleringsfaktor tre, Sf_3 , varierte fra 0,356 til 0,628. Det viste seg at om jeg unngikk å velge Opstveit og Rosendal som referansestasjon til Hellaugvatn ble skaleringsfaktoren enten innenfor, eller rett i overkant av skaleringsintervallet. I tillegg var alle forslagene bedre enn skaleringsfaktoren jeg benyttet i energiberegningene.

Forslag fire til ny skaleringsfaktor ble funnet ved å ta den gjennomsnittlige verdien av de aktuelle målestasjonene rundt Årvik, og sammenligne den med verdien av den gjennomsnittlige nedbørsmengden av målestasjonene rundt Djupevad. For å gjøre nedbørsmålingene mest mulig sammenlignbar baserte jeg gjennomsnittsverdiene fra måleperioden 2012-2015. Skaleringsfaktor fire ble 0,511. Denne verdien er lavere enn skaleringsfaktoren i energiberegningene, og produksjonsavviket ville blitt redusert.

I likhet med Ytre Alsåker og Øyrabekken var det vanskelig å finne konsistente verdier for nedbørsgradienten. Forslag fem til ny skaleringsfaktor ble dermed forkastet.

Tabell 17 under viser en oversikt over de ulike forslagene til ny skaleringsfaktor for Årvik kraftverk. Skaleringsintervallet for null produksjonsavvik for Årvik kraftverk var 0,454 – 0,472.

Metode	Parameter	Kilde	Verdi
Original	Middelvannføring i NEVINA og vannføring ved Djupevad	NEVINA og målestasjoner NVE	0,575
Forslag 1	Middelvannføring i NEVINA for Årvik og Djupevad	NEVINA	0,536
Forslag 2	Årsnedbør i NEVINA for Årvik og Djupevad	NEVINA	0,536
Forslag 3	Vannføringer fra målestasjonene Kvamsøy og Litledal	Målestasjoner NVE	0,48
Forslag 3	Vannføringer fra målestasjonene Haltestrand og Litledal	Målestasjoner NVE	0,486
Forslag 3	Vannføringer fra målestasjonene Kvamsøy og Husnes	Målestasjoner NVE	0,49
Forslag 4	Gjennomsnittlig nedbørsmengde fra målestasjoner i nærheten av Øyrabekken og Hellaugvatn	Målestasjoner NVE	0,51

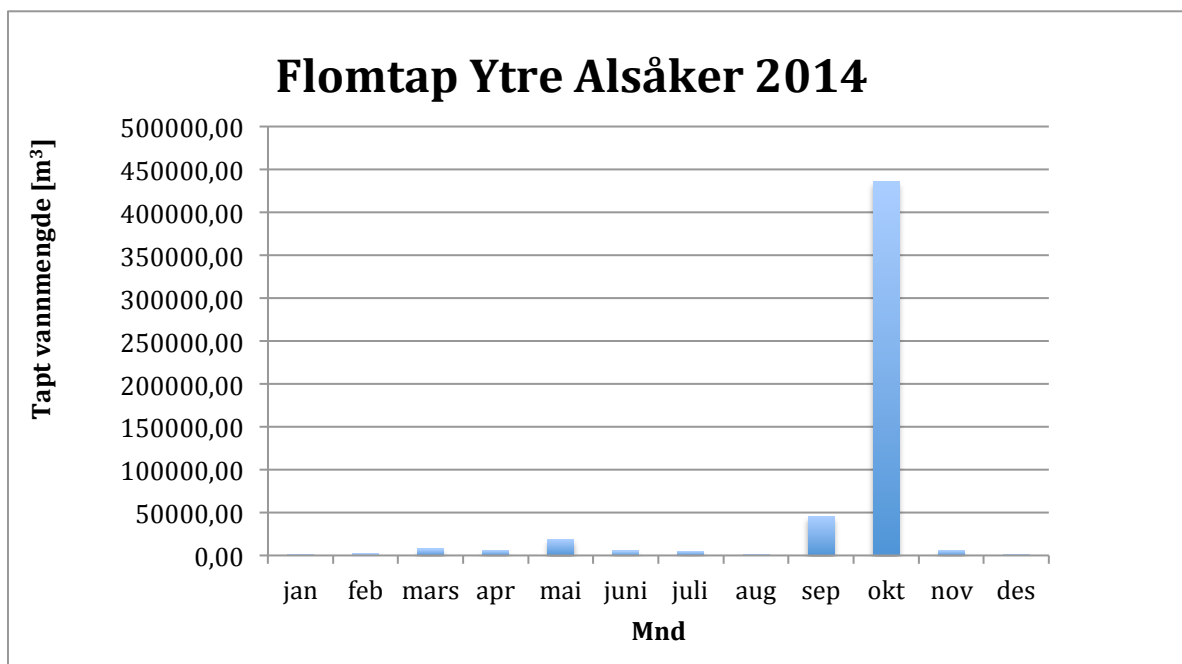
Tabell 17 viser en oppsummering av skaleringsfaktorene for Årvik kraftverk.

5.5 Beregninger av Overløpstap

I perioder der vannføringer i elven er større enn slukeevnen til turbinen vil vannstanden i demningen stige, som kan føre til at vannmengder går tapt i overløpet. En del av årsaken til produksjonsavviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon mente småkraft kunne ligge i dette overløpstapet.

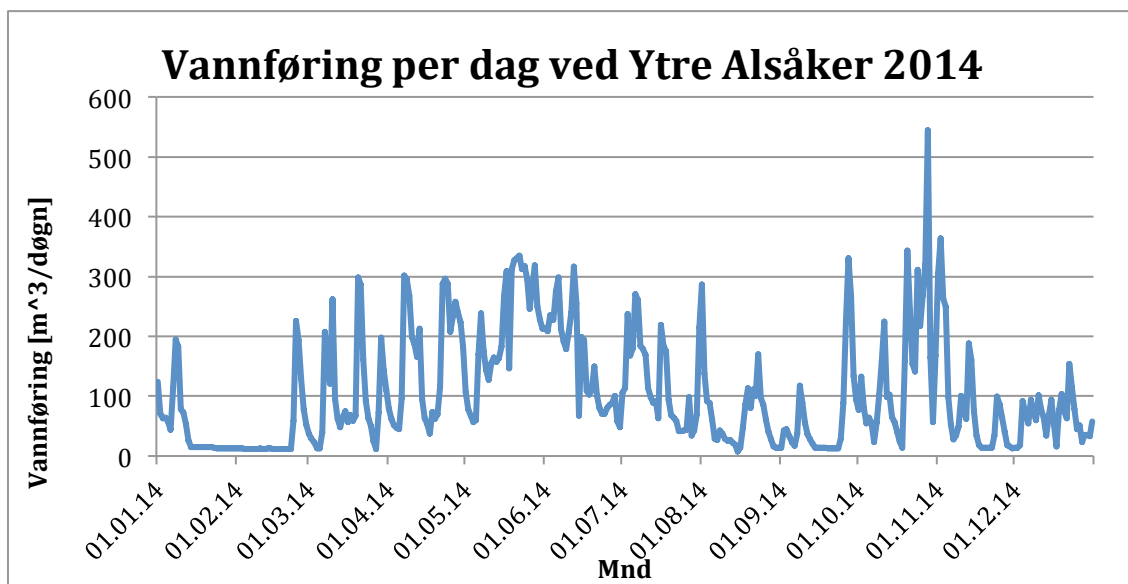
I beregningene av overløpstap benyttet jeg Småkraft sine loggførte verdier av vannstanden i demningen. Ytre Alsåker kraftverk startet med loggføring av vannstanden i slutten av 2013. Øyrabekken og Årvik kraftverk hadde ikke installert trykkmålere for vannstanden i demningen. Beregninger av overløpstap ble dermed kunne gjort for Ytre Alsåker kraftverk. Kapittel 4.3.1 beskriver fremgangsmåten i vannstandsberegningene i 2014 og 2015. I beregningene trengte jeg lengen på overløpsterskelen. I detaljtegningene av demningen var ikke dette målet oppgitt. Den 30.03.2016 var jeg på befaring ved kraftverket i Ytre Alsåker. Her fikk jeg tatt de nødvendige målene for å kunne gjøre overløpsberegningene.

2014 regnes for å være et middels vått år. Figur 22 viser hvordan flomtaperte varierte fra måned til måned i 2014. Basert på figuren ser vi at det nesten ikke er flomtap i andre måneder enn oktober. Oktober står aleine for over 80 % av det totale flomtapet i 2014, se figur 22. Dette skyldes flommen som fant sted den 26.-29. oktober 2014. 50.1 Hølen er en målestasjon som befinner seg omtrent 14 km øst for kraftverket ved Ytre Alsåker målte den 28. oktober kl. 20 en vannføring på 190 m³/s. En så høy vannføring har ikke vært målt ved Hølen siden sommerflommen i 1950, og dermed overskred vannføringen nivået for 50-årsflom.



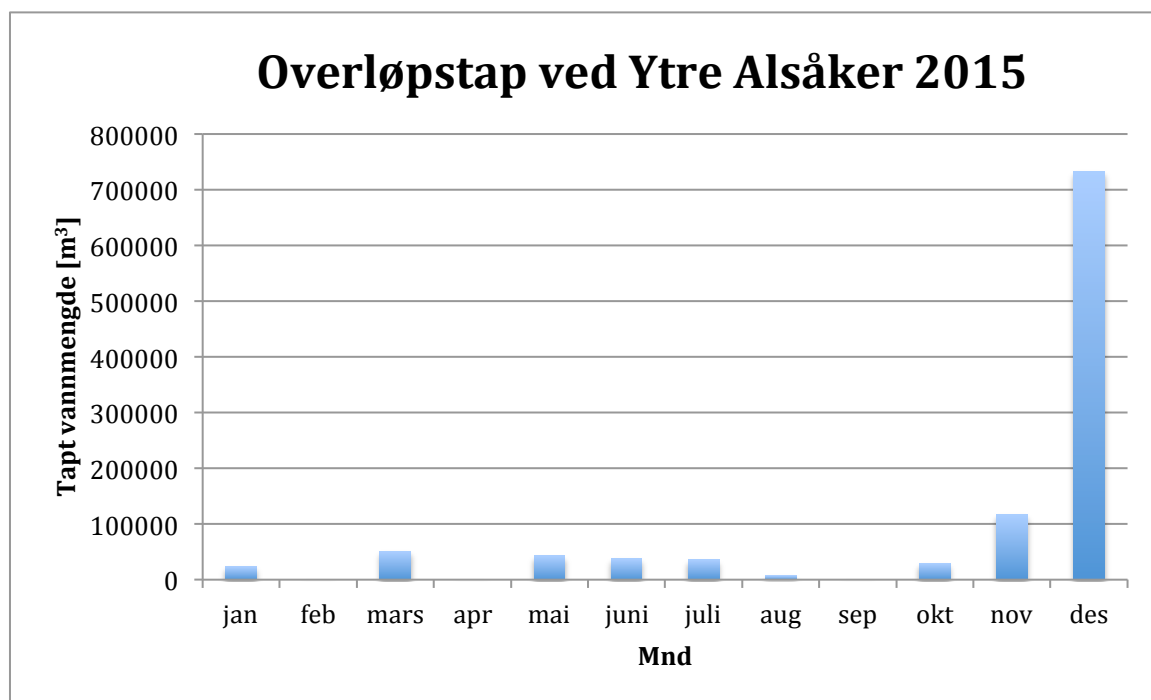
Figur 23 viser de månedlige flomtapet ved Ytre Alsåker i 2014.

Figur 23 viser den observerte vannføringen ved Ytre Alsåker i flomperioden. Figuren viser at dagene i slutten av oktober er hvor vi observerer størst vannføringen i 2014. Her er vannføringen omtrent 200 m³/døgn større enn den nest største verdien. Beregningene av overløpstapet viser at 76 % av det totale flomtapet kom i denne flomperioden. Slike vannmengder er ikke demningen konstruert for å håndtere, og resultatet ble overløpstap. Det totale overløpstapet ved Ytre Alsåker i 2014 var på 1,66 % av den totale vannføringen. Uten flomperioden i oktober ville overløpstapet i 2014 vært på 0,4 % av den totale vannføringen.



Figur 24 viser hvordan vannføringen per døgn ved Ytre Alsåker varierer i 2014.

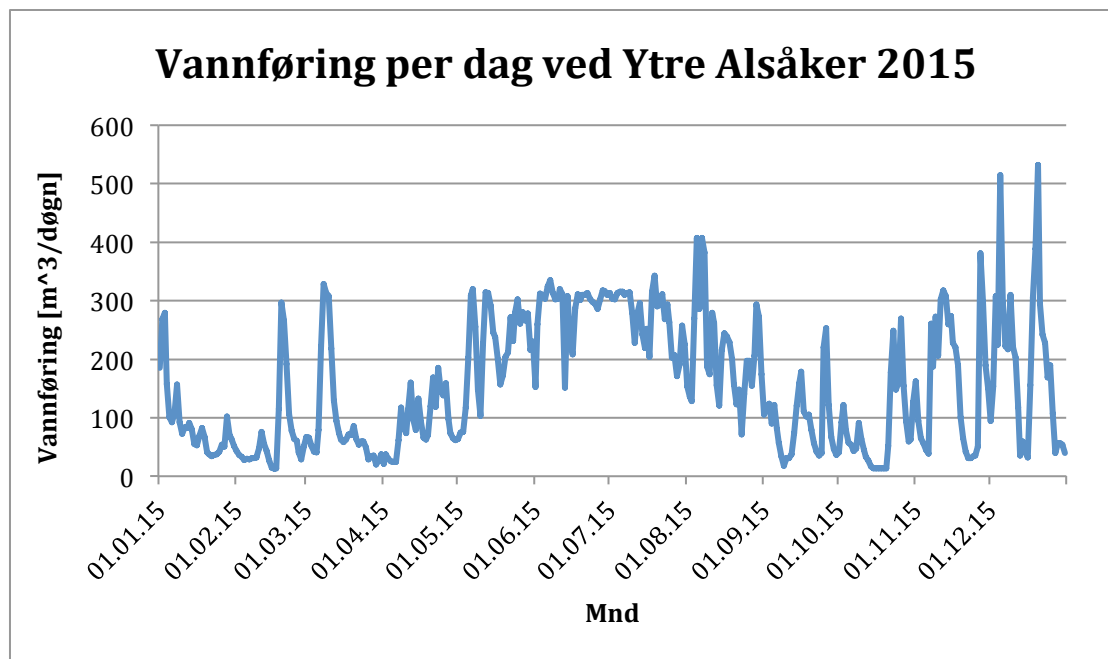
I 2015 var nedbørsmengdene ved Ytre Alsåker høyere enn for 2014, og 2015 ble regnet for å være et vått år. Beregningene av overløpstapet viste at også for 2015 var det en måned som stod for det meste av flomtapet. Figur 24 viser hvordan overløpstapet varierer fra måned til måned i 2015. Slik figuren viser var desember måneden med størst flomtap, og stod for omtrent 67 % av det totale flomtapet.



Figur 25 viser hvordan overløpstapet varierer fra måned til måned i 2015.

Figur 25 viser den observerte vannføringen ved Ytre Alsåker i 2015. Som forventet viser figuren de høyeste observerte vannføringene i desember måned. Store nedbørsmengder på et relativt kort tidsrom forårsaker at vannstanden i demningen stiger. Den 5. og 18.-21. desember var nedbørmengdene så store at det ble tilført større vannmengder enn vannmengdene som gikk til produksjon. I disse periodene var vannstanden på det største nesten én meter over demningen.

Disse to flomperiodene i desember stod for 65 % av det totale flomtaptet i 2015. Av den totale vannføringen i 2015 gikk 2,25 % tapt i overløpet. Uten de to flomtoppene i desember måned ville overløpstapet blitt redusert til 0,78 % av den totale vannføringen.



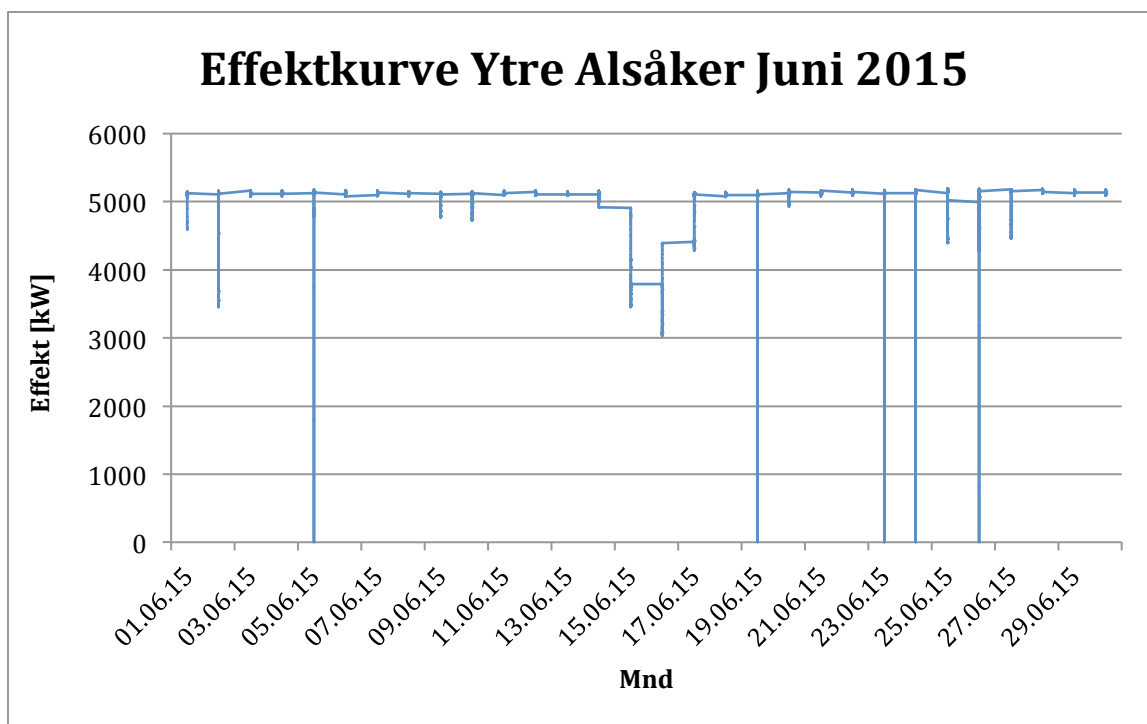
Figur 26 viser hvordan vannføringen per døgn ved Ytre Alsåker varierer i 2015.

Både i 2014 og 2015 var det korte perioder med store vannmengder som forårsaker en stor andel av det totale overløpstapet. Konsekvensene overløpstapet fikk for den totale energiproduksjonen var likevel veldig liten. Med et tap 1,66 % i 2014 førte dette til at den estimerte energiproduksjonen ble redusert fra 19,76 GWh til 19,41 GWh. Med et produksjonsavvik på nesten 30 % kan vi nå utelukke at høye overløpstap er årsaken til dette.

I 2015 var overløpstapet på 2,25 %, som reduserte den estimerte energiproduksjonen fra 23,26 GWh til 23,0 GWh. Den faktiske produksjonen i 2015 var på 21,44 GWh. Dermed skyldes 1,56 GWh av det totale produksjonsavviket på 1,82 GWh andre årsaker enn overløpstap.

5.6 Tap grunnet uventet driftsstans

I likhet med vannstandsmålingen hadde jeg bare mulighet til å beregnet tap på grunn av driftsstans ved Ytre Alsåker. Driftsstans ved anlegget ble identifiseres ved at kraftverkseffekten stuper fra høye effekter til null effekt. Primært skyldes disse effektfallene utfall av nettet eller trip fra kontrollsystemet. Jeg benyttet effektkurver, slik figur 26 viser, til å lokalisere effektfallene.



Figur 27 viser effektkurven ved Ytre Alsåker i juni måned 2015.

Bare i juni måned har Ytre Alsåker fire effektfall hvor effekten stuper fra maksimal effekt til null effekt. Veldig ofte varer ikke slike driftsstanser lenger enn én time, men om tilfellen av effektfall oppstår mange ganger i løpet av en måned blir konsekvensene en redusert energiproduksjon. Antall effektfall i løpet av en måned varierte. Det var heller ikke alltid at effektfalet oppstod når kraftverket hadde maksimal produksjon.

Beregningene av tapt GWh på grunn av uventede driftsstopp ble i 2014 på ca. 0,48 GWh. Med en totalproduksjon på 13,85 GWh i 2014, tilsvarer dette 3,5 % av den totale produksjonen i Ytre Alsåker. I 2015 viste beregningene at 0,24 GWh gikk tapt på grunn av effektfall. Dette året hadde Ytre Alsåker en totalproduksjon på 21,43 GWh. Effektfalet utgjorde 1,1% av den totale produksjonen ved Ytre Alsåker dette året.

Som nevnt tidligere i oppgaven var produksjonsavviket ved Ytre Alsåker i 2014 lik 30 %, mens for 2015 var det på 7,4 %. Dermed kan ikke det store produksjonsavviket forklares med disse effektfaletten.

5.7 Tap grunnet kalde vinterdager

Da jeg var på befaring til Ytre Alsåker den 30.03.2016 diskuterte jeg og grunneier av kraftverket, Per Mælen, forholdene på kalde vintersdager. Grunneier fortalte at på kalde vintersdager, når isklumper var tilstede i demningen, ble kraftverket kjørt med redusert hastighet. Hensikten med det er å unngå at store isklumper med høy hastighet skal komme inn i vannveien, som kan føre fører til ødeleggelser på f.eks. turbinen.

Ved å kjøre kraftverket på redusert hastighet i perioder det befinner seg is i demningen vil føre til reduksjon i den årlige energiproduksjonen. Dessverre har jeg ikke gjort beregninger på hvor mye som år tapt med dette sikkerhetstiltaket. Mye av årsaken til det skyldes at det er vanskelig å si noen om hvilke perioder kraftverket driftes med redusert effekt på grunn av lite vannføring i elven, og hvilke perioder det skyldes dette sikkerhetstiltaket. Uansett kan nok ikke dette forklare et produksjonsavvik på 15 – 20 %, men kanskje en del av det store bilde.

6. Konklusjon

Basert på resultatene i kapittel 5 er avviket mellom faktisk og estimert energiproduksjon et problem for alle tre kraftverkene. Uavhengig av produksjonsregimet var den estimerte energiproduksjonen høyere enn den faktiske for de tre kraftverkene.

Resultatene av overløpstapet viste at dette ikke kan forklare mer enn en liten del av det store produksjonsavviket. Avviket kan heller ikke forklares med uventede driftsstopper som effektfallene beskrevet i kapittel 5.6.

Avviket mellom faktisk og estimert energiproduksjon skyldes primært en for høy estimert vannføring. For å redusere den estimerte vannføringen beregnet jeg nye skaleringsfaktorer. De to første forslagene til ny skaleringsfaktor baserte seg på NEVINA verdiene av middelvannføringen og årsnedbøren. De to parameterne var hentet fra to separate datakilder, og det var dermed ingen sammenheng mellom de to verdiene.

Alle kraftverk fikk et redusert produksjonsavvik ved å bruke NEVINA parametere for til å finne en ny skaleringsfaktor. Årsaken til forbedringen skyldes mest sannsynlig at jeg sammenligner to NEVINA verdier som begge er estimert fra samme modell. Usikkerheten i NEVINA på 5 – 20 % ligger i begge verdiene, og en eventuell oppjustering av vannføringen kan her befinne seg i begge verdiene. Resultatene viser at produksjonsavviket ble redusert for alle tre kraftverkene ved bruk av skaleringsfaktor én og to.

De store lokale nedbørsvariasjonene gjorde det vanskelig å estimere en ny skaleringsfaktor basert på nedbørsmengder av målestasjoner i nærområdet til kraftstasjonene og de tilhørende vannmerkene. Selv om skaleringsfaktor tre og fire reduserte avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon ved bruk av de rette målestasjonene, var usikkerheten rundt nedbørsforholdene så store at uten informasjon om den faktiske energiproduksjonen hadde jeg slitt med å finne representative målestasjoner for kraftverksområdet og området rundt vannmerket.

Skaleringsfaktor fem ble forkastet for alle kraftverkene. Årsaken skyldes vanskelighetene med å definere nedbørsgradient for de ulike områdene. Nedbørsendringene i høyde over havet var veldig avhengig hvilke målestasjoner jeg benyttet, og for et og samme området kunne nedbørsgradienten vise to helt forskjellige verdier.

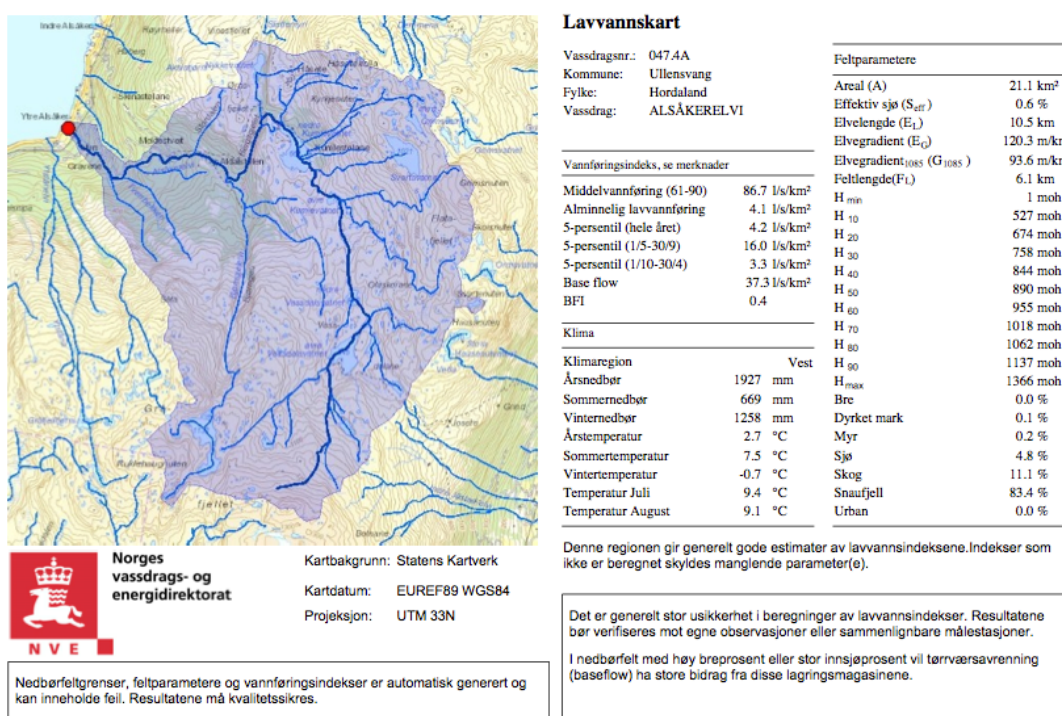
Problemet til Småkraft AS er at de ikke har informasjon om vannføringene i kraftverksområdene. I tillegg er det er knyttet en del usikkerheter rundt estimerte vannføringen. Figur 20 og 21 viser hvor stor forskjellen er på den estimert og observert vannføringen ved Ytre Alsåker. Basert på resultatene i kapittel 5 er det grunn til å tro at situasjonen er tilsvarende for Øyrabekken og Årvik kraftverk. En løsning for Småkraft AS kan være å installere nedbørmålere i kraftverksområdene de opplever store produksjonsavvik. Videre kan de målte verdiene fra nedbørmåleren sammenlignes med estimerte nedbørsverdiene.

Før Småkraft finner en bedre løsning på å beregne den estimerte vannføringen, er skaleringsfaktor én og to forslagene som er tryggest å bruke. Begge faktorene fører til et mer korrekt bilde av den estimerte vannføringen enn skaleringsfaktoren som har blitt benyttet til nå.

7. Vedlegg

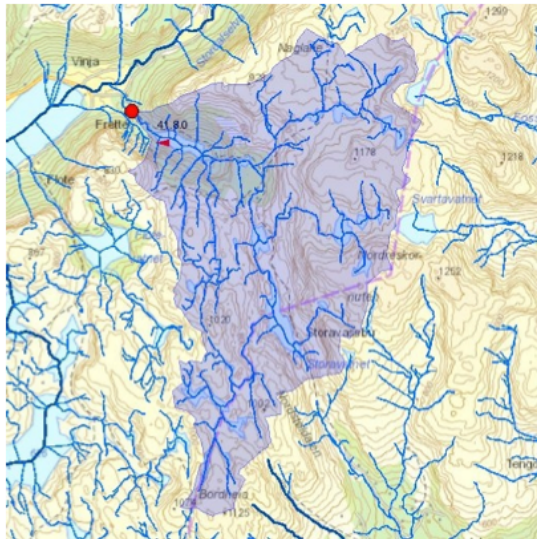
1. Valg av sammenligningsstasjon/vanmerke.

Valg av vanmerke ble tatt på bakgrunn av kriteriene beskrevet i kapittel 4.1. Jeg benyttet NVE sitt lavvannsverktøy NEVINA til å finne feltparametrene for kraftverksområdet, vist i vedlegg 1. Vedlegg 1 viser lavvannsdata for nedbørfeltet i Ytre Alsåker.



Vedlegg 1 lavvannsdata for Ytre Alsåker

Videre ble målet å finne et område med tilsvarende feltparametre. Vanmerket for Ytre Alsåker ble Hellaugvatn. Vedlegg 1 viser lavvannsdata for nedbørfeltet ved Hellaugvatn.



Norges vassdrags- og energidirektorat

Kartbakgrunn: Statens Kartverk
Kartdatum: EUREF89 WGS84
Projeksjon: UTM 33N

Nedbørfeltgrenser, feltparametere og vannføringsindekser er automatisk generert og kan inneholde feil. Resultatene må kvalitetssikres.

Lavvannskart

Vassdragsnr.: 041.D
Kommune: Etne
Fylke: Hordaland
Vassdrag: ETNEVASSDRAGET

Feltparametere

Areal (A)	27.7 km ²
Effektiv sjø (S _{eff})	2.0 %
Elvelengde (E _l)	11.1 km
Elvegradient (E _g)	78.4 m/km
Elvegradient ₁₀₈₅ (G ₁₀₈₅)	76.3 m/km
Feltlengde(F _l)	7.8 km
H _{min}	178 moh.
H ₁₀	541 moh.
H ₂₀	632 moh.
H ₃₀	726 moh.
H ₄₀	810 moh.
H ₅₀	903 moh.
H ₆₀	932 moh.
H ₇₀	980 moh.
H ₈₀	1034 moh.
H ₉₀	1089 moh.
H _{max}	1265 moh.
Bre	0.0 %
Dyrket mark	0.0 %
Myr	0.4 %
Sjø	7.7 %
Skog	9.5 %
Snauffjell	81.6 %
Urban	0.0 %

Vannføringsindeks, se merknader

Middelvannføring (61-90)	125.9 l/s/km ²
Alminnelig lavvannføring	6.1 l/s/km ²
5-persentil (hele året)	6.7 l/s/km ²
5-persentil (1/5-30/9)	20.5 l/s/km ²
5-persentil (1/10-30/4)	5.2 l/s/km ²
Base flow	47.8 l/s/km ²
BFI	0.4

Klima

Klimaregion	Vest
Årsnedbør	2953 mm
Sommernedbør	1045 mm
Vinternedbør	1908 mm
Årstemperatur	2.7 °C
Sommertemperatur	7.2 °C
Vintertemperatur	-0.5 °C
Temperatur Juli	9.0 °C
Temperatur August	8.9 °C

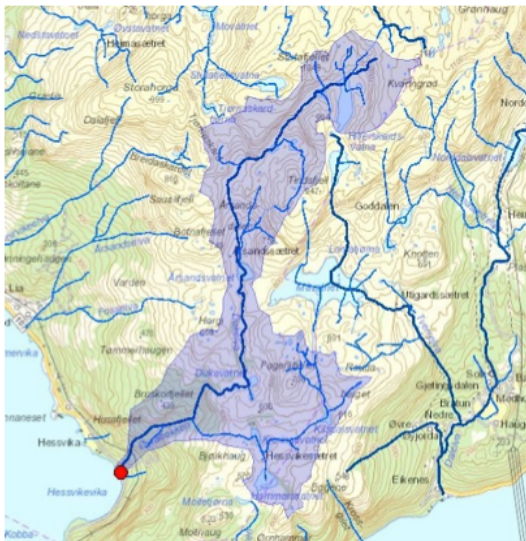
Denne regionen gir generelt gode estimater av lavvannindeksene. Indekser som ikke er beregnet skyldes manglende parameter(e).

Det er generelt stor usikkerhet i beregninger av lavvannindekser. Resultatene bør verifiseres mot egne observasjoner eller sammenlignbare målestasjoner.

I nedbørfelt med høy breprosent eller stor innsjøprosent vil tørrvæsavrenning (baseflow) ha store bidrag fra disse lagringsmagasinene.

Vedlegg 2 viser lavvannsdata for nedbørfeltet ved Hellaugvatn

Vedlegg 3 viser lavvannsdata for nedbørfeltet til Øyrabekken kraftverk.



Norges vassdrags- og energidirektorat

Kartbakgrunn: Statens Kartverk
Kartdatum: EUREF89 WGS84
Projeksjon: UTM 33N

Nedbørfeltgrenser, feltparametere og vannføringsindekser er automatisk generert og kan inneholde feil. Resultatene må kvalitetssikres.

Lavvannskart

Vassdragsnr.: 046.51A
Kommune: Jondal
Fylke: Hordaland
Vassdrag: ØYRABEKKEN

Feltparametere

Areal (A)	6.2 km ²
Effektiv sjø (S _{eff})	0.6 %
Elvelengde (E _l)	7.1 km
Elvegradient (E _g)	146.4 m/km
Elvegradient ₁₀₈₅ (G ₁₀₈₅)	116.9 m/km
Feltlengde(F _l)	5.7 km
H _{min}	1 moh.
H ₁₀	476 moh.
H ₂₀	554 moh.
H ₃₀	583 moh.
H ₄₀	616 moh.
H ₅₀	652 moh.
H ₆₀	741 moh.
H ₇₀	843 moh.
H ₈₀	921 moh.
H ₉₀	978 moh.
H _{max}	1105 moh.
Bre	0.0 %
Dyrket mark	0.0 %
Myr	0.3 %
Sjø	3.6 %
Skog	12.8 %
Snauffjell	81.0 %
Urban	0.0 %

Vannføringsindeks, se merknader

Middelvannføring (61-90)	93.2 l/s/km ²
Alminnelig lavvannføring	4.5 l/s/km ²
5-persentil (hele året)	4.7 l/s/km ²
5-persentil (1/5-30/9)	11.7 l/s/km ²
5-persentil (1/10-30/4)	3.7 l/s/km ²
Base flow	40.1 l/s/km ²
BFI	0.4

Klima

Klimaregion	Vest
Årsnedbør	2202 mm
Sommernedbør	817 mm
Vinternedbør	1385 mm
Årstemperatur	4.0 °C
Sommertemperatur	8.4 °C
Vintertemperatur	0.9 °C
Temperatur Juli	10.2 °C
Temperatur August	10.1 °C

Denne regionen gir generelt gode estimater av lavvannindeksene. Indekser som ikke er beregnet skyldes manglende parameter(e).

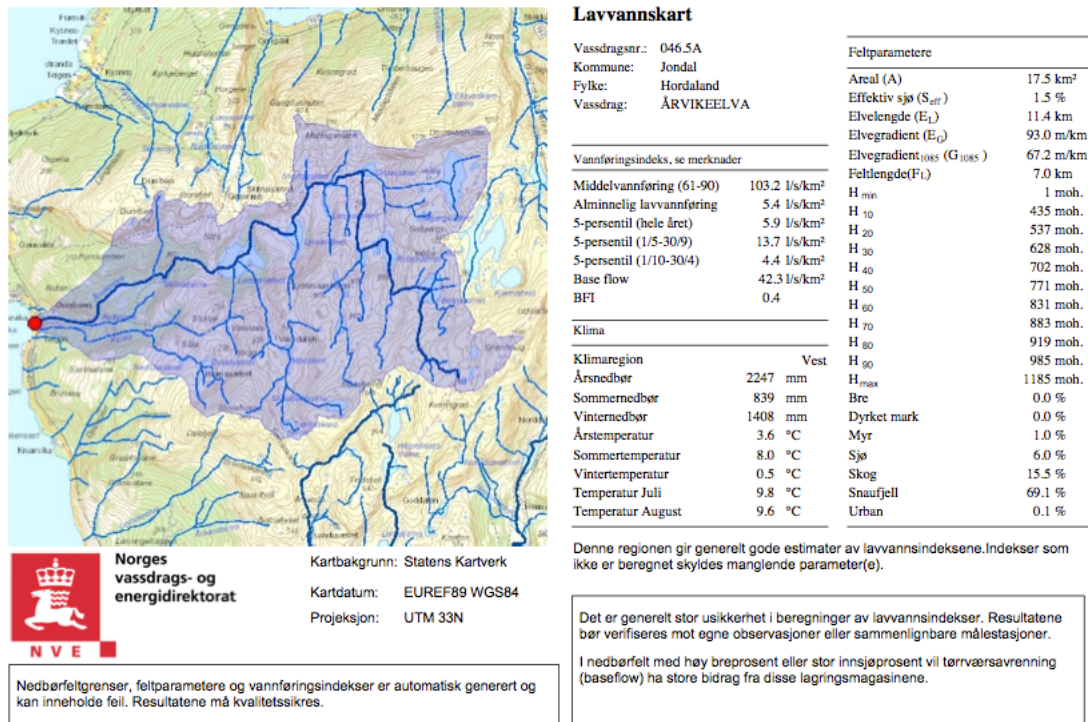
Det er generelt stor usikkerhet i beregninger av lavvannindekser. Resultatene bør verifiseres mot egne observasjoner eller sammenlignbare målestasjoner.

I nedbørfelt med høy breprosent eller stor innsjøprosent vil tørrvæsavrenning (baseflow) ha store bidrag fra disse lagringsmagasinene.

Vedlegg 3 viser lavvannsdata for nedbørfeltet ved Øyrabekken kraftverk

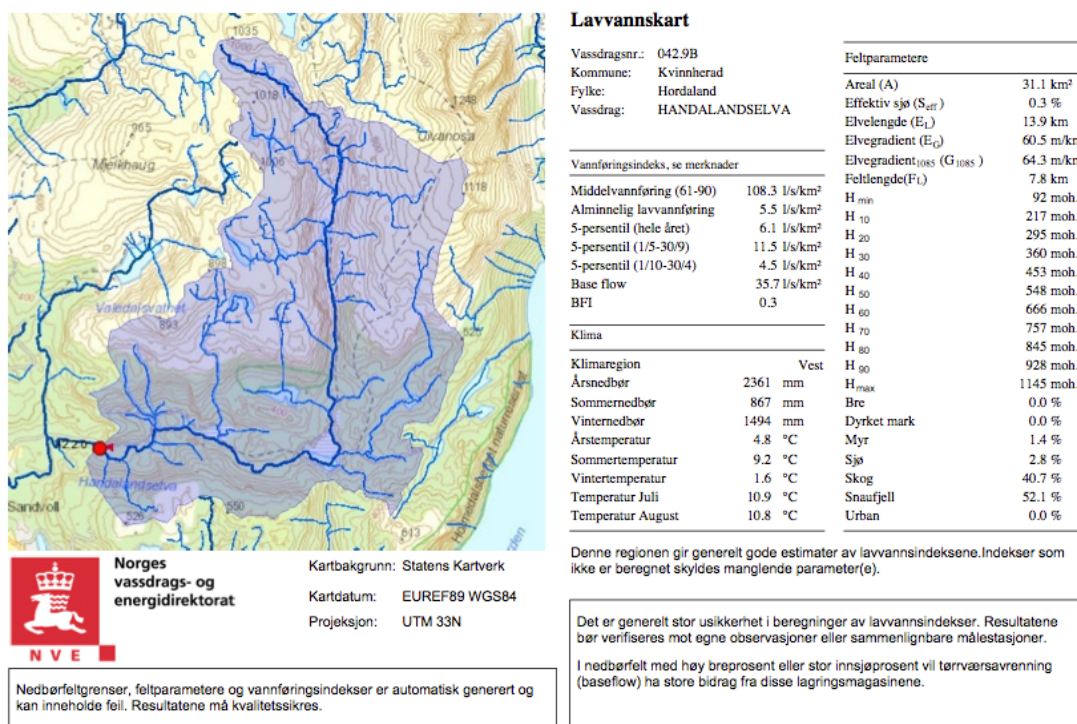
Øyrabekken og Ytre Alsåker her begge Hellaugvatn som vannmerke. Se vedlegg 2 for lavvannsdata for det valgte vannmerke til Øyrabekken.

Lavvannsdataen til nedbørfeltet ved Årvik kraftverk er oppgitt i vedlegg 4.



Vedlegg 4 viser lavvannsdata for nedbørfeltet ved Årvik kraftverk.

Vannmerke til Årvik kraftverk ble Djupevad. Vedlegg 5 viser lavvannsdataen for nedbørfeltet til Djupevad.



Vedlegg 5 viser lavvannsdata for det valgte vannmerke for Årvik kraftverk, Djupevad.

2. Excel-arket til produksjonsberegninger

Vedlegg 6 under viser hvordan den estimerte vannføringen til de ulike lokasjonene blir plottet i excel-arket. Den estimerte vannføringen er loggført med en gjennomsnittlig verdi per dag.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K		
1	TIDSSERIE						Qmiddel		1,807				
2													
3													
4													
5	Importerte døgnmålinger fra NVE				Hjelpetabell per år per dag				Vannføring m3/s				
6	Dato:	Klokkeslett:	Vannmengde [m3/s]:		År:	Måned	Dag i måned:	Dag i året	Hele året	Sommer	Vinter		
7	01.01.74	12:00,	1,14		1974	1	1	1	1,138	-	1,138		
8	02.01.74	12:00,	0,91		1974	1	2	2	0,908	-	0,908		
9	03.01.74	12:00,	0,83		1974	1	3	3	0,827	-	0,827		
10	04.01.74	12:00,	0,64		1974	1	4	4	0,638	-	0,638		
11	05.01.74	12:00,	0,75		1974	1	5	5	0,747	-	0,747		
12	06.01.74	12:00,	1,41		1974	1	6	6	1,408	-	1,408		
13	07.01.74	12:00,	1,05		1974	1	7	7	1,046	-	1,046		
14	08.01.74	12:00,	0,47		1974	1	8	8	0,465	-	0,465		
15	09.01.74	12:00,	0,95		1974	1	9	9	0,954	-	0,954		
16	10.01.74	12:00,	0,56		1974	1	10	10	0,557	-	0,557		
17	11.01.74	12:00,	0,47		1974	1	11	11	0,465	-	0,465		
18	12.01.74	12:00,	0,47		1974	1	12	12	0,465	-	0,465		
19	13.01.74	12:00,	0,79		1974	1	13	13	0,787	-	0,787		
20	14.01.74	12:00,	1,47		1974	1	14	14	1,465	-	1,465		
21	15.01.74	12:00,	1,19		1974	1	15	15	1,189	-	1,189		
22	16.01.74	12:00,	0,87		1974	1	16	16	0,868	-	0,868		
23	17.01.74	12:00,	0,67		1974	1	17	17	0,672	-	0,672		
24	18.01.74	12:00,	5,48		1974	1	18	18	5,476	-	5,476		
25	19.01.74	12:00,	6,61		1974	1	19	19	6,608	-	6,608		
26	20.01.74	12:00,	7,54		1974	1	20	20	7,545	-	7,545		
27	21.01.74	12:00,	2,34		1974	1	21	21	2,344	-	2,344		
28	22.01.74	12:00,	1,41		1974	1	22	22	1,408	-	1,408		
29	23.01.74	12:00,	1,19		1974	1	23	23	1,189	-	1,189		
30	24.01.74	12:00,	3,81		1974	1	24	24	3,810	-	3,810		
31	25.01.74	12:00,	3,40		1974	1	25	25	3,402	-	3,402		
32	26.01.74	12:00,	3,11		1974	1	26	26	3,114	-	3,114		
33	27.01.74	12:00,	1,77		1974	1	27	27	1,770	-	1,770		
34	28.01.74	12:00,	1,29		1974	1	28	28	1,293	-	1,293		
35	29.01.74	12:00,	0,87		1974	1	29	29	0,868	-	0,868		
36	30.01.74	12:00,	0,71		1974	1	30	30	0,713	-	0,713		
37	31.01.74	12:00,	0,67		1974	1	31	31	0,672	-	0,672		

Vedlegg 6 viser hvordan den estimerte vannføringen for kraftverksområdet ble plottet i excel-arket

Vedlegg 7 viser hvordan kraftverksdataen blir plottet i excel-arket for energiberegninger. Kraftverksdataen og vannføringen i figur 27 danner grunnlaget for energiproduksjonen til kraftverkene.

Kraftverksdata		
Inntak	222	moh
Turbinsenter	6	moh
Brutto fallhøyde	216	m
Slukeevne	2,99	m ³ /s
Minste slukeevne	0,45	m ³ /s
Tap pga korte flomtopper	2 %	

Pelton: $Q_{min} = 0,05 \cdot Q_{maks}$
Francis: $Q_{min} = 0,1 \cdot Q_{maks}$

161 % av Q_{middel}
15 % av Q_{maks}

OBS! Pelton kjøres i praksis ned til 3% av Q_{maks} , men regnearket fungerer bare for slukeevner over 5%

	Rør 1	Rør 2	
Røringde	990	0	m
Rørdiameter	900	0	mm
Falltapskoeff	0,012	0	
Areal rør	0,64	-	m ²
Maks hastighet rør	4,70	-	m/s
Maks falltap	14,9	-	m
Totalt falltap	14,9		m
Total røringde	990		m
Netto fallhøyde	201		m

Falltapskoeffisient
GRP og PE: 0,012
GJS: 0,0135

Vanlig periode sommer/vinter:
Sommer: 1/5 - 30/9
Vinter: 1/10 - 30/4

Minstevannføring		Fra	Til
Sommer	0,120 m ³ /s	1.5.	30.9.
Vinter	0,120 m ³ /s	1.10.	30.4.
Snitt	0,120 m ³ /s		
Dag i året		Fra	Til
41274	sommer vinter	121 274	273 120

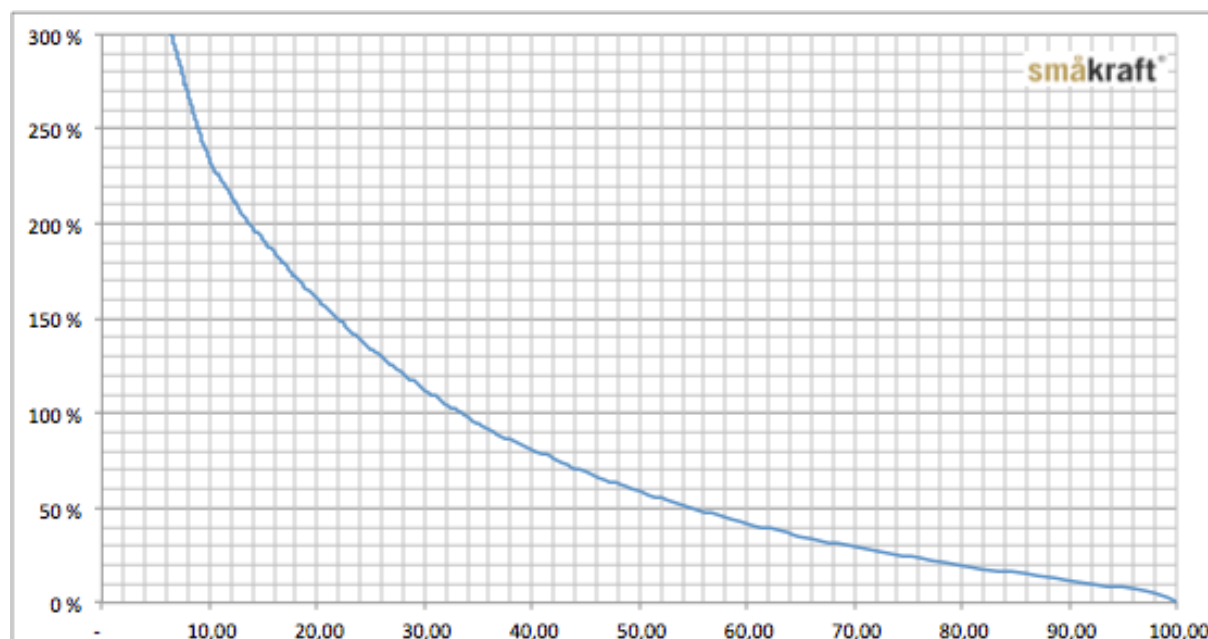
Q_{middel}	1,86	m ³ /s
Årlig tilsig	58,63	mill m ³ /år
Midlere energiekvivalent	0,47	kWh/m ³
Brukstid	3634	h
Kubisk middelvannføring turbin	2,49	83 % m ³ /s

Maks effekt turbin (installert effekt)	5 354	kW
Tilsynelatende effekt generator (cos phi = 0,9)	5 949	kVA
Trafoytelse	6 500	kVA
Løvert effekt	5 089	kW
Løvert effekt min	682	kW

OBS! Lavere generatorvirkningsgrad ved cos phi = 0,9

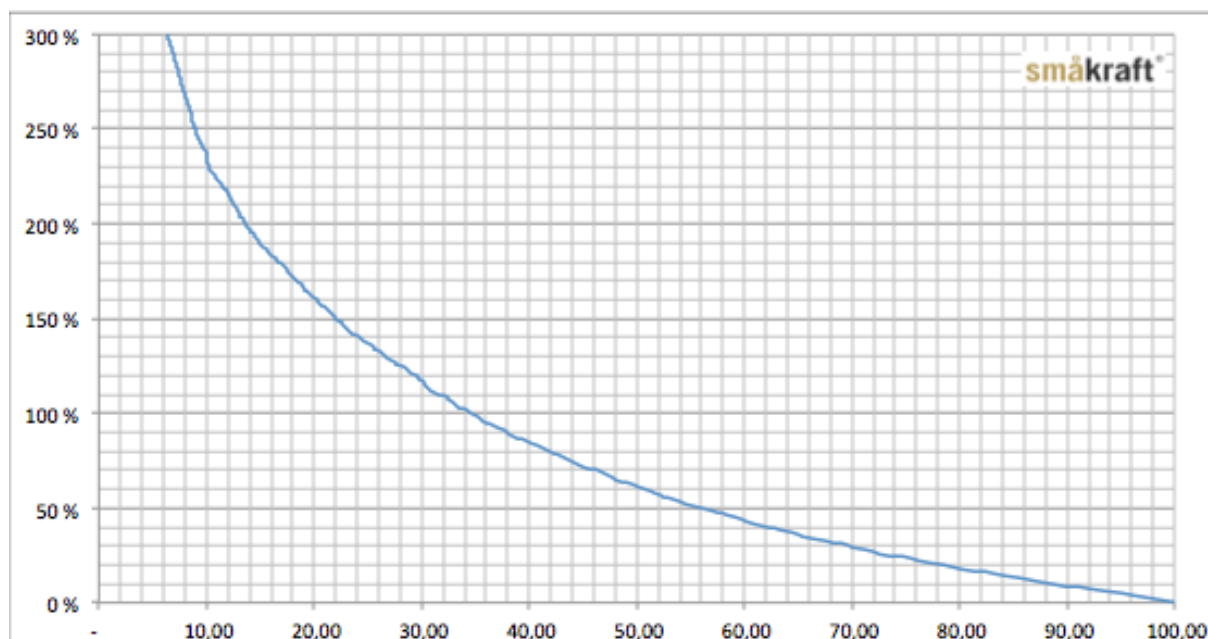
Vedlegg 7 viser hvordan kraftverksdataen ble plottet i excel-arket

Basert på den estimerte vannføringen beregnet excel-arket varighetskurver for kraftverksområdene. Vedlegg 8 viser varighetskurven til Ytre Alsåker med vannføring fra 1974-2014. Langs y-aksen er det oppgitt en prosentverdi av middelvannføringen. Langs x-aksen kan man lese av andelen av tiden man har de ulike vannføringene.



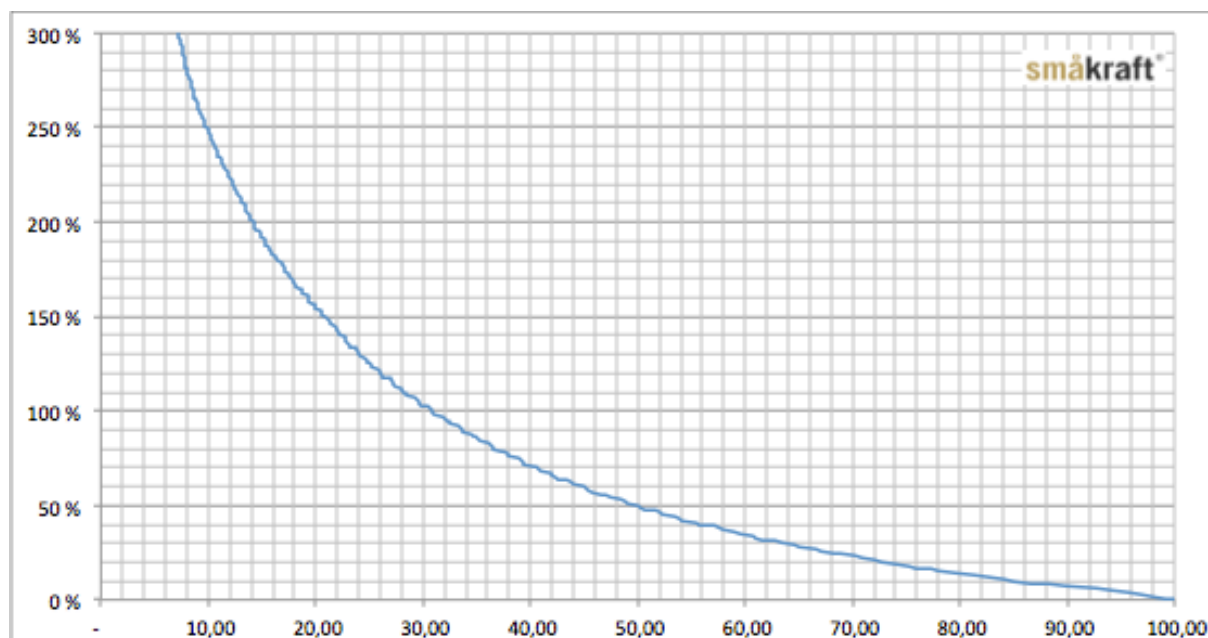
Vedlegg 8 viser varighetskurven av vannføringen ved Ytre Alsåker i perioden 1974-2014

Vedlegg 9 viser varighetskurven for Øyrabekken kraftverk fra perioden 1982-2014.



Vedlegg 9 viser varighetskurven for Øyrabekken kraftverk i perioden 1982-2014.

Varighetskurven til Årvik er illustrert i vedlegg 10.

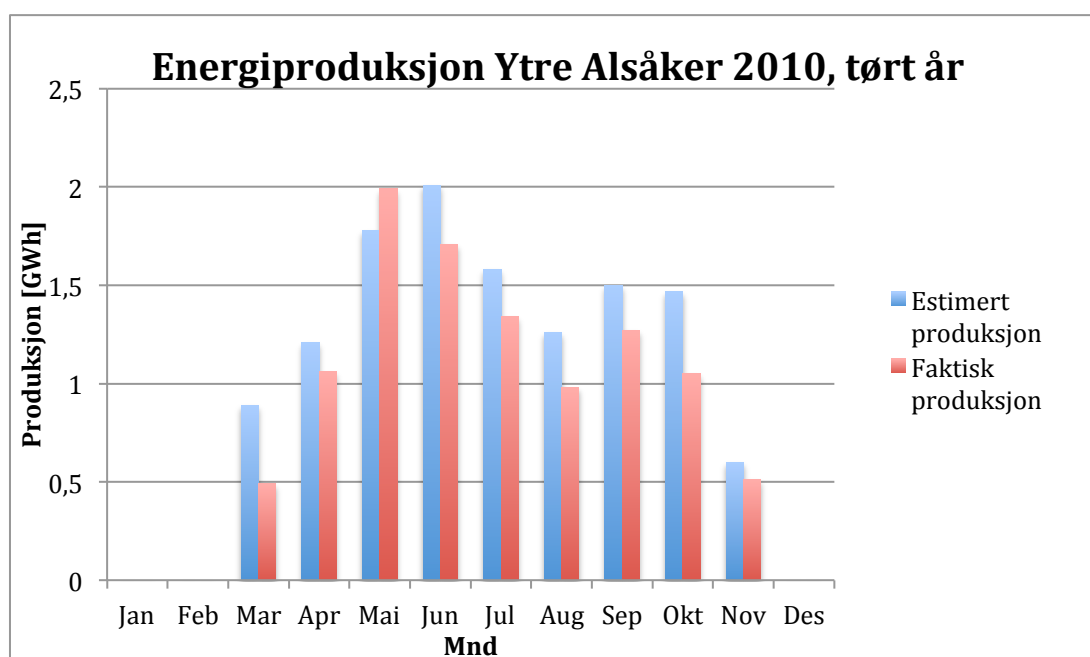


Vedlegg 10 viser varighetskurven for Årvik kreftverk i perioden 1974-2014

3. Produksjonsavvik

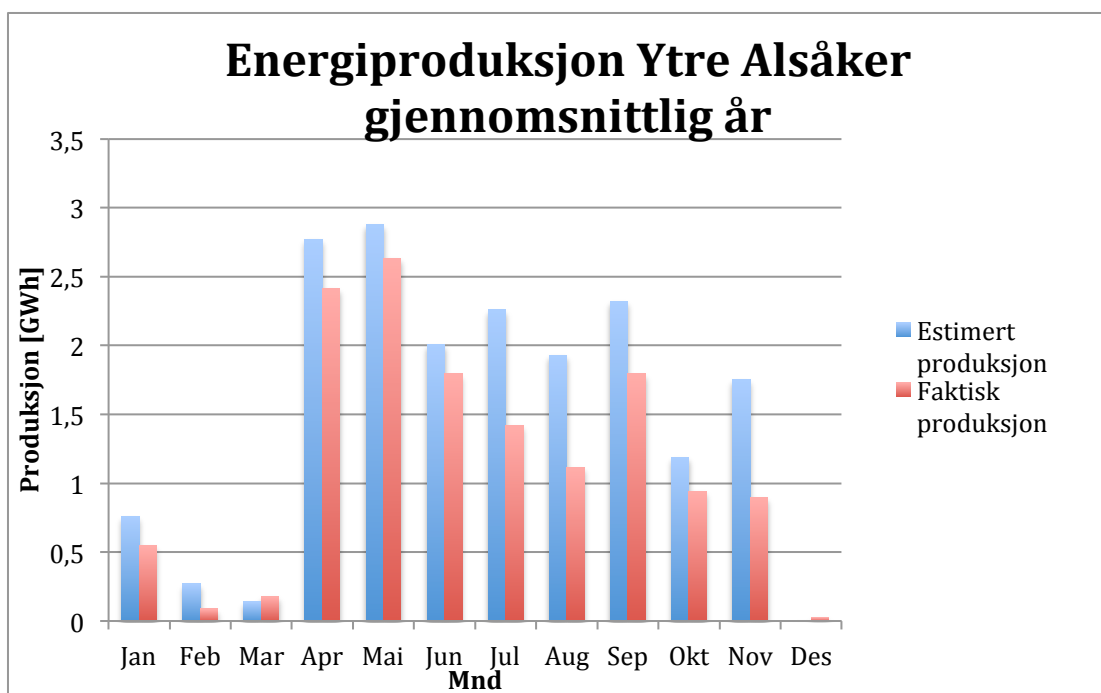
Her vil jeg presentere produksjonsavviket for det ulike produksjonsregimene (tørt, middels og vått år) til hver av de tre kraftverkene.

I vedlegg 11-13 finner man diagrammer som viser produksjonsavviket for Ytre Alsåker. Vedlegg 11 viser hvordan den estimerte og faktiske produksjonen varierer med hverandre fra måned til måned for et tørt år.



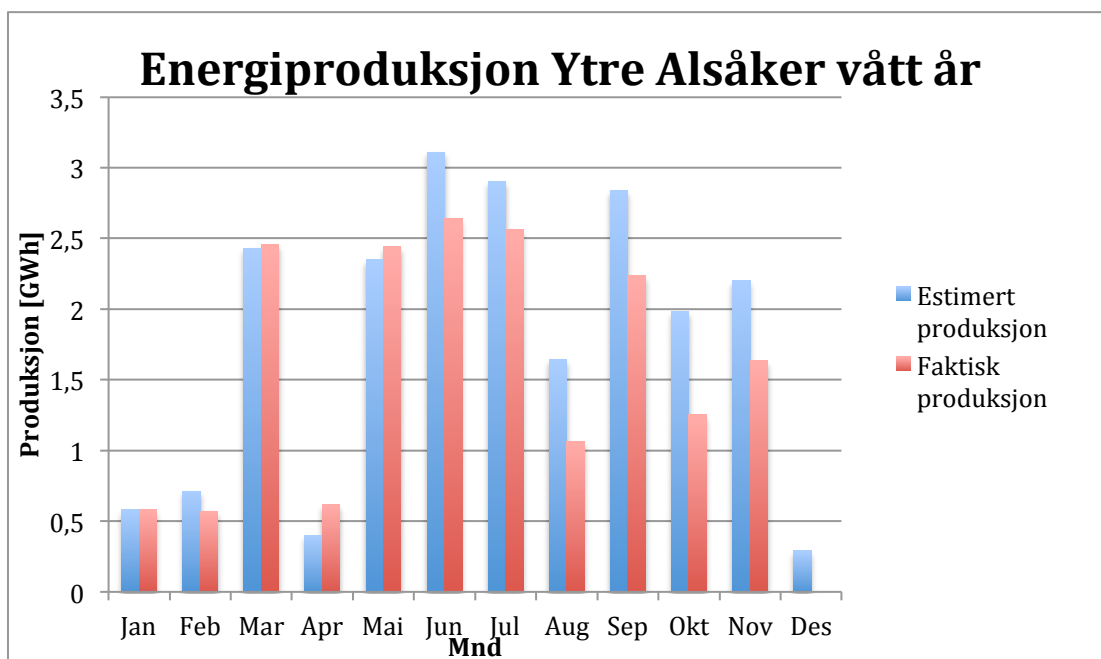
Vedlegg 11 viser hvordan den estimerte og faktiske energiproduksjonen for Ytre Alsåker varierer i et tørt år.

Vedlegg 12 viser produksjonsavviket for Ytre Alsåker for et gjennomsnittlig vått år.



Vedlegg 12 viser hvordan den estimerte og faktiske energiproduksjonen varierer for Ytre Alsåker i et gjennomsnittlig vått år.

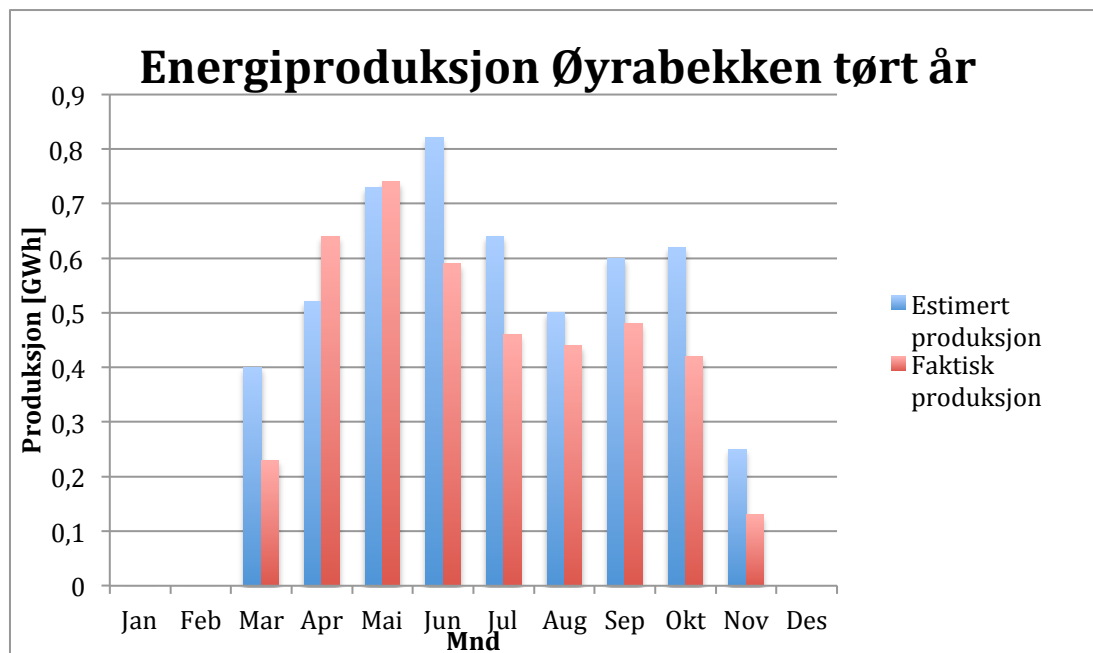
Vedlegg 13 viser produksjonsavviket ved Ytre Alsåker for et vått år.



Vedlegg 13 viser hvordan den estimerte og faktiske energiproduksjonen varierer for Ytre Alsåker i et vått år.

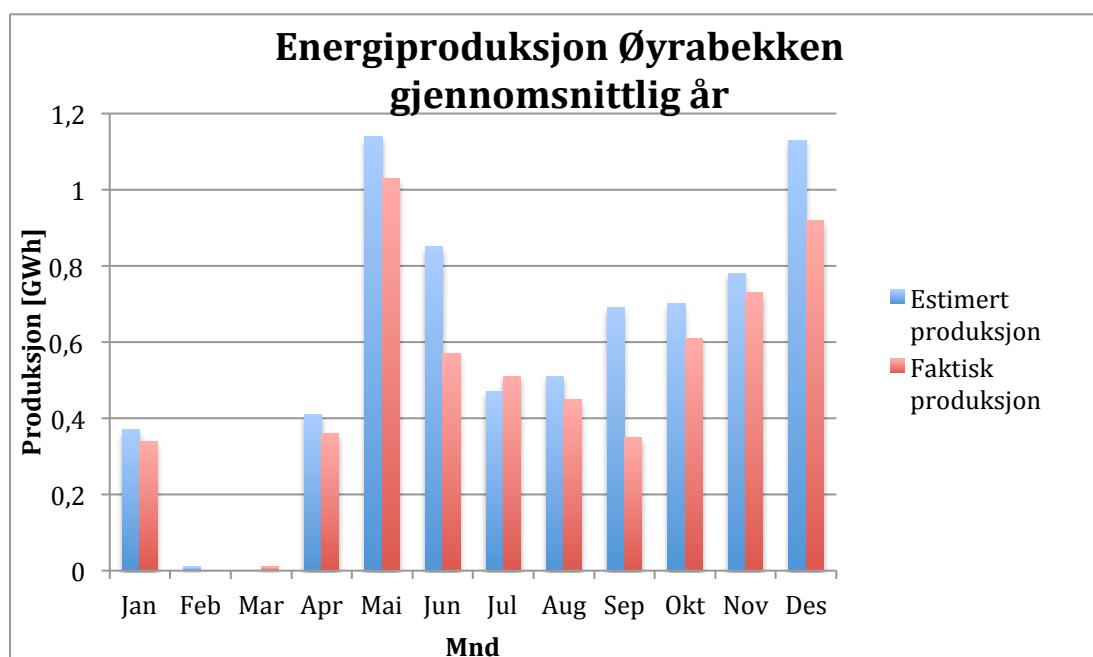
Vedlegg 14-16 viser produksjonsavviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon for det tre produksjonsregimene for Øyrabekken kraftverk.

Vedlegg 14 viser hvordan den estimert og faktisk energiproduksjonen variere ved Øyrabekken i et tørt år.



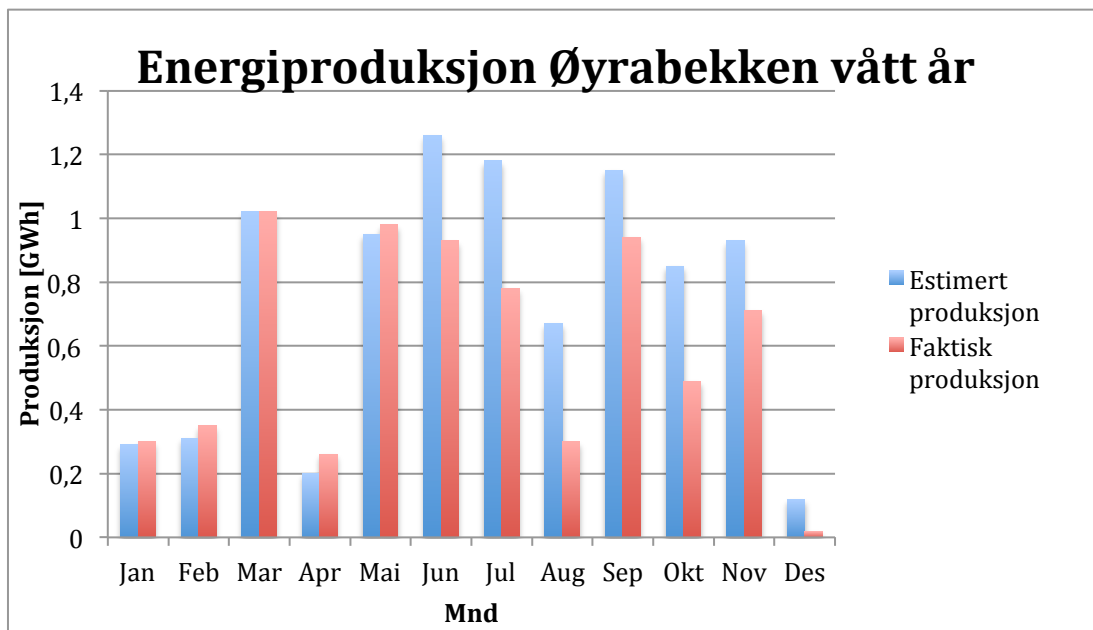
Vedlegg 14 viser hvordan produksjonsavviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon er ved Øyrabekken i et tørt år.

Vedlegg 15 viser avviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon for Øyrabekken i et gjennomsnittlig vått år.



Vedlegg 15 viser den estimert og faktiske energiproduksjonen for Øyrabekken i et gjennomsnittlig vått år.

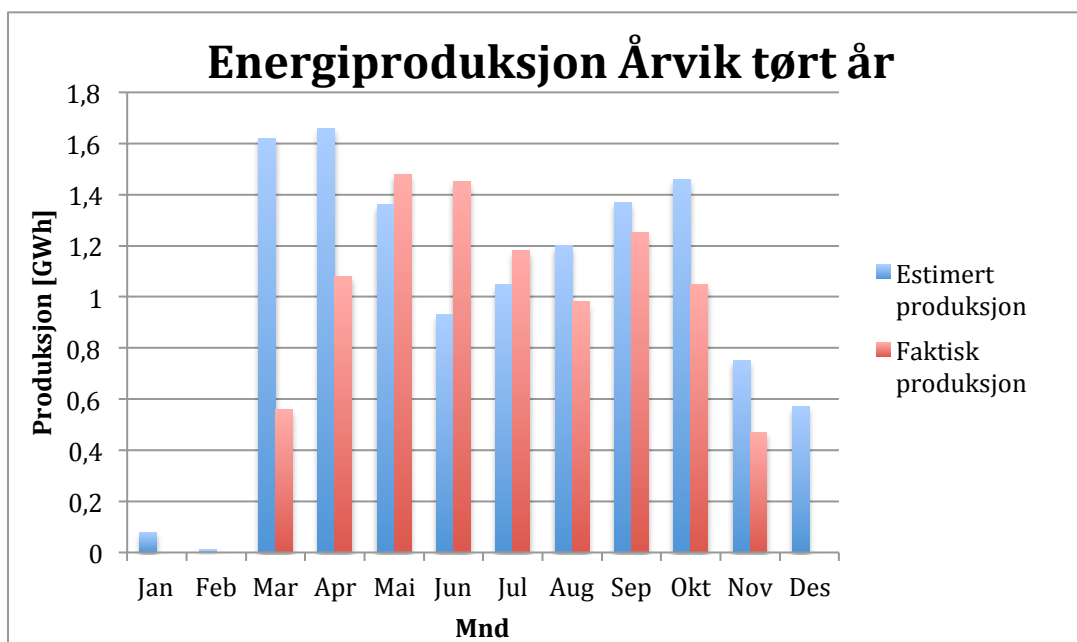
Vedlegg 16 viser hvordan den estimerte og faktiske energiproduksjonen varierer ved Øyrabekken for et vått år.



Vedlegg 16 viser den estimerte og faktiske energiproduksjonene ved Øyrabekken for et vått år.

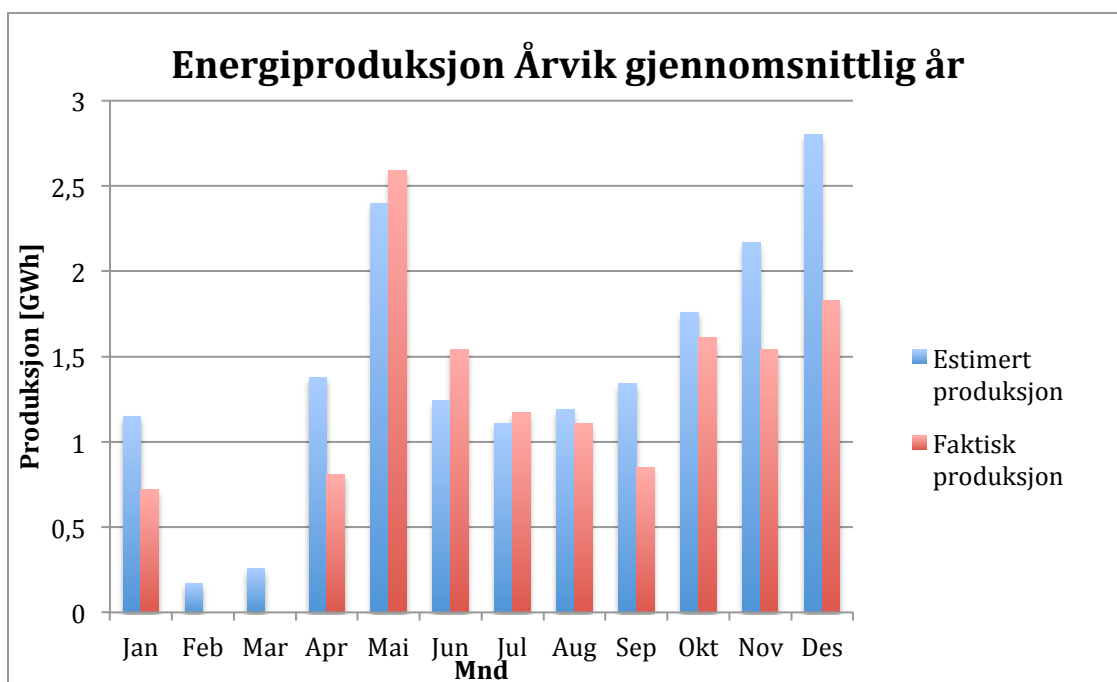
Vedlegg 17-19 viser produksjonsavviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon for det tre produksjonsregimene for Årvik kraftverk.

Vedlegg 17 viser hvordan den estimerte og faktiske energiproduksjon varierer fra måned til måned for Årvik i et tørt år.



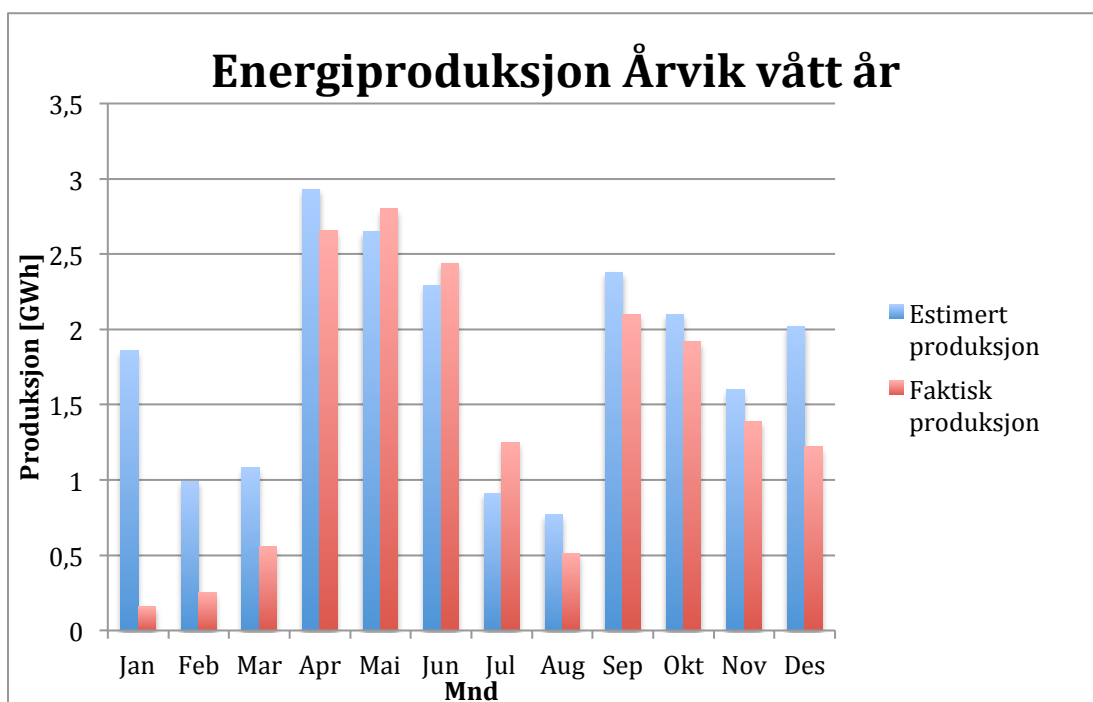
Vedlegg 17 viser hvordan den estimerte og faktiske produksjonen varierer fra måned til måned

Vedlegg 18 viser hvordan produksjonsavviket ved Årvik for et middels vått år.



Vedlegg 18 viser hvordan den estimert og faktiske produksjonen variere for Årvik i et middels vått år.

Vedlegg 19 viser produksjonsavviket mellom estimert og faktisk energiproduksjon for Ytre Alsåker



Vedlegg 19 viser hvordan den estimerte og faktiske energiproduksjonen varierer for Årvik i et vått år.

Referanser

- [1] Olje- og energidepartementet, "Energi og vannressurser i Norge". 2015. [Online]. Hentet fra:
https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_net.pdf, (Nedlastet 24. Februar. 2016)

- [2] IEA, "Key world energy statistic 2015". 2015. [Online]. Hentet fra:
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf, (Nedlastet: 24. Februar. 2016)

- [3] Naturvernforbundet, "Småkraft". 2010. [Online]. Hentet fra:
<http://naturvernforbundet.no/smakraft/category2214.html>, (Nedlastet 12. November. 2015)

- [4] R. Ehrlich, *Renewable energy a first course*. 1. utg. Boca Raton FL: CRC press, 2013.

- [5] A. Kjølle, "Veileder og kvalitetssikring av små vannturbiner". Hentet fra:
<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202007/Veileder%202007/veileder1-07.pdf>, (Nedlastet 8. Desember. 2015)

- [6] Spetals verk, *Farncis turbine*. Hentet fra:
<http://www.spetalsverk.no/produkter/fransisturbin>, (Nedlastet 4. Oktober. 2015)

- [7] Inchbyinch, *Pelton turbine*. 2014. [Online]. Hentet fra:
https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/6/65/S_vs_pelton_schnitt_1_zoom.png, (Nedlastet 4. Oktober. 2015)

- [8] I.K. Elstad, K.E Norén, "Minstevannføring ved små vannkraftverk". 2008. [Online]. Hentet fra:
http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2008/rapport2008_06.pdf, (Nedlastet 15. januar. 2016)

- [9] T. Væringstad, "Hvordan beregne hydrologisk grunnlag for småkraftprosjekter". 2008. [Online]. Hentet fra:
<http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2008/Hydrologi/Vaeringstad.pdf>,
(Nedlastet 30. januar. 2016)
- [10] B. Fladen, E. Holmqvist, D. Bachke, "Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk". 2010. [Online]. Hentet fra:
http://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf, (Nedlastet 3. Februar 2016)
- [11] S. Beldring, L.A. Roald og A. Voksø, "Avrenningskart for Norge". [Online]. Hentet fra:
<http://gis3.nve.no/metadata/tema/pdf/avrenningskart6190.pdf>, (Nedlastet 15. desember 2015)
- [12] M.Mohr, "New Routines for Gridding of Temperature and Precipitation Observations for "seNorge.no". [Online]. Hentet fra:
<http://met.no/filestore/NewRoutinesforGriddingofTemperature.pdf>, (Nedlastet 20. desember 2015)
- [13] M. Bleken, "Vanntempelet i elva", *Hardanger folkeblad*, 15. oktober. 2008. [Online]. Hentet fra:
http://www.smaakraft.no/sitefiles/35/dokumenter/ferdige kraftverk/Hardanger_20Folkeblad_2008_10_15_side1-8-9.pdf, (Nedlastet 13. oktober 2015)
- [14] Småkraft AS, "Øyrabekken kraftverk". [Online]. Hentet fra:
<http://www.smaakraft.no/kraftverk-i-drift/oyrabekken-kraftverk/>, (Nedlastet 13. Oktober 2015)
- [15] Småkraft AS, "Årvik kraftverk". [Online]. Hentet fra:
<http://www.smaakraft.no/kraftverk-i-drift/arvik-kraftverk/>, (Nedlastet 13. oktober 2015)
- [16] H. Mohns, "Klimaet i Norge". [Online]. Hentet fra:
http://met.no/Klima/Natidsklima/Klima_i_Norge/, (Nedlastet 15. oktober 2015)

- [17] Regjeringen, " Klimatilpasning i Norge". [Online]. Hentet fra:
https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/MD/Vedlegg/Klima/Klimatilpasning/Klimatilpasning_redegjorelse150508.pdf, (Nedlastet 29. oktober 2015)
- [18] Retningslinjer for flomløp, NVE, 2005
http://publikasjoner.nve.no/retningslinjer/2005/retningslinjer2005_02.pdf,
(Nedlastet 1. november 2015)
- [19] D. Han, *Concise Hydrology*. 1 utg. University of Bristol. 2010.