

**SØKNAD OM PLANENDRING
ØVRE ALSÅKER KRAFTVERK**
VASSDRAGSNUMMER 047.4Z



Jondal kommune, Hordaland

Des 2019

Norges vassdrags- og energidirektorat
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

19.12.2019

**SØKNAD OM PLANENDRING ØVRE ALSÅKER KRAFTVERK
JONDAL KOMMUNE, HORDALAND FYLKE**

Småkraft AS fikk konsesjon til bygging av Øvre Alsåker kraftverk den 01.12.2015, Jondal kommune i Hordaland fylke. Pga nettkapasitet og kostnadsnivå har Småkraft AS ikke funnet det regningssvarende å bygge etter de opprinnelige planene. Det søkes om følgende tillatelser:

1. Etter vannressursloven, jf. § 8, om tillatelse til:

- Bygging av Øvre Alsåker kraftverk i samsvar med fremlagte planer

2. Etter energiloven om tillatelse til:

- Bygging og drift av Øvre Alsåker kraftverk, med tilhørende koblingsanlegg og kraftlinjer som beskrevet i søknaden
- Anleggskonsesjon for bygging og drift av 22kV jordkabel som beskrevet i søknaden

Nødvendige opplysninger om tiltaket fremgår av vedlagt utredning.

Med hilsen
Småkraft AS

Martin Vangdal
Prosjektleder

Sammendrag

Øvre Alsåker kraftverk fikk konsesjon den 01.12.2015 til å utnytte vannføringen fra et felt på 11,2 km² i Alsåkerelvi i Ullensvang herad. Kraftverket ville utnyttet et fall på 356 m mellom kote 661 moh og kote 305 moh.

Øvre Alsåker kraftverk var beregnet til å produsere om lag 19,1 GWh i et midlere år. Konsesjonsgitt driftsvannvei er en kombinasjon av borehull, tunnel og rør i grøft. Konsesjonsgitt løsning er ikke regningsvarende å bygge ut i dag.

Planendringen innebærer å flytte ned inntaket fra Kumlevann kote 661 til kote 480.

Nedbørsfeltets størrelse vil øke til 17,2 km².

Øvre Alsåker vil etter planendring produsere 12 GWh.

Med det økte nedbørsfeltet planlegges minstevannføring økt til 260 l/s i sommersesongen og 100 l/s i vintersesongen.

Innhold

1	Innledning	5
1.1	Om søkeren	5
1.2	Begrunnelse for tiltaket.....	5
1.3	Geografisk plassering av tiltaket.....	5
2	Beskrivelse av tiltaket.....	6
2.1	Hoveddata, Øvre Alsåker kraftverk	6
2.2	Teknisk plan for det søkte alternativ	7
2.3	Kostnadsoverslag.....	11
2.4	Fordeler ved planendring	11
2.5	Arealbruk og eiendomsforhold	11
3	Virkning for miljø, naturressurser og samfunn	13
3.1	Hydrologi	13
3.2	Biologisk mangfold	14
	Vedlegg til søknaden	16

1 Innledning

1.1 Om søkeren

Tiltakshaver: Småkraft AS, Postboks 7050, 5020 BERGEN

Kontaktperson: Martin Vangdal, tlf 98 83 04 58

Prosjektets navn: Øvre Alsåker kraftverk

Småkraft AS er et produksjonsselskap etablert i 2002 som eies av Aquila Capital. Målet til Småkraft AS er å bygge ut en produksjonskapasitet på 1,5 TWh/år innen 2021.

Tiltakshaver har inngått avtale med grunneiere langs elven om utvikling og utbygging av Øvre Alsåker kraftverk, se punkt 6 for en oversikt over grunneiere. Grunneierne vil beholde eiendomsretten til fallet.

1.2 Begrunnelse for tiltaket

Fallrettighetshaverne og grunneierne ønsker å etablere et nytt småkraftverk og utnytte vannressursene i Øvre Alsåker til kraftproduksjon. Eksisterende konsesjon har inntak i Kumlevann og retningsstyrt boring i øverste del av vannvegen. Kostnader ved full utbygging vil gi kostnader som i dag ikke regningssvarende.

I planendringssøknaden er det kun kommentert endringer fra konsesjonsgitt løsning. Der ny løsning samsvarer med konsesjonsgitt løsning viser vi til opprinnelig konsesjonssøknad.

1.3 Geografisk plassering av tiltaket

Tiltaket er lokalisert i Alsåkerelvi, Ullensvang herad, Hordaland fylke. Nærmere bestemt ligger tiltaket på nordvestsiden av Folgefonnhalvøya, om lag 10 km sør for Utne.



Figur 1: Geografisk plassering av tiltaket, rød sirkel

2 Beskrivelse av tiltaket

2.1 Hoveddata, Øvre Alsåker kraftverk

TILSIG		Konsesjonsgitt	Planendring
Nedbørfelt	km ²	11,2	17,2
Årlig tilsig til inntaket	mill.m ³	32,5	49,7
Spesifikk avrenning	l/s/km ²	92	91,6
Middelvanntføring	l/s	1030	1600
Alminnelig lavvannføring	l/s	56	64
5-persentil sommer (1/5-30/9)	l/s	119	263
5-persentil vinter (1/10-30/4)	l/s	25	52
KRAFTVERK			
Inntak	moh.	661	478
Avløp	moh.	305	305
Lengde på berørt elvestrekning	m	2900	1550
Brutto fallhøyde	m	356	173
Midlere energiekvivalent	kWh/m ³	0,59	0,24
Slukeevne, maks	l/s	2061	3100
Slukeevne, min	l/s	103	160
Tilløpsrør, diameter	mm.	800	800
Tilløpsrør/tunnel/sjakt, lengde	m	1700/450/150	1185
Installert effekt, ca maks	MW	6,0	4,0
Brukstid	timer	3183	
PRODUKSJON			
Produksjon, vinter (1/10 - 30/4)	GWh	8,45	5
Produksjon, sommer (1/5 - 30/9)	GWh	10,65	7
Produksjon, årlig middel	GWh	19,1	12
ØKONOMI			
Utbyggingskostnad	mill.kr	49,7	52,4
Utbyggingspris	Kr/kWh	2,6	4,4

Tabell 1: Hoveddata

Øvre Alsåker kraftverk, Elektriske anlegg			
GENERATOR		Konsesjonsgitt	Nytt alternativ
Ytelse	MVA	7,2	4,8
Spenning	kV	6,6	6,6
TRANSFORMATOR			

Ytelse	MVA	Ca 8,6	5,5
Omsetning	kV/kV	6,6/22	6,6/22
NETTILKNYTNING (kraftlinjer/kabler)			
Lengde	km	1,8	1,8
Nominell spenning	kV	22	22
Luftlinje el. jordkabel		Jordkabel	Jordkabel

Tabell 2: Elektriske anlegg

2.2 Teknisk plan for det søkte alternativ

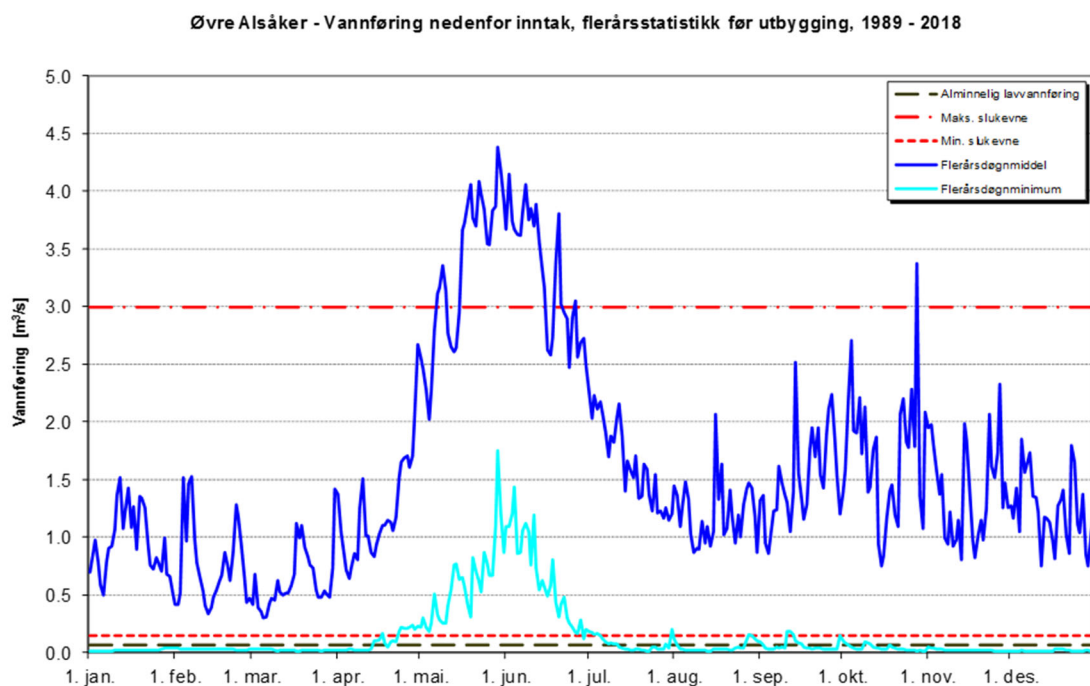
2.2.1 Hydrologi og tilsig

Hydrologi og tilsig

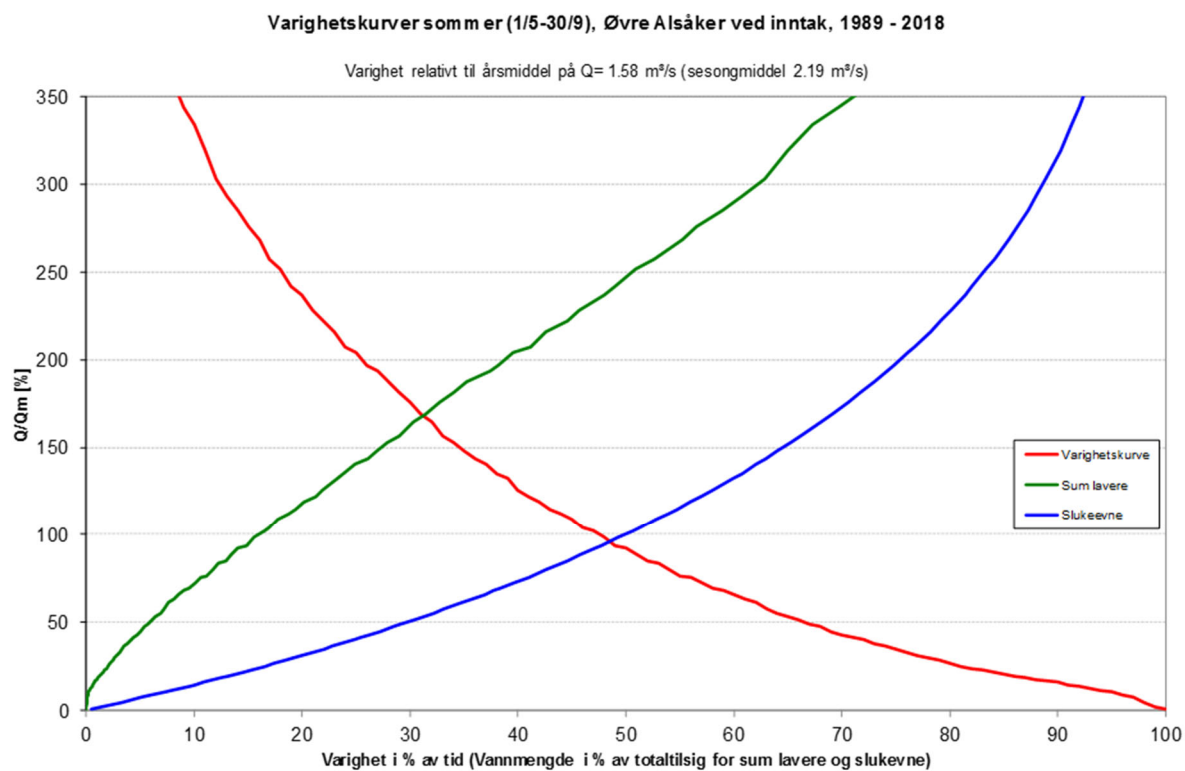
Det er ikke målt vannføring i Alsåkerelvi. Det er vurdert flere måleserier i området som er mer eller mindre representative eller av god nok kvalitet til hydrologiske analyser og produksjonsberegning for Øvre Alsåker kraftverk. For å komme fram til en mest mulig representativ målestasjon, er det lagt vekt på flere faktorer. Topografiske forhold, andel bre i feltet, størrelse på felt, tilsig, klimatiske forhold og nærheten til prosjektområdet samt kvaliteten på måleseriene er vurdert.

Feltareal og spesifikk avrenning er grovt sett i samme størrelsesorden for 61.8 Kaldåen og Alsåkerelvi. Høyeste kote for Alsåkerelvi er 238 m høyere enn for 61.8 Kaldåen, mens for laveste kote skiller det ca. 100 m. Begge feltene er i samme klimaregion i Nevina. Alsåkerelvi har noe mer demping i feltet på grunn av høyere effektiv sjøprosent. Dette gir seg utslag i noe høyere 5-persentil sommer for Alsåkerelvi sammenlignet med Kaldåen. Basert på feltparametre og geografisk avstand til Alsåkerelvi, velges 61.8 Kaldåen med data for perioden 1989 – 2018 som sammenligningsfelt for Alsåkerelvi kraftverk. 1989 – 2018 er siste 30 årsperiode.

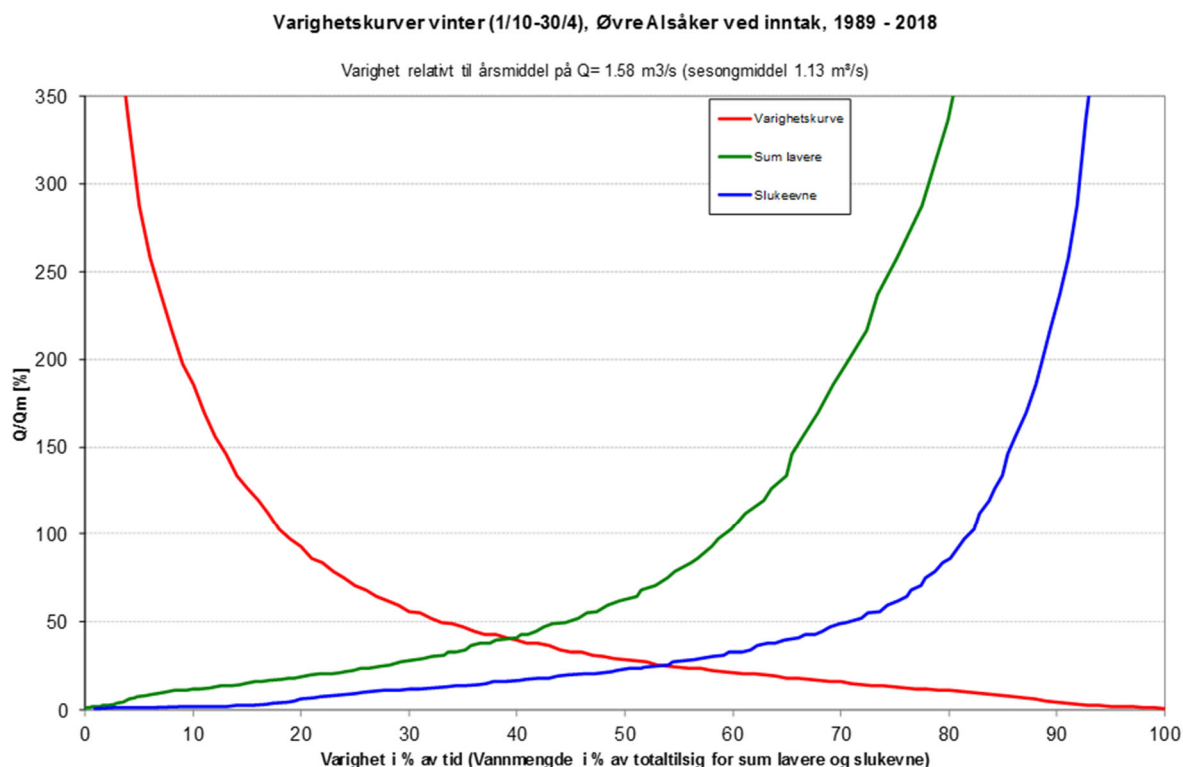
Kaldåen er det samme vannmerke som ligger til grunn i opprinnelig søknad for Øvre Alsåker.



Figur 2. Plott som viser sesongvariasjon i middel/median- og minimumsvannføringer gjennom året, (døgndata)



Figur 3: Varighetskurve for sommersesong (1/5-30/9)



Figur 4: Varighetskurve for vintersesong (1/10-30/4)

2.2.3 Reguleringsmagasin

Det er ikke planlagt reguleringsmagasin i forbindelse med kraftverket.

2.2.4 Inntak

Kraftverksinntaket er planlagt i Alsåkerelvi på kote 478 moh, se kartvedlegg for lokalisering av inntak.

Det vil bli bygget en lav betongplatedam på om lag 3 – 4 meters høyde og med fritt overløp. I bakkant av dam skytes en kulp for inntakskonstruksjon. Lengden på dammen vil bli om lag 10-15 meter. På kulpens sørvest vil det etableres et inntaksarrangement med rist, ventil og lufterør.

Total bør inntakskulpen ha et volum på om lag $400 - 800 \text{ m}^3$. Dette for å kunne kjøre turbinen på vannstandsstyring på en teknisk sikker måte. Neddemt areal blir ca 200 m^2 .

Det vil bli slipp av minstevannføring ved inntaket 260 l/s i sommersesongen og 100 l/s i vintersesongen. Dette er en økning fra konsesjonsgitt minstevannslipp.

Inntak minstevannslipp vil bli plassert i inntaksarrangementet etter rist og ført gjennom dammen. Vannmengden vil bli loggført i samsvar med krav fra NVE.

2.2.5 Vannvei

Fra inntaket ledes vannet inn i et tilløpsrør med en planlagt innvendig diameter 800 mm og en lengde på om lag 1200 meter . De øverste 250 m vil gå i en ny trase, 50 m langs elven og 200 m over en myr til den møter konsesjonsgitt rørtrase.

2.2.6 Kraftstasjon

Kraftstasjonen blir liggende i dagen på kote 305, se kartvedlegg.

I kraftstasjonen installeres en Pelton turbin på 4 MW. I samme bygg skal det og installeres en generator med en ytelse på 4,8 MVA og transformator på 5,5 kVA med en utgående spenning på 22 kV. Kraftstasjonen får en grunnflate på 80 – 90 m² og forutsettes tilpasset eksisterende terreng. Det vil bli etablert støyreducerende tiltak i kraftstasjonen. I tilknytning til kraftstasjonen kommer et utomhusareal på om lag 200 – 300 m².

Kraftstasjonen utføres etter Småkraft AS sin standard stasjonstype.

2.2.7 Kjøremonster og drift av kraftverket

Kraftverket har ingen reguleringsmuligheter og det er derfor ikke mulig med effektkjøring av anlegget. Kraftverket skal kun kjøres med naturlig tilsig > pålagt minstevannføring + minste slukeevne. Skvalpekjøring er ikke aktuelt.

2.2.8 Veibygging

Fra kraftstasjonen er det planlagt bygging av anleggsvei opp til inntak. Anleggsveien skal brukes i anleggsperioden og planlegges revegetert/ dekket til med jord.

2.2.9 Massetak og deponi

Det vil ikke være behov for permanent masse-tak/deponi utenfor anleggsområdet da prosjektet er planlagt å ha massebalanse.

Masser fra ledningsgrøft vil bli brukt i selve ledningstraseen der det vil være behov for justering/arrondering av terrenget. Steinmasser benyttes til bygging av permanent adkomstveg, fylling rundt kraftstasjon og plastring der det skulle være behov for det. Jordmasser tas av og lagres midlertidig innenfor anleggsområdet, etter endt anleggsfase legges disse massene tilbake på berøre områder.

Riggområde vil bli etablert på område for kraftstasjon.

2.2.10 Nettilknytning

Det må legges en ny 22 kV kabel fra kraftstasjonen frem til inntak for eksisterende kraftverk i Alsåkerelvi på kote 220 moh. Linjen vil bli utført som jordkabel som graves ned i den eksisterende skogsveien. Fra kote 220 moh kan kabelen legges i ledig trekkerør ned til tilkoblingspunkt for Ytre Alsåker kraftverk..

Fra ytre Alsåker kraftverk er det oppgradert 22 kV nett til Herand og fra Herand til Mauranger er det etablert 132 kV linje. Hardanger Energi har kommentert at det er kapasitet for innmating av 4.0MW fra Øvre Alsåker kraftverk med forutsetninger om anleggsbidrag.

2.3 Kostnadsoverslag

Øvre Alsåker kraftverk	Konsesjons-gitt	Planendring
Rigg/drift	1,5	0,5
Veger	2,0	0,3
Inntak/dam	1,0	3,7
Driftsvannvei	18,9	9,4
Kraftstasjon, bygg	1,5	3,7
Kraftstasjon, maskin og elektro	14	8,5
Kraftlinje	1,8	0,8
Uforutsett / diverse	4,1	4,6
Planlegging/administrasjon.	2,8	2,8
Finansieringsutgifter og avrunding	2,1	2,1
Anleggsbidrag	-	16
Sum utbyggingskostnader	49,7*	52,4

Tabell 3: Kostnader (mill.NOK), basert på 2019 priser, opprinnelige priser basert på 2010

* uten anleggsbidrag

2.4 Fordeler ved planendring

Øvre Alsåker kraftverk vil produsere om lag 12,0 GWh ren og fornybar energi i et middelår.

Positive virkninger av planendring:

- Tiltaket vil ikke få tekniske inngrep i Nedre Kumlevann
- Bergsgjelet, nedstrøms Kumlevann og oppstrøms nytt inntak, vil ikke bli berørt.
- Inntaket ligger nedstrøms viktig gråor-heggeskog.

2.5 Arealbruk og eiendomsforhold

Arealbruk

Inngrep	Midlertidig arealbehov (daa)	Permanent arealbehov (daa)	Ev. merknader
Inntaksområde	1	0,3	
Rørgate (vannvei)	18	0	Nedgravd rør
Veier	4,5	1,5	-
Kraftstasjonsområde	2,0	1,0	-
Nettilknytning	1200m	0	Jordkabel

Tabell 4: Hoveddata

Eiendomsforhold

Tiltakshaver har inngått avtale med grunn og fallrettshavere langs elven.

Navn	Eier	Gnr	Bnr
Per Mælen	Grunn/ fallrettseier	114	2
Arne Råen	Grunn/ fallrettseier	114	7 og 11
Trond Aksel Alvsåker	Grunn/ fallrettseier	114	1

Tabell 5: Grunneiere

3 Virkning for miljø, naturressurser og samfunn

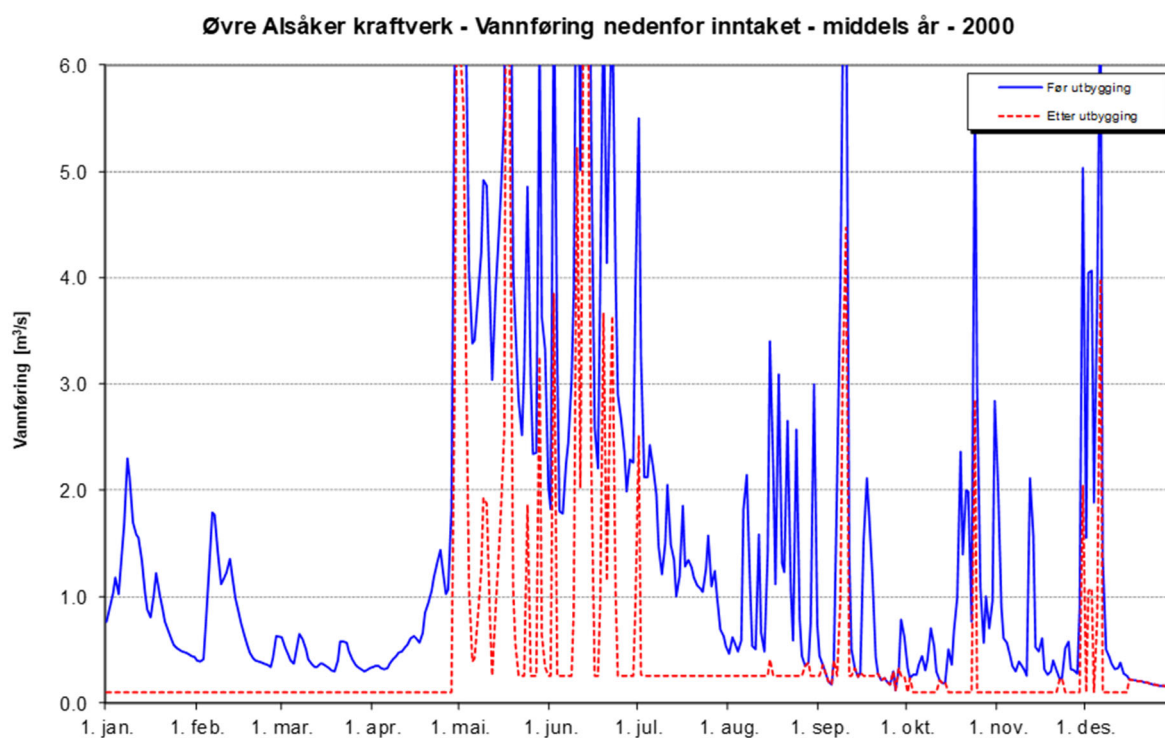
3.1 Hydrologi

Alminnelig lavvannføring for Øvre Alsåker med inntak på kote 478, beregnet på bakgrunn av feltparametere med programmet LAVVANN, er 64 l/s.

5-persentil til kraftverket i Øvre Alsåker er beregnet til å være:

- Sommersesongen (1/5 – 30/9): 263 l/s
- Vintersesongen (1/10 – 30/4): 52 l/s

Maksimal slukeevne for turbin er planlagt til om lag 194 % av middelvannføring, dvs. 3100 l/s. Minste slukeevne vil være om lag 5 % av maksimal slukeevne, dvs. 160 l/s. Det er planlagt slipp av minstevannføring ,260 l/s i sommersesongen og 100 l/s i vintersesongen.



Figur 5: Avrenning og restvannføring middels år 2000

Konsesjonsgitt:

Antall døgn med avrenning > maksimal slukeevne (1700 l/s) er:

- Tørt: 11 døgn
- Middels: 5 døgn
- Vått: 72 døgn

Antall døgn med avrenning < minste slukeevne + minstevannføring (80 + 120/20 l/s) er:

- Tørt: 156 døgn
- Middels: - døgn
- Vått: 33 døgn

Etter planendring:

Antall døgn med avrenning > maksimal slukeevne (3100 l/s) er:

- Tørt: 23 døgn
- Middels: 59 døgn
- Vått: 98 døgn

Antall døgn med avrenning < minste slukeevne + minstevannføring (160 + 250/100 l/s) er:

- Tørt: 209 døgn
- Middels: 40 døgn
- Vått: 34 døgn

3.2 Biologisk mangfold

Fra OED vedtak:

Det er ikkje registrert førekomst av artar med status som trua eller nær trua på Rødlista 2015 som er venta å bli nemneverdig påverka av Øvre Alsåker kraftverk, men tiltaket vil råke tre naturtypelokalitetar av lokal verdi.

Øvre Alsåker kraftverk vil fråføre vatn frå to fossesprøytsoner med lokal verdi.

Fossesprøytsona øvst i Bergsjelet vil ikkje ha nemneverdig restvassføring som bidreg til å auke fuktigheita og vil dermed bli vesentleg påverka. Fossesprøytsona lenger nedstraums på Aldal vil bli påverka i mykje mindre grad sidan det er betrakteleg restvassføring som kjem inn i elva før lokaliteten. NVE legg vekt på at begge fosseprøytsonene er av lokal verdi og ikkje inneheld sjeldne eller trua artar. NVE legg òg vekt på at andre kjende fossesprøytlokalitetar i regionen har enten uregulert vassføring eller er teke omsyn til gjennom avbøtande tiltak slik at lokaliteten ikkje har fått redusert verdi.

Den tredje naturtypelokaliteten er ein gråor-heggeskog ved Øyane nedanfor Bergsgjelet der Alsåkerelvi møter Fossdalselvi og Bjørngjelet. Småkraft AS uttalar at det ikkje er planlagt tekniske inngrep inne i lokaliteten og NVE har lagt dette til grunn. NVE meiner at lokaliteten vil bli noko råka av fråføring av vatn frå Alsåkerelvi, men at vassføringa i dei to andre elvene, samt flaumoverløp i om lag 7 veker i året frå inntaket til Øvre Alsåker kraftverk vil føre til at lokaliteten sannsynlegvis opprettheld sin flaumpåverknad og verdi som naturtype.

Prinsippa i naturmangfaldlova §§ 8-12 skal leggjast til grunn som retningslinjer ved handsaming etter vassressurslova, jf. naturmangfaldlova § 7. Omfanget av vurderingane skal tilpassast verdiane som kan bli råka av ei utbygging.

NVE har vurdert og vektlagt naturmangfaldlova sine prinsipp i løyvet til Øvre Alsåker kraftverk. Departementet sluttar seg til NVE sine vurderingar etter naturmangfaldlova.

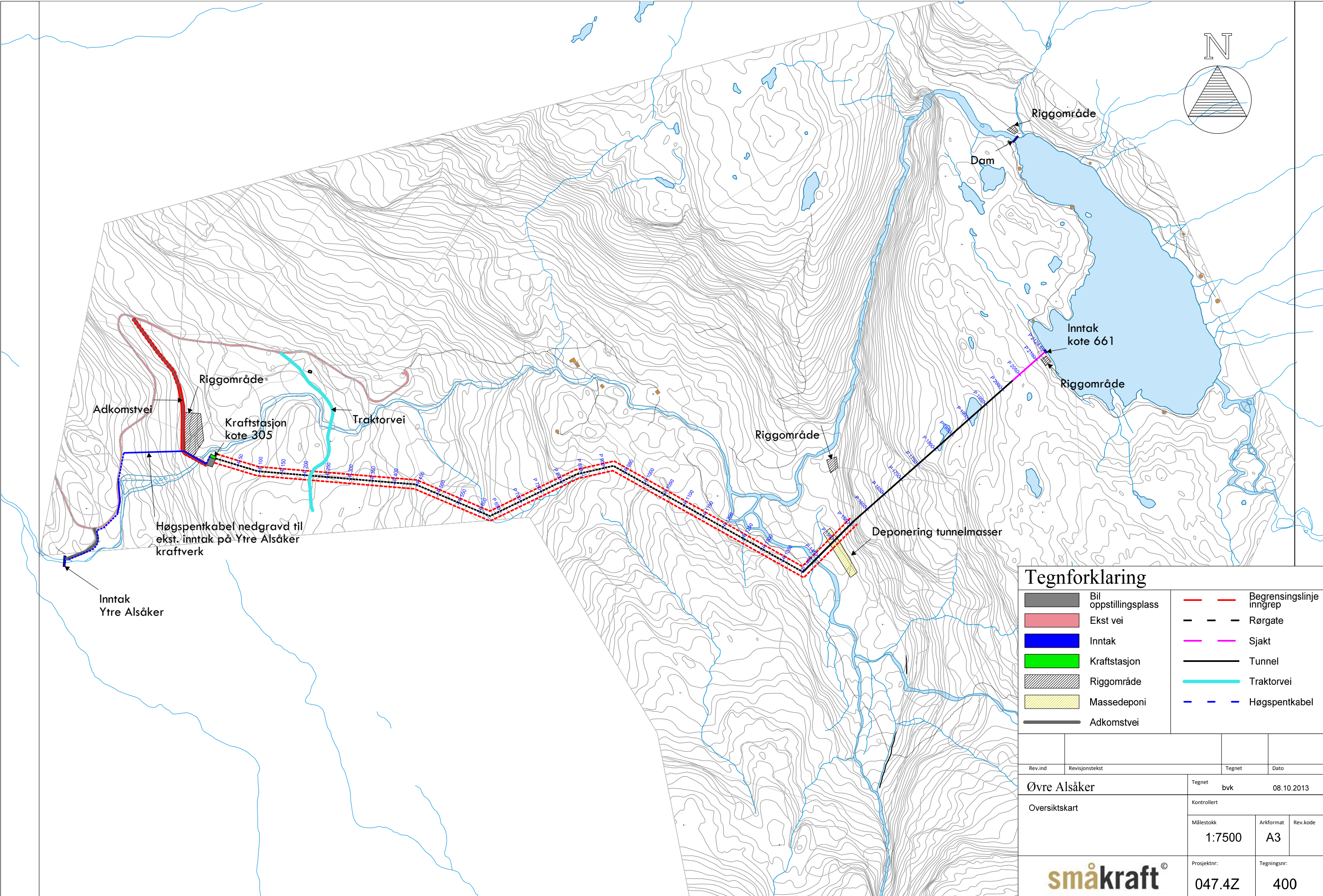
Departementet vurderer krava i naturmangfaldlova § 7 for å vere oppfylt.

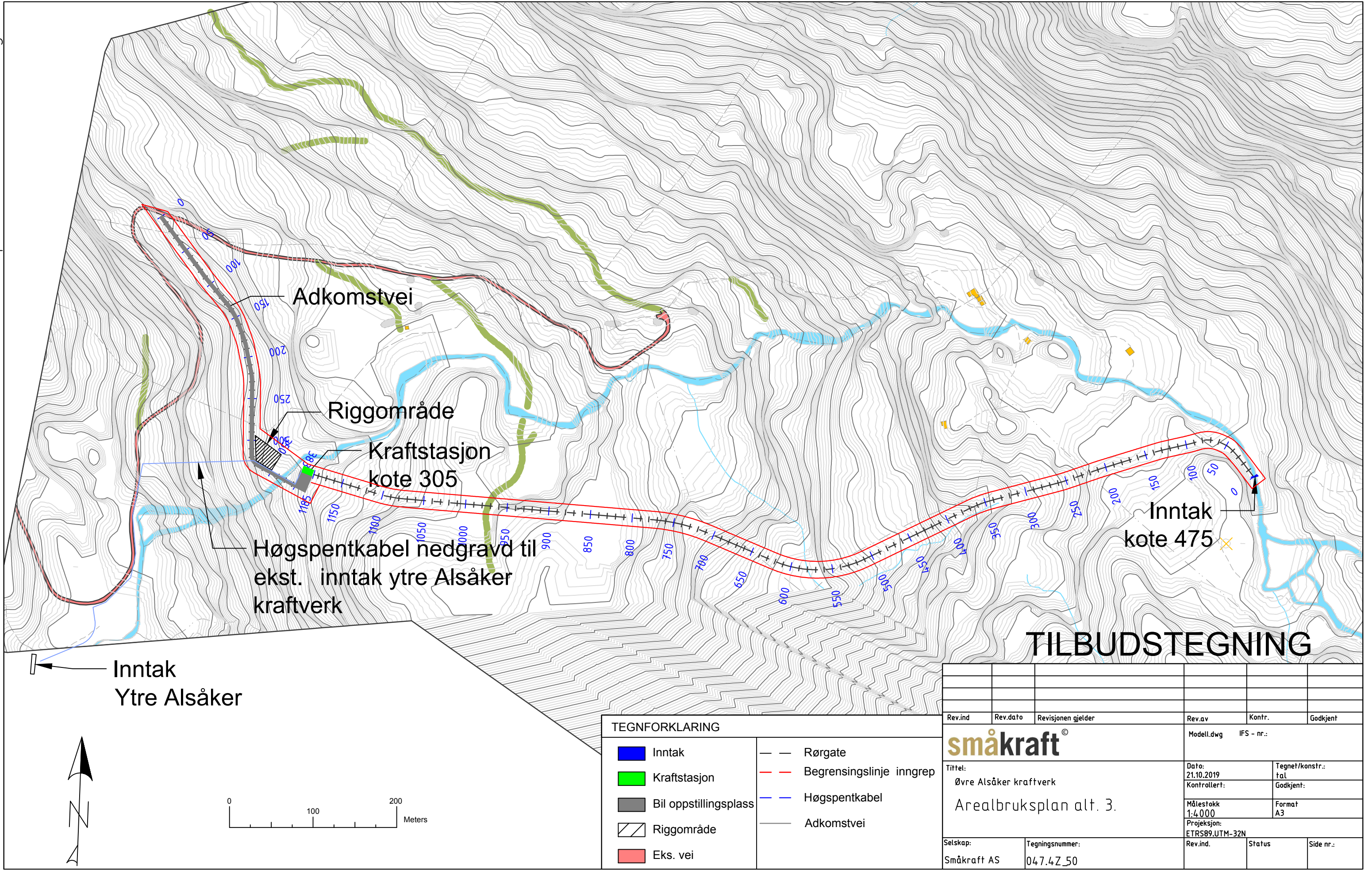
Endring av inntakspunkt vil gi fordeler for biologisk mangfold fra nytt inntakspunkt og opp til Kumlevann. Belastningen vil bli noe større ved at restfeltet er redusert fra nye inntakspunkt og ned til kraftstasjonen. Småkraft mener det helhetlig er betydelig mindre konsekvenser ved at inntaket trekkes ned fra kote 661 til kote 380 nedenfor gråor-heggeskog.

Vedlegg til søknaden

1. Oversiktskart Øvre Alsåker
2. Kart konsesjonsgitt planløsning
3. Kart ny planløsning
4. Hydrologisk skjema Øvre Alsåker
5. Bilder av inntak på kote 380







TEGNFORKLARING

- | | |
|-----------------------|---------------------------|
| Inntak | Rørgate |
| Kraftstasjon | Begrensningslinje inngrep |
| Bil oppstillingsplass | Høgspenkabel |
| Riggområde | Adkomstvei |
| Eks. vei | |

Rev.ind	Rev.dato	Revisjonen gjelder	Rev.av	Kontr.	Godkjent
småkraft [®]			Modell.dwg	IFS - nr.:	
Titel:			Dato:	Tegnet/konstr.:	
Øvre Alsåker kraftverk			21.10.2019	tal	
Arealbruksplan alt. 3.			Kontrollert:	Godkjent:	
			Målestokk	Format	
			1:4 000	A3	
			Projeksjon:		
			ETRS89.UTM-32N		
Selskap:	Tegningsnummer:		Rev.ind.	Status	Side nr.:
Småkraft AS	047.4Z_50				

Skjema for dokumentasjon av hydrologiske forhold for små kraftverk

Hensikten med dette skjema er å dokumentere grunnleggende hydrologiske forhold knyttet til bygging av små kraftverk. Skjemaet skal sikre at konsesjonssøknaden og meldingen inneholder alle relevante opplysninger innen hydrologi slik at utbygger, høringsinstanser og myndigheter gjør sine vurderinger og uttalelser på et best mulig grunnlag. Korrekt informasjon er vesentlig i forhold til å vurdere tiltakets virkninger for allmenne interesser, slik at disse kan imøtekommes på best mulig måte. Vennligst påse at alle figurer er tydelige og lesbare. Der noen høye verdier gir dårlig oppløsning for hovedtyngden av kurven, lages to kurver; en der alle verdier er innenfor diagrammet og en der skalaen er satt slik at de høye verdiene ikke vises i diagrammet.

1 Overflatehydrologiske forhold

1.1 Beskrivelse av kraftverkets nedbørfelt og valg av sammenligningsstasjon



Figur 1. Kart som viser nedbørfeltet til kraftverkets inntakspunkt og restfelt. Kraftverket og inntakspunkt er inntegnet.

1.1.1 Informasjon om kraftverkets nedbørfelt (sett kryss).

	Ja	Nei
Er det usikkerhet knyttet til feltgrensene? ¹		x
Er det i dag vannforsyningsanlegg eller andre reguleringer inklusive overføringer inn/ut av kraftverkets naturlige nedbørfelt? ²		x

1.1.2 Informasjon om et eventuelt reguleringsmagasin.

Magasinvolum (mill m ³)	-	
Normalvannstand (moh) ³	-	
Laveste og høyeste vannstand etter regulering (moh)	-	-
Planlegges effektkjøring av magasinet?	-	

1.1.3 Informasjon om sammenligningsstasjonen som benyttes som grunnlag for hydrologiske og produksjonsmessige beregninger.

Stasjonsnummer og stasjonsnavn ⁴	61.8 Kaldåen
Skaleringsfaktor ⁵	1.038
Periode med data som er benyttet	1989 - 2018
Totalt antall år med data	30
Er sammenligningsstasjonen uregulert? ⁶	ja

1.1.4 Feltparametre for kraftverkets og sammenligningsstasjonens nedbørfelt.

	Kraftverkets nedbørfelt ovenfor inntak		Sammenligningsstasjonens nedbørfelt ⁷	
Areal (km ²)	17.2		15.6	
Høyeste og laveste kote (moh)	1366	478	1128	583
Effektiv sjøprosent ⁸	0.9		0.1	
Breandel (%)	0		0	
Snaufjellandel (%) ⁹	84.1		93.5	
Hydrologisk regime ¹⁰	Vest		Vest	
Middelvannføring/ middelavrenning/ midlere årstilsig (1961-1990) fra avrenningskartet ¹¹	1.6 m ³ /s		1.7 m ³ /s	
	91.6 l/s km ²		109.5 l/s km ²	
	49.7 mill. m ³		53.9 mill. m ³	
Middelvannføring (1989 – 2018) for sammenligningsstasjonen beregnet i observasjonsperioden ¹²	-----		1.5 m ³ /s	97.3 l/s/km ²
Kort begrunnelse for valg av sammenligningsstasjon	Det er ikke målt vannføring i Alsåkerelvi. Det er vurdert flere måleserier i området som er mer eller mindre representative eller av god nok kvalitet til hydrologiske analyser og produksjonsberegning for Øvre Alsåker kraftverk. For å komme fram til en mest mulig representativ målestasjon, er det lagt vekt på flere faktorer. Topografiske forhold, andel bre i feltet, størrelse på felt, tilsig, klimatiske forhold og nærheten til prosjektområdet samt kvaliteten på måleseriene er vurdert. Feltareal og spesifikk avrenning er grovt sett i samme størrelsesorden for 61.8 Kaldåen og Alsåkerelvi. Høyeste kote for Alsåkerelvi er 238 m høyere enn for 61.8 Kaldåen, mens for laveste kote skiller det ca. 100 m. Begge feltene er i samme klimaregion i Nevina. Alsåkerelvi har noe mer demping i feltet på grunn av høyere effektiv sjøprosent. Dette gir seg utslag i noe høyere 5-persentil sommer for Alsåkerelvi sammenlignet med Kaldåen. <u>Basert på feltparametre og geografisk avstand til Alsåkerelvi, velges 61.8 Kaldåen med data for perioden 1989 – 2018 som sammenligningsfelt for Alsåkerelvi kraftverk.</u> 1989 – 2018 er siste 30 årsperiode.			

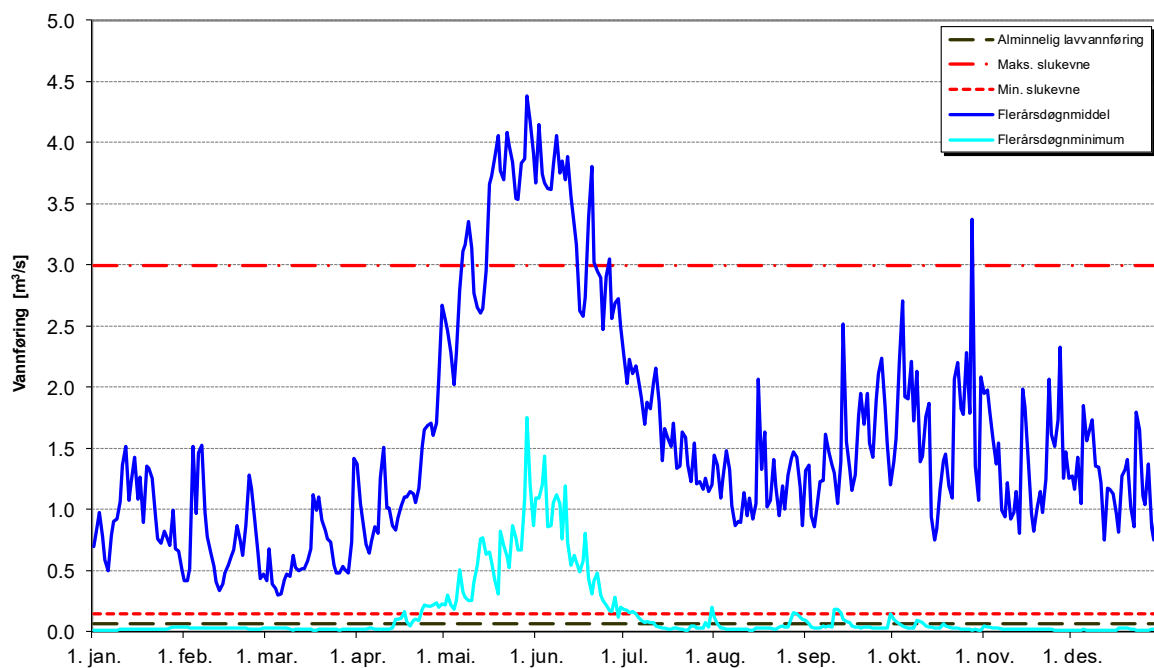


Figur 2. Kart med inntegnet nedbørfelt til kraftverket (rød sirkel) og til benyttet sammenligningsstasjon 61.8 Kaldåen (blå sirkel).

Kommentarer.

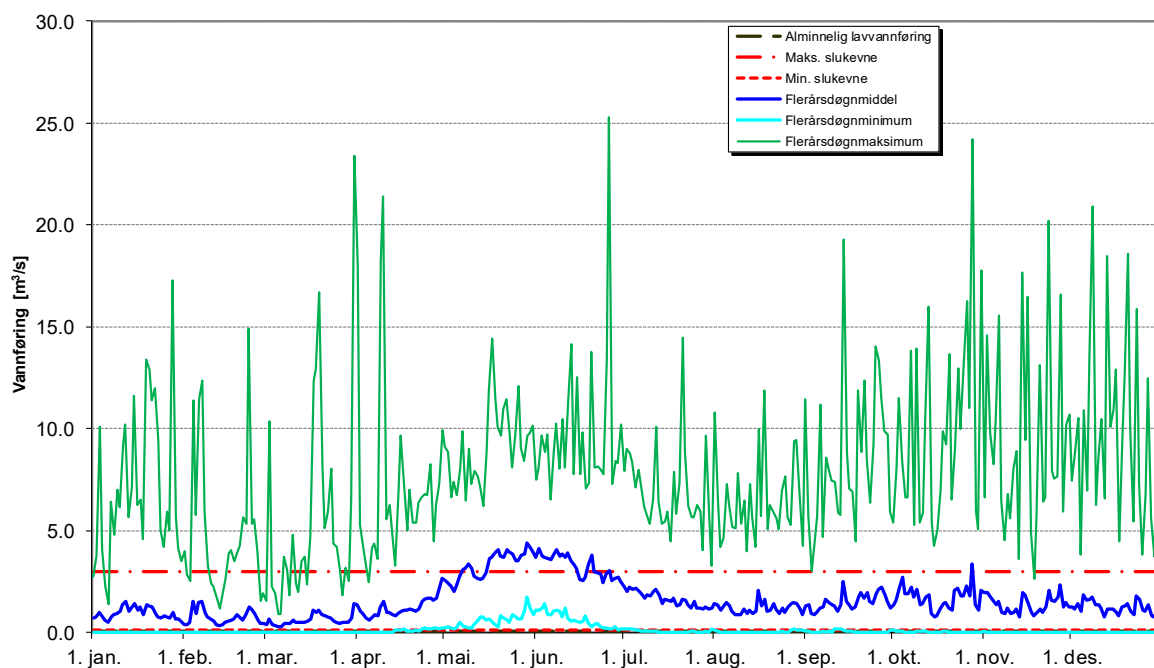
1.2 Vannføringsvariasjoner før og etter utbygging¹³

Øvre Alsåker - Vannføring nedenfor inntak, flerårsstatistikk før utbygging, 1989 - 2018

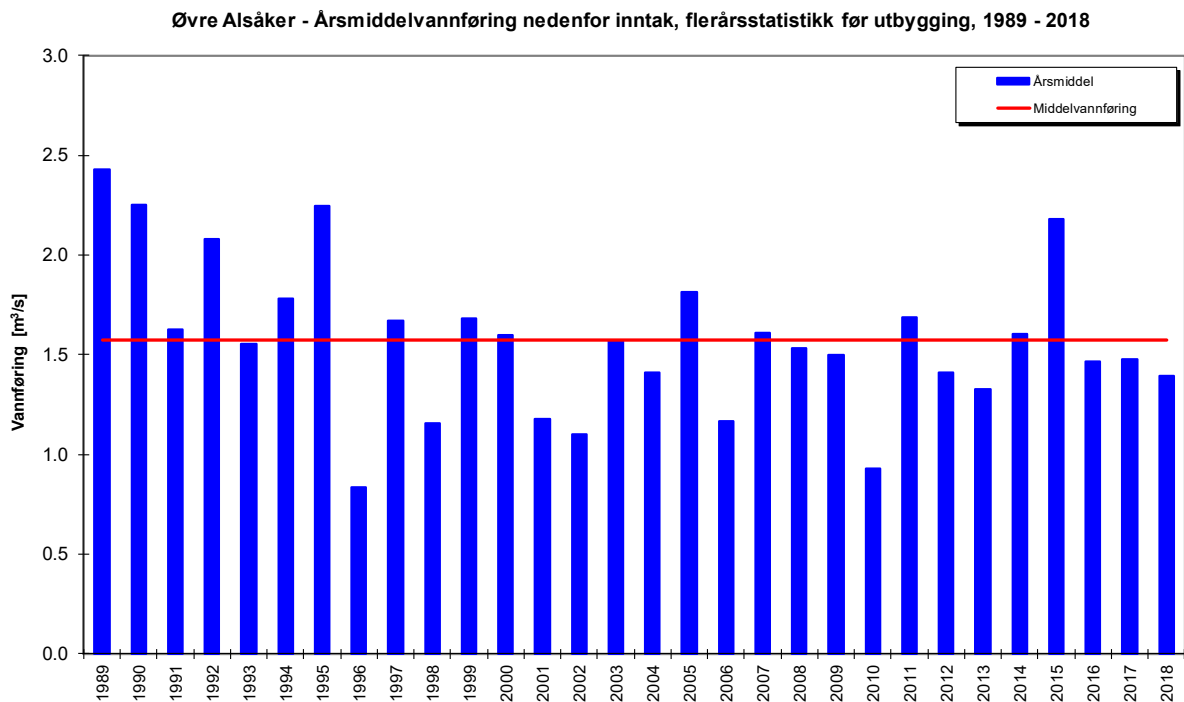


Figur 3. Plott som viser sesongvariasjon i middel/median- og minimumsvannføringer gjennom året, (døgndata).¹⁴

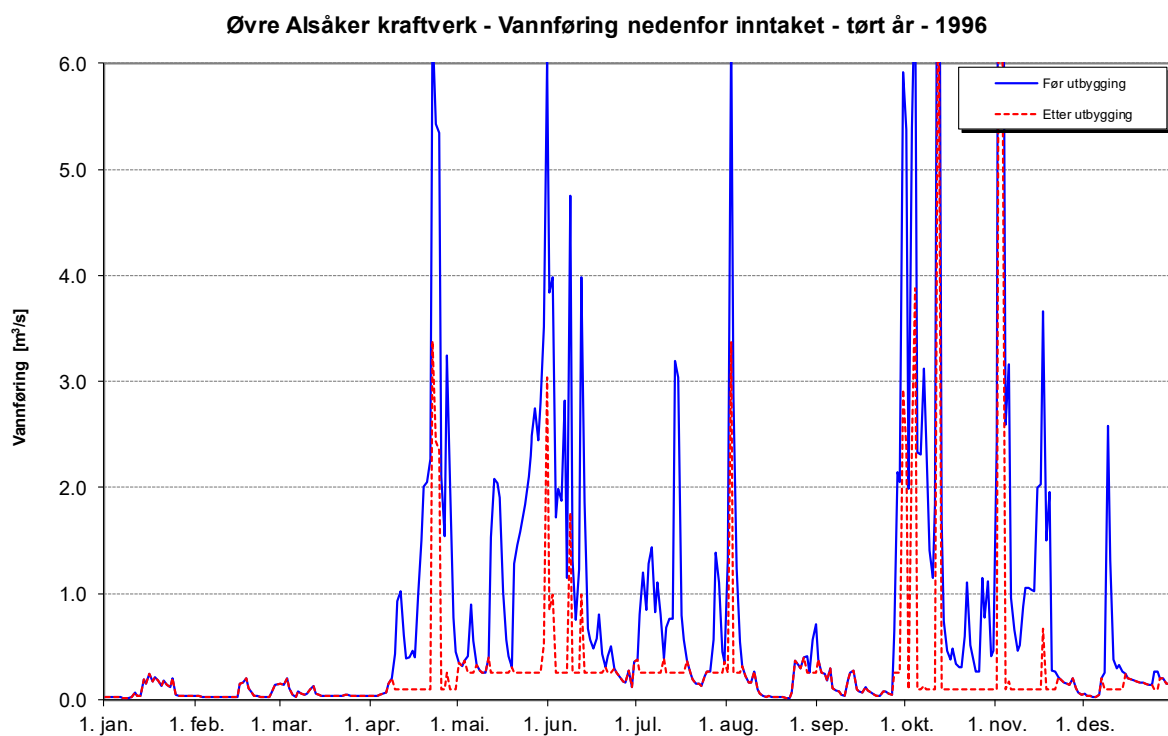
Øvre Alsåker - Vannføring nedenfor inntak, flerårsstatistikk før utbygging, 1989 - 2018

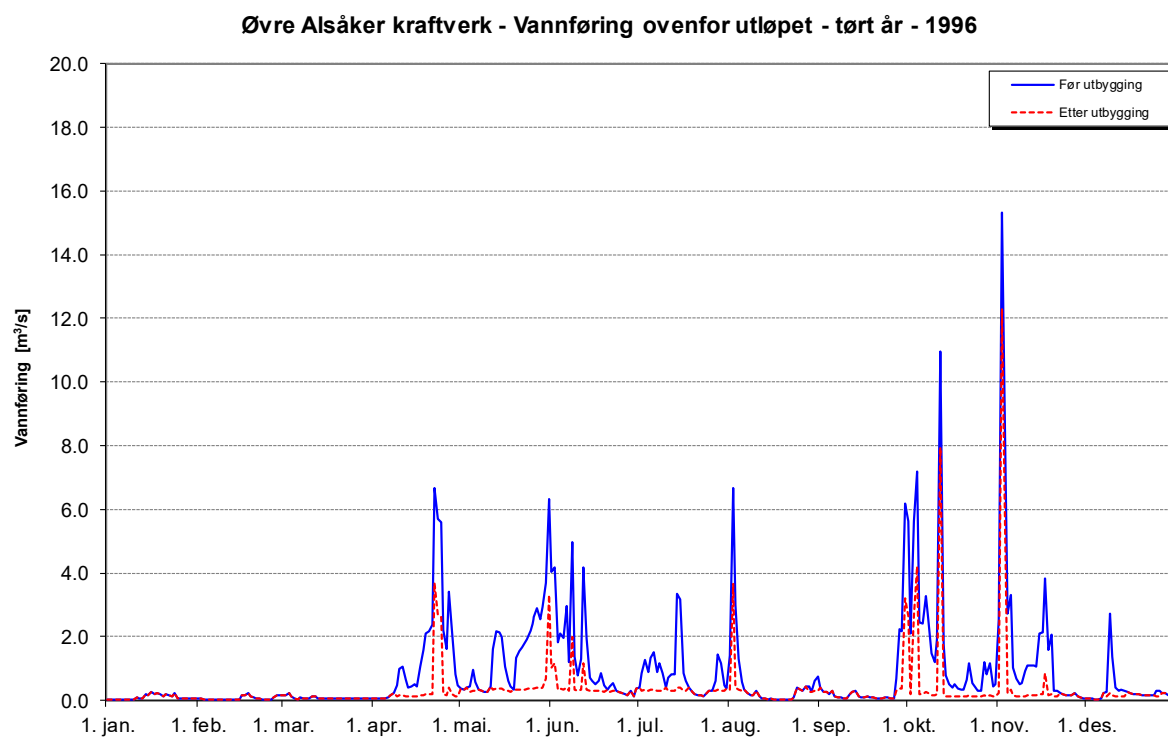
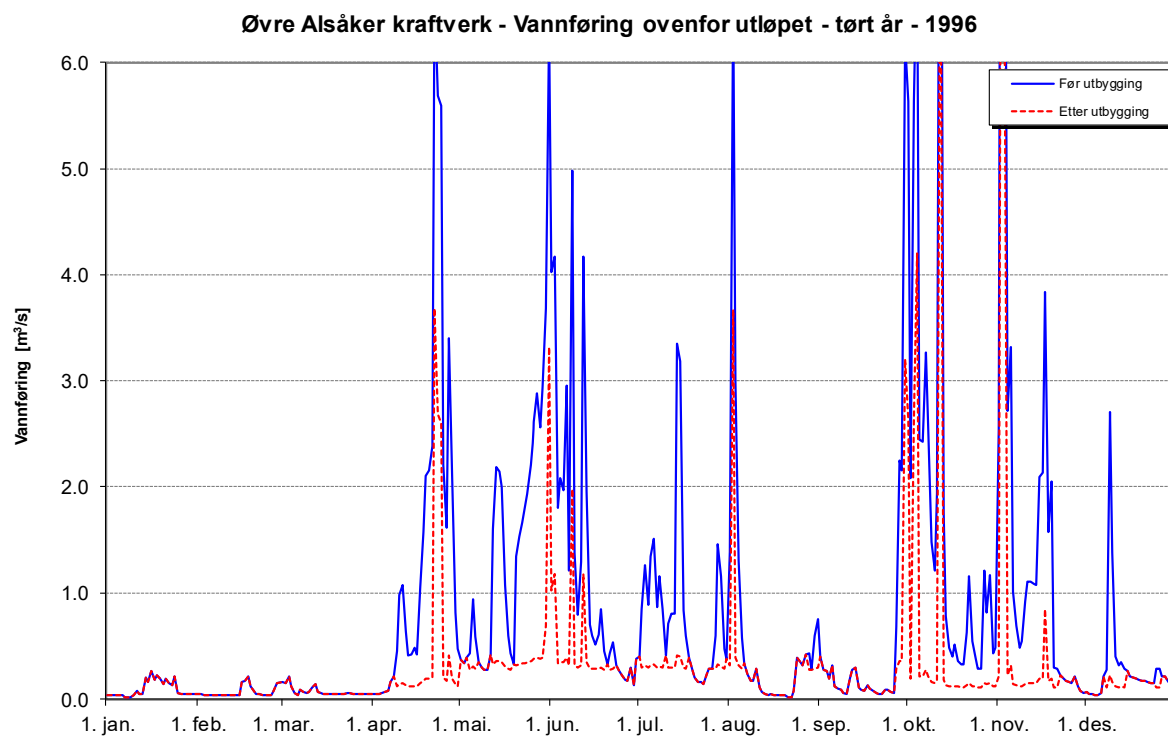


Figur 4. Plott som viser sesongvariasjon i maksimumsvannføringer gjennom året (døgndata).¹⁵



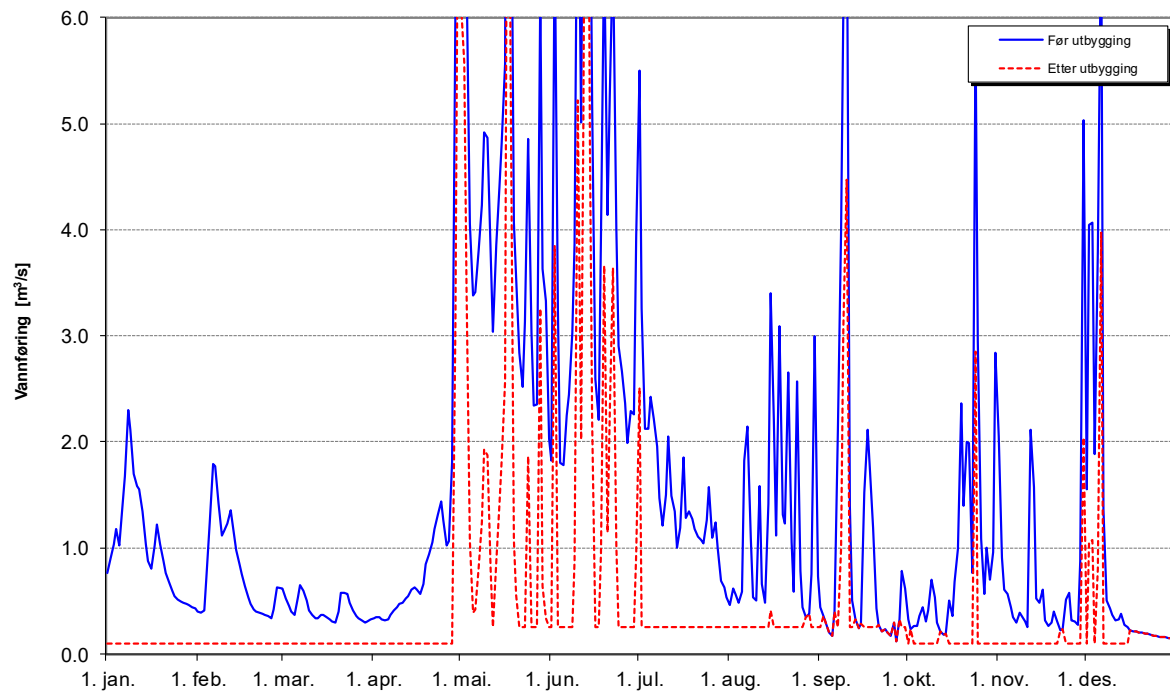
Figur 5. Plott som viser variasjoner i middelvannføring fra år til år (år).¹⁶



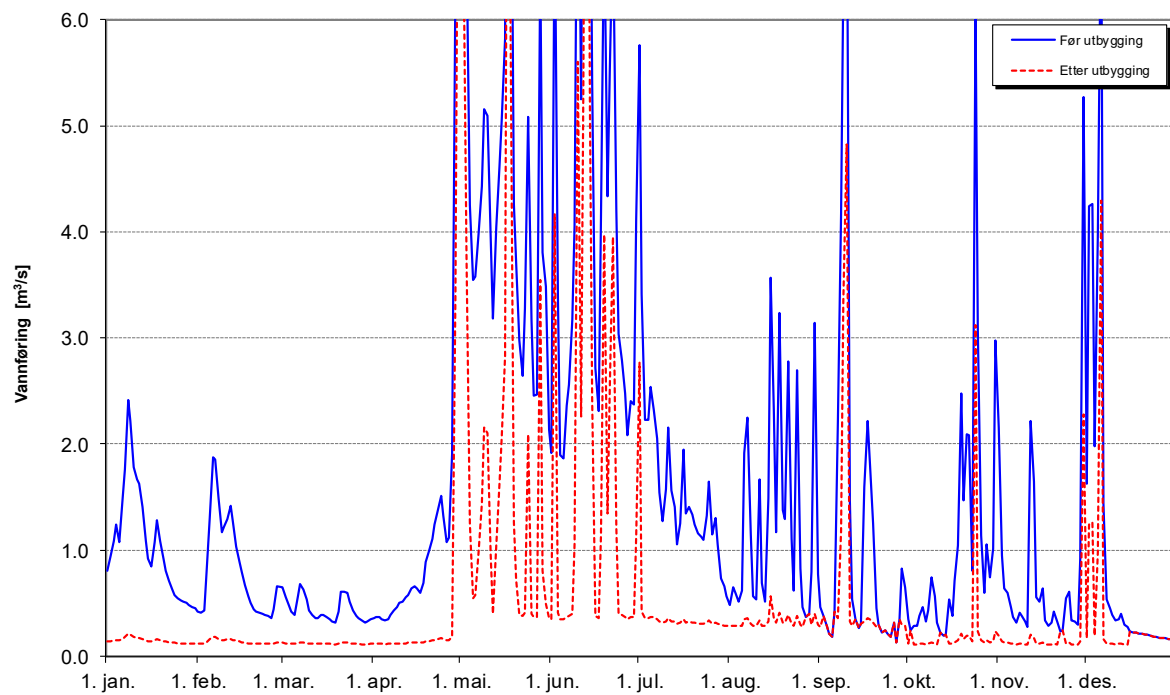


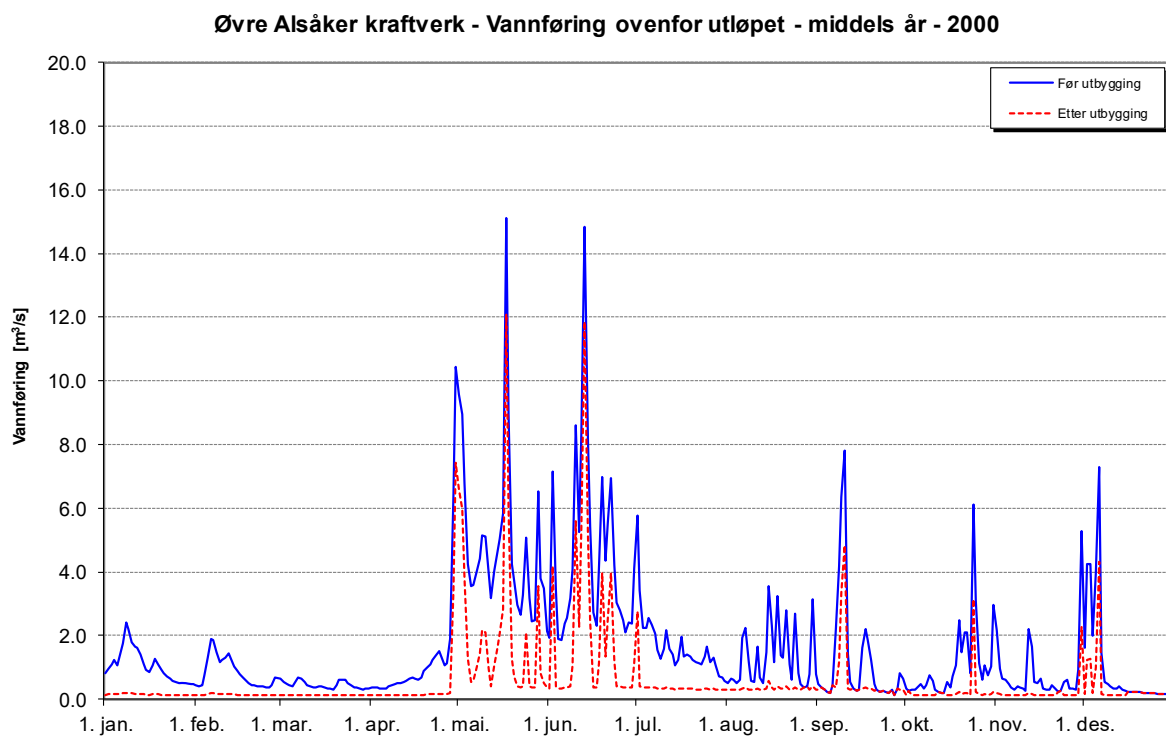
Figur 6. Plott som viser vannføringsvariasjoner i et tørt (1996) år (før og etter utbygging).¹⁷

Øvre Alsåker kraftverk - Vannføring nedenfor inntaket - middels år - 2000

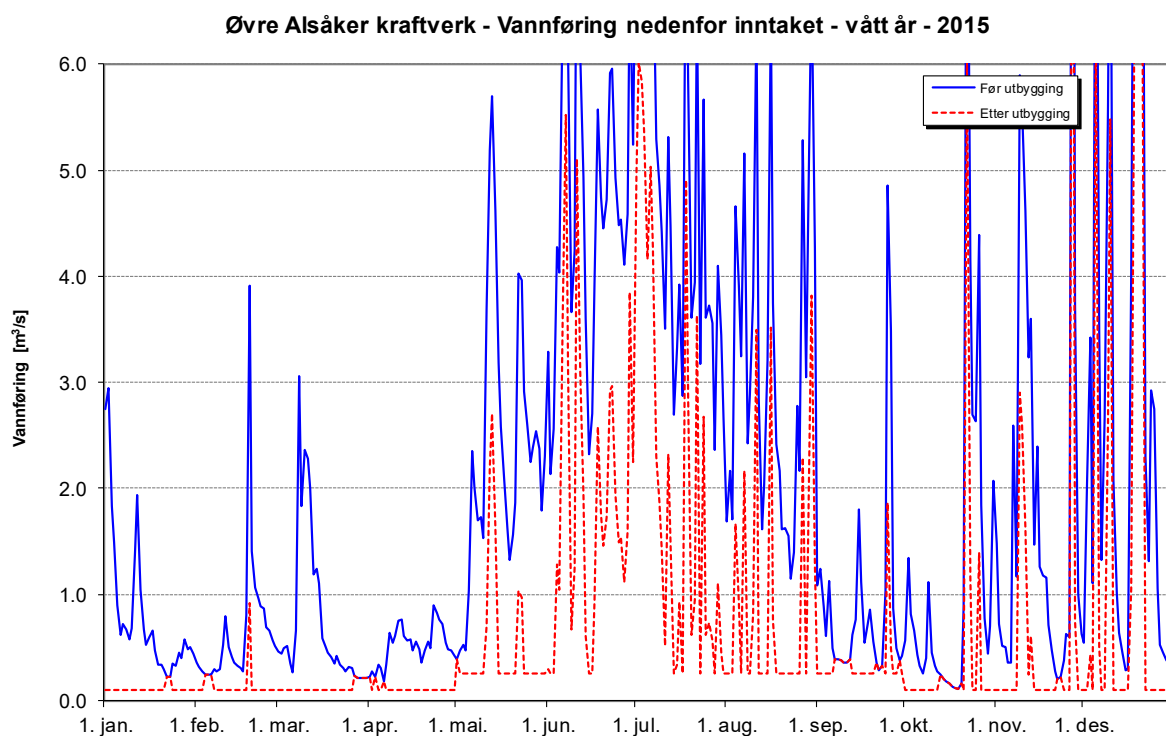


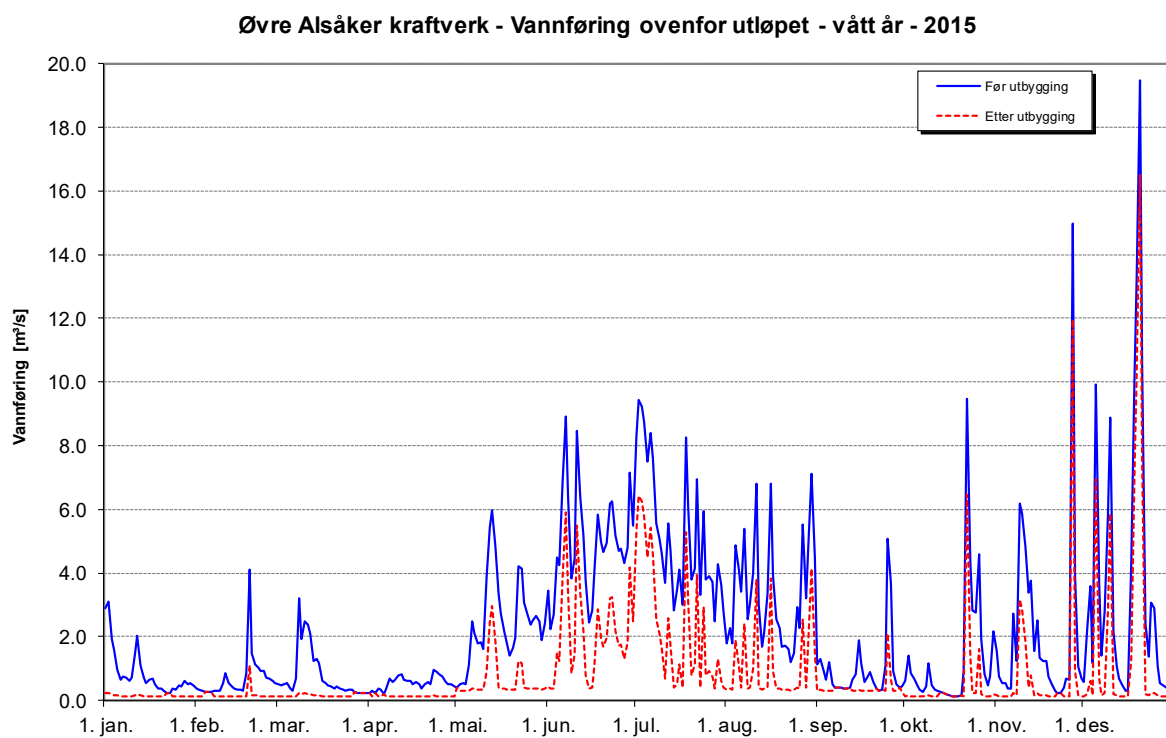
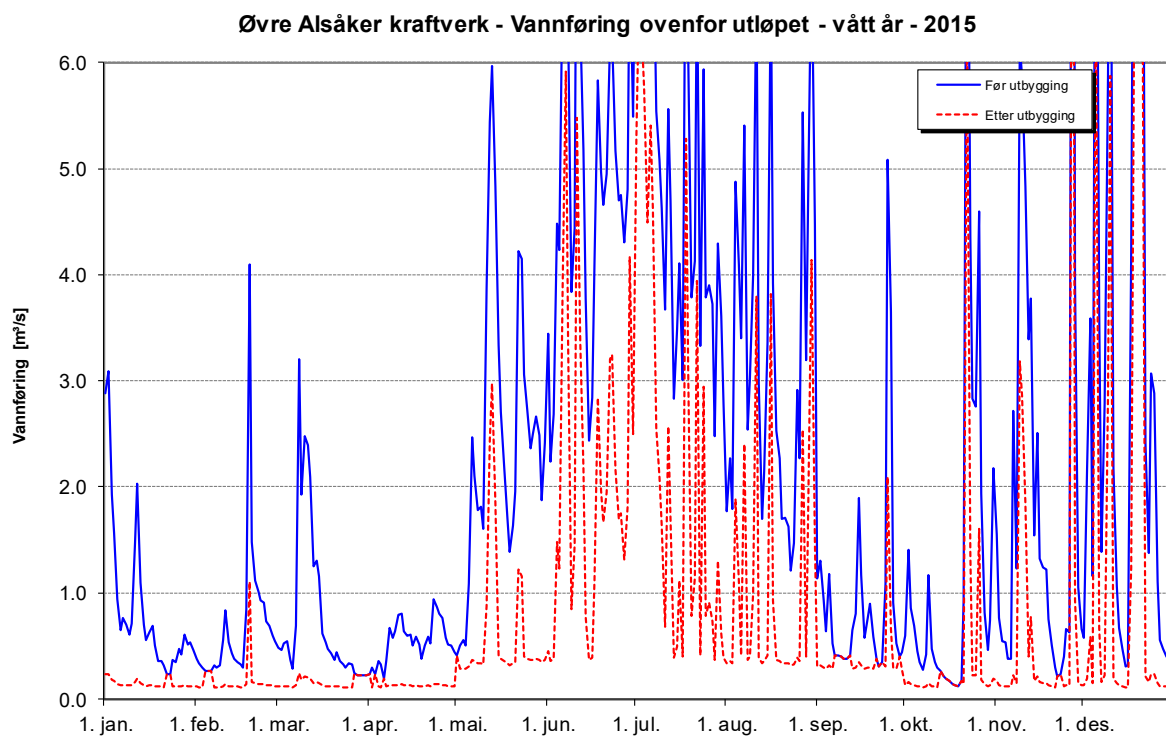
Øvre Alsåker kraftverk - Vannføring ovenfor utløpet - middels år - 2000





Figur 7. Plott som viser vannføringsvariasjoner i et middels (2000) år (før og etter utbygging).¹⁸



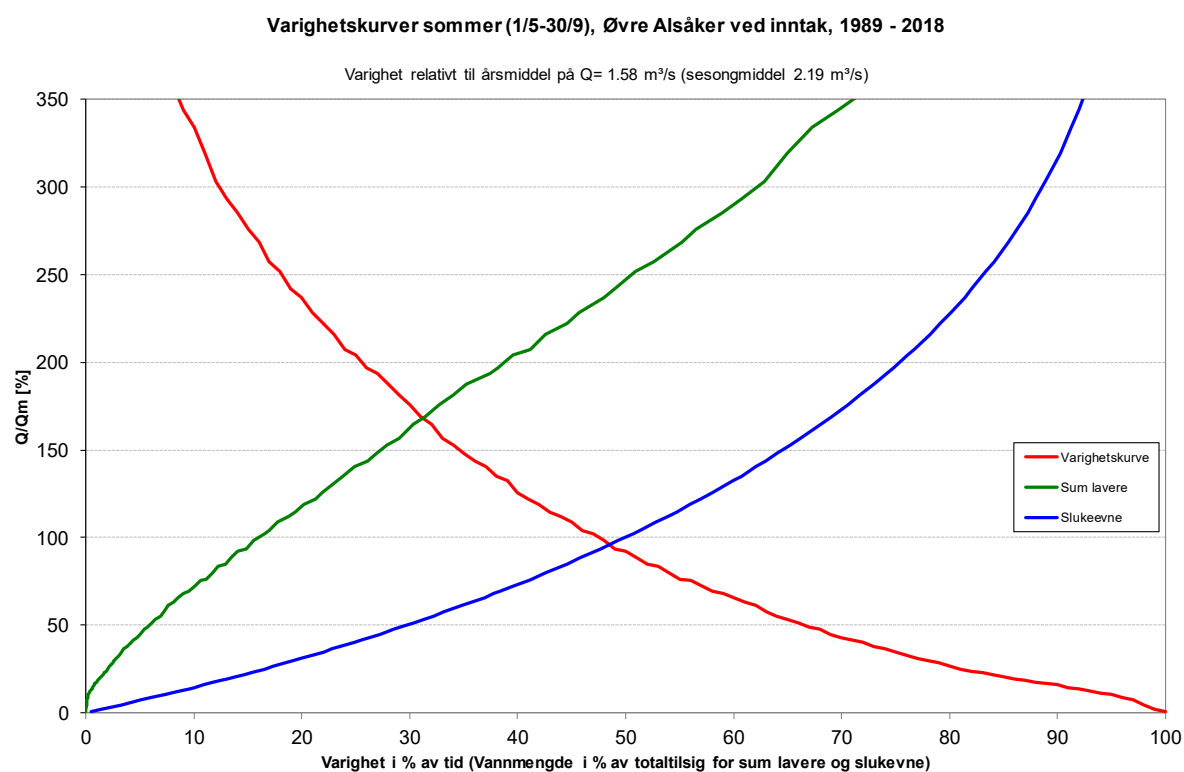


Figur 8. Plott som viser vannføringsvariasjoner i et vått (2015) år (før og etter utbygging).¹⁹

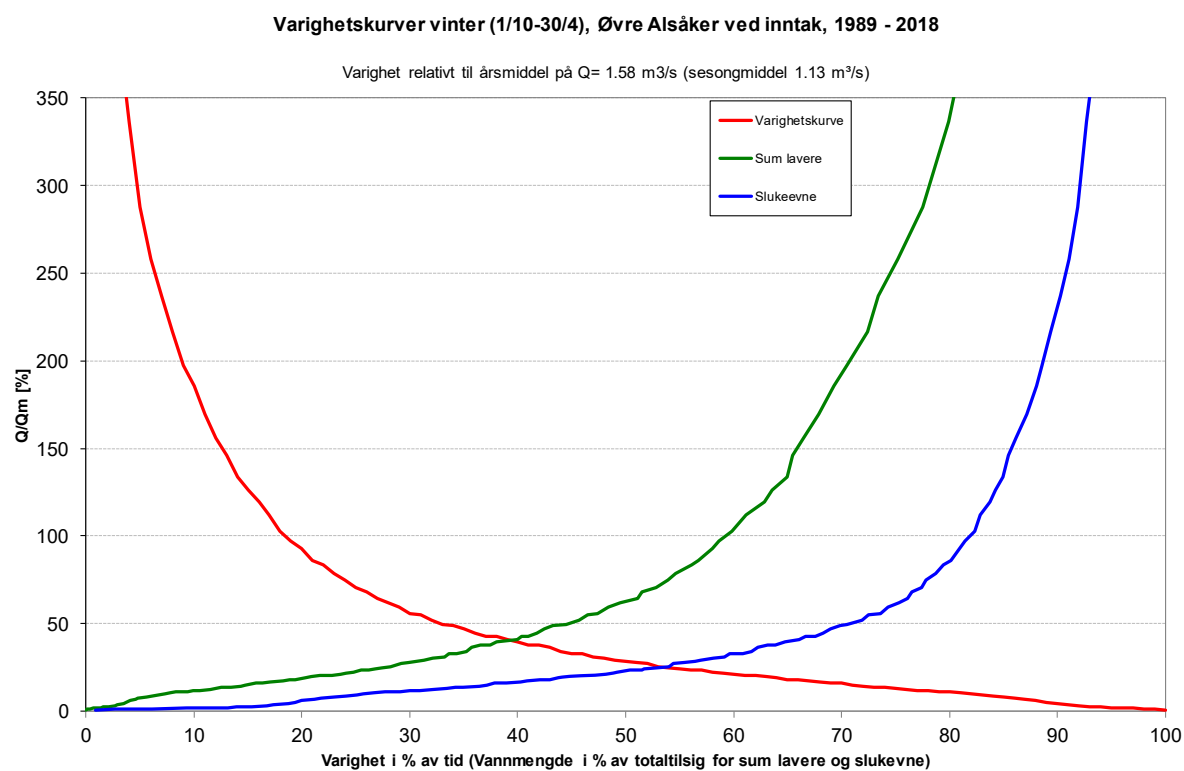
Kommentarer.

Vannføringskurvene er presentert med samme skala på y-aksen, samt at det i tillegg er tatt med en ekstra kurve ovenfor utløp som viser maksvannføringene.

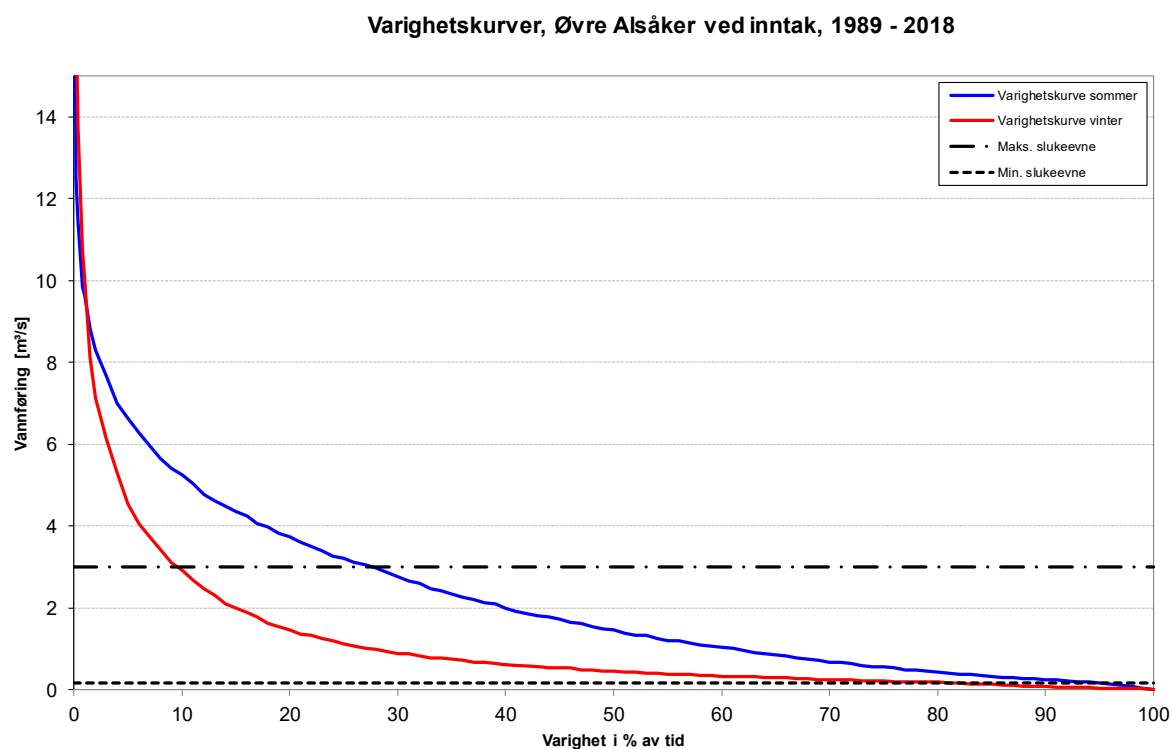
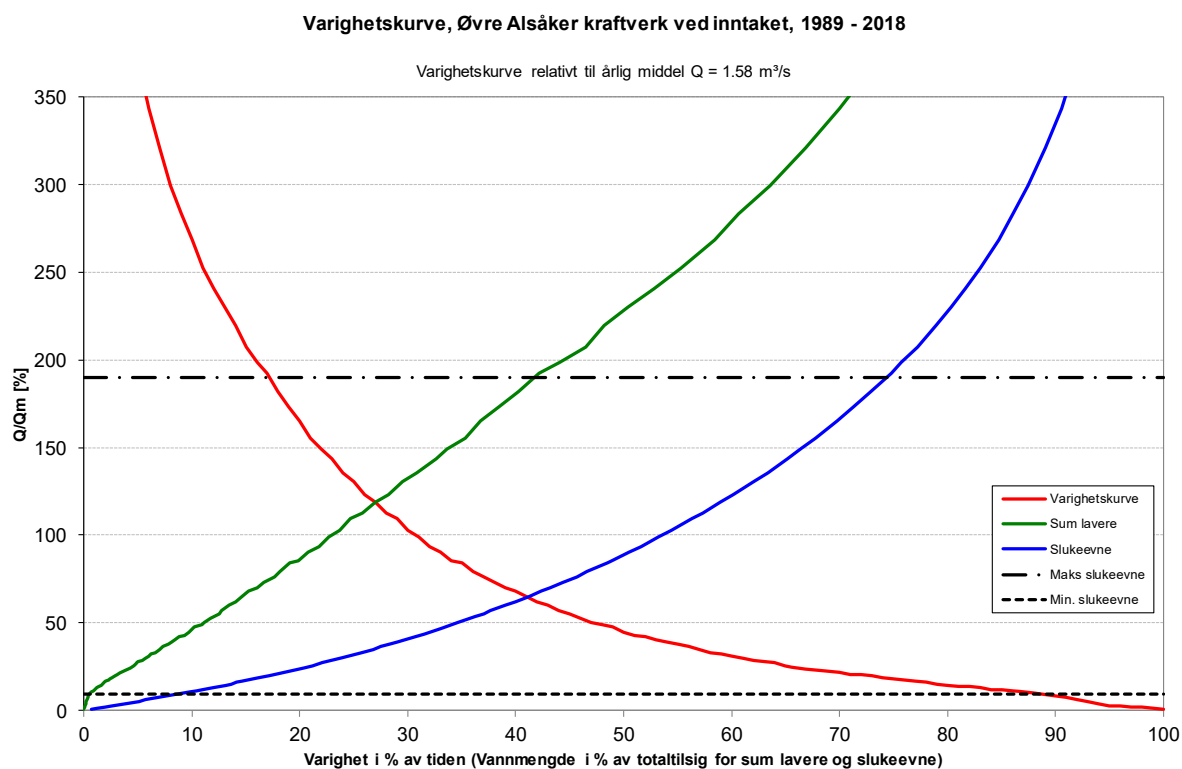
1.3 Varighetskurve²⁰ og beregning av nyttbar vannmengde



Figur 9. Varighetskurve for sommersesongen (1/5 – 30/9).



Figur 10. Varighetskurve for vintersesongen (1/10 – 30/4).



Figur 11. Varighetskurve, kurve for flomtap og for tap av vann i lavvannsperioden (år).

1.3.1 Kraftverkets største slukeevne og laveste driftsvannføring.

Kraftverkets største slukeevne (m ³ /s)	3.1
Kraftverkets laveste driftsvannføring (m ³ /s)	0.16

1.3.2 Antall dager med vannføring større enn største slukeevne og mindre enn laveste driftsvannføring tillagt planlagt minstevannføring (se pkt. 1.1.5) i utvalgte år.

	Tørt år; 1996	Middels år; 2000	Vått år; 2015
Antall dager med vannføring > største slukeevne	23	59	98
Antall dager med vannføring < planlagt minstevannføring + laveste driftsvannføring	209	40	34

1.3.3 Beregning av nyttbar vannmengde til produksjon ved hjelp av hydrologiske data.

Tilgjengelig vannmengde ²¹ (mill. m ³)	49.7
Beregnet vanntap fordi vannføringen er større enn største slukeevne (% av middelvannføring)	23.5
Beregnet vanntap fordi vannføringen er mindre enn laveste driftsvannføring (% av middelvannføring)	0.7
Beregnet vanntap på grunn av slipp av minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannføring (% av middelvannføring)	3.9
Beregnet vanntap på grunn av slipp av minstevannføring tilsvarende 5-persentiler for sommer og vinter (% av middelvannføring)	8.5
Beregnet vanntap på grunn av slipp av annen planlagt minstevannføring (% av middelvannføring)	10.1
Nyttbar vannmengde til produksjon ved slipp av minstevannføring tilsvarende alminnelig lavvannføring, (mill. m ³)	35.1
Nyttbar vannmengde til produksjon ved slipp av minstevannføring tilsvarende 5-persentiler for sommer og vinter, (mill. m ³)	33.4
Nyttbar vannmengde til produksjon ved slipp av annen planlagt minstevannføring, (mill. m ³)	32.7

Kommentarer

--

1.4 Restfeltet²²

1.4.1 Informasjon om restfelt.

Inntaket og kraftverkets høyde (moh)	478	305
Lengde på elva mellom inntak og kraftverk ²³ (m)	1550	
Restfeltets areal	1.6	
Tilslig fra restfeltet ved kraftverket (l/s)	75	

Kommentarer

--

1.5 Karakteristiske vannføringer i lavvannsperioden og minstevannføring.

1.5.1 Karakteristiske vannføringer i lavvannsperioden og planlagt minstevannføring.

	År	Sommer (1/5 – 30/9)	Vinter (1/10 – 30/4)
Alminnelig lavvannføring (m ³ /s)	0.064	-----	-----
5-persentil ²⁴ (m ³ /s)	0.069	0.263	0.052
Planlagt minstevannføring (m ³ /s)		0.260	0.100

Kommentarer

--

1.6 Flomvannføringer.

1.6.1 Karakteristiske flomvannføringer. ²⁵

	Døgn	Kulminasjon
Midlere flom ved dam/ inntak	21.8 m ³ /s	36.5 m ³ /s
	1268 l/s km ²	2122 l/s km ²
10-årsflom ved dam/ inntak	30.6 m ³ /s	50.0 m ³ /s
	1780 l/s km ²	2907 l/s km ²
200-årsflom ved dam/ inntak	54.6 m ³ /s	63.5 m ³ /s
	3174 l/s km ²	3692 l/s km ²

Kommentar, flomregime og flomberegningsmetode ²⁶

Det er benyttet GEV (max lik) fordeling for 61.8 Kaldåen. Flomverdier er basert på middelflom fra Nevina.

¹ Hvis ja; hva slags? (eks: bre, myr, innsjø med flere utløp, karst).

² Hvis ja skal dette tegnes inn på kartet i figur 1.

³ Målt eller beregnet naturlig vannstand ved tilnærmet årsmiddelvannføring.

⁴ I henhold til NVEs stasjonsnett.

⁵ En konstant som multipliseres med dataserien ved sammenligningsstasjonen for å lage en serie som beskriver variasjoner i vannføringen i kraftverkets nedbørfelt.

⁶ Med reguleringer menes her regulering av innsjø eller overføring inn/ut av naturlig nedbørfelt.

⁷ Feltparametere for sammenligningsstasjon kan leses fra NVEs database Hydra 2 ved bruk av programmet HYSOPP.

⁸ Effektiv sjøprosent tar hensyn til innsjøers beliggenhet i nedbørfeltet. Dette er en viktig parameter for vurdering av både flom- og lavvannføringer. Definisjonen av effektiv sjøprosent er: $100 \sum (A_i \cdot a_i) / A^2$, der a_i er innsjø i 's overflateareal (km^2) og A_i er tilsigsarealet til samme innsjø (km^2), mens A er arealet til hele nedbørfeltet (km^2). Innsjøer langt ned i vassdraget får dermed størst vekt, mens innsjøer nær vannskillet betyr lite. Små innsjøer nær vannskillet kan ofte neglisjeres ved beregning av effektiv sjøprosent.

⁹ Snaufjellandel. Andel snaufjell beregnes som arealandel over skoggrensen fratrasket eventuelle breer, sjøer og myrer over skoggrensen.

¹⁰ På hvilken tid av året (vår, sommer, høst, vinter) inntreffer henholdsvis flom og lavvann?

¹¹ Middelavrenning i normalperioden 1961-1990. Inneholder usikkerhet i størrelsesorden $\pm 20\%$.

¹² Beregnet for sammenligningsstasjonen i observasjonsperioden eller den perioden som ligger til grunn for beregningen.

¹³ For vannføringen ved kraftverkets inntakspunkt.

¹⁴ For hver dag gjennom året (døgnverdi: januar-desember) plottes middel, median- og minimumsvannføringen over en lang årrekke (helst 20-30 år med døgndata).

¹⁵ For hver dag gjennom året (døgnverdi: januar-desember) plottes maksimumsvannføringen over en lang årrekke (helst 20-30 år med døgndata).

¹⁶ Årsmiddel for hvert år i observasjonsperioden.

¹⁷ Tørt år må angis (f.eks. året i observasjonsperioden med laveste årsvolum). Vannføringsvariasjoner (døgnmiddel) før og etter inngrep vises i samme diagram (januar – desember).

¹⁸ Middels år må angis (f.eks. året i observasjonsperioden med årsvolum nær middelet i observasjonsperioden). Vannføringsvariasjoner (døgnmiddel) før og etter vises i samme diagram (januar – desember).

¹⁹ Vått år må angis (f.eks. året i observasjonsperioden med høyest årsvolum). Vannføringsvariasjoner (døgnmiddel) før og etter vises i samme diagram (januar – desember).

²⁰ Varighetskurve skal angi hvor stor del av tiden (angitt i %) vannføringen er større enn en viss verdi (angitt i % av middelvannføringen). Alle døgnvannføringene i observasjonsperioden sorteres etter størrelse før kurven genereres. Varighetskurven skal ligge til grunn for å estimere flomtap som følge av at vannføringen er høyere enn største slukeevne (kurve for slukeevne) og tap i lavvannsperioden som følge av at vannføringen er lavere enn laveste driftsvannføring (kurve for sum lavere). Kurvene skal vises i samme diagram.

²¹ Normalavløp 1961-1990 (eller forventet gjennomsnittlig årlig avløp).

²² Med restfelt menes arealet mellom inntakspunkt og kraftverk.

²³ Lengde i opprinnelig elveløp og *ikke* korteste avstand.

²⁴ Den vannføringen som underskrider 5 % av tiden.

²⁵ Midlere flom i løpet av et døgn beregnes som gjennomsnitt av største døgnmiddelvannføring hvert år.

Metodikk for beregning av flomvannføringer, se NVEs retningslinjer 04/2011 "Retningslinjer for flomberegninger". Spesielt i små felt, vil kulminasjonsvannføringen under flom ofte være vesentlig større enn døgnmiddelet.

²⁶ Kommenter hvilke måneder i året flommer er hyppigst forekommende, og kommenter kort hvilken metode som er benyttet for beregning av flomvannføringer.

Vedlegg 5 Bilder



Bilde 1 Rørtrase ved inntak pel 20



Bilde 2 Myrområde ved pel 150



Bilde 3 Damsted ved rød prikk