NVE

# Forenkling av beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft

Rapport fra partssammensatt arbeidsgruppe

*Ljøgodtutvalget*

NVE Diverse 5

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEKET

# LJØGODTUTVALGET

**Rapport fra arbeidsgruppe for forenkling av beregningsgrunnlag**
**for**
**konsesjonsavgifter og konsesjonskraft**

Oslo.31.10.2002

# Forord

Ved brev av 21.09.2001 fra Olje- og energidepartementet ble NVE bedt om å sette ned og lede en arbeidsgruppe som skulle komme med forslag til endringer i beregningsgrunnlaget for fastsettelse av konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.

Utvalget, som ble konstituert etter at NVE ved brev av 25.09.2001 inviterte de berørte organisasjoner til å oppnevne representanter til utvalget, legger med dette frem sin rapport.

I arbeidet har utvalget etter mandatet lagt hovedvekten på arbeidet med å forenkle beregningsmetodikken. Utvalget har, med de forbehold som går fram av særmerknad fra Landsamanslutninga av vassdragskommunar med tilslutning fra Samarbeidande kraftfylke, samlet seg om en standard reguleringskurve til erstatning for de beregnede reguleringskurvene. Utvalget foreslår i tillegg enkelte mindre endringer.

Utvalget for forenkling av beregningsgrunnlaget
for fastsettelse av
konsesjonsavgifter og konsesjonskraft

Oslo oktober 2002

Trond Ljøgodt
leder

Stein Erik Stinessen

Alv Sværen

John Støyva

Odd Stiansen

Ingvar Solberg

Christian B. Pettersen (observatør)

Øystein Grundt (sekretær)

**1. INNLEDNING ... 1**
1.1 BAKGRUNN ... 1
1.2 MANDAT ... 1
1.3 MØTER ... 2
**2. SAMMENDRAG ... 3**
**3. HISTORIKK ... 5**
**4. BESKRIVELSE AV DAGENS METODE ... 6**
4.1 BEREGNINGSGRUNNLAG ... 6
4.2 BEREGNING AV VANNFØRINGSØKNING ... 7
**5. SÆRTREKK VED DAGENS METODE ... 9**
**6. TILNÆRMING TIL NY METODE ... 10**
6.1 TIDLIGERE ARBEID I NVE ... 10
6.2 MODELLER VURDERT AV UTVALGET ... 10
**7. VIDERE BEARBEIDELSE AV FOSSHEIMMODELLEN ... 16**
7.1 UTVIKLING AV ALTERNATIVE KURVER ... 16
7.2 REPRESENTATIVITET I BEREGNINGENE ... 18
7.3 FORHOLDET TIL OVERREGULERINGER ... 18
7.4 KRAV I KONSESJONEN OM MINSTEVANNFØRING ... 21
**8. PRESENTASJON AV RESULTATER FRA BEREGNINGENE ... 22**
8.1 BEREGNINGER GJORT MED ALLE 4 KURVER ... 22
8.2 YTTERLIGERE BEREGNINGER MED FOSSHEIM4-TAKSDAL OG LJØGODTKURVEN ... 23
**9. PROBLEMSTILLINGER VED INNFØRING AV NY MODELL ... 27**
9.1 UKONSEDERTE REGULERINGSMAGASIN SOM UTGJØR EN DEL AV REGULERINGSMAGASIN ... 27
9.2 FORHOLDET TIL ERVERVSKONSESJONER ... 27
9.3 ERVERVAVGIFT VED UKONSEDERTE REGULERINGSMAGASIN ... 28
9.4 ERVERV I REGULERTE FELT ... 29
9.5 ERVERV I UREGULERTE FELT ... 29
9.6 ENDRING AV MAGASIN ELLER NYE OVERFØRINGER ... 29
**10. REELLE UTSLAG FOR KRAFTVERK, KOMMUNER OG FYLKESKOMMUNER ... 30**
10.1 UTSLAG FOR KOMMUNER OG FYLKESKOMMUNER ... 30
10.2 UTSLAG I BELØP FOR ENKELTE KRAFTVERK ... 31
**11. VALG AV KURVE ... 33**
**12. KONSESJONSKRAFT ... 36**
**13. FORDELING AV KONSESJONSAVGIFTER OG KONSESJONSKRAFT ... 37**
13.1 BESKRIVELSE AV DAGENS SYSTEM FOR FORDELING ... 37
13.2 FORDELING AV KONSESJONSKRAFT ... 39
13.3 PROBLEMSTILLINGER KNYTTET TIL DAGENS FORDELING ... 39
13.4 BEHOV FOR ENDRINGER ... 40
**14. AVGIFTSSATSER ... 41**
14.1 GENERELT ... 41
14.2 FELLES SATSER I SAMME VASSDRAG MED FLERE KONSESJONER ... 41
14.3 OPPHEVELSE AV ØVRE GRENSE ... 41
14.4 INDEKSJUSTERING ... 42
**15. INNFØRING AV NYTT SYSTEM ... 43**
15.1 SPØRSMÅL OM TILBAKEVIRKENDE KRAFT ... 43
15.2 NÅR SKAL NYTT SYSTEM TA TIL Å VIRKE ... 43
**16. ØKONOMISKE KONSEKVENSER ... 44**
**17. UTVALGETS KONKLUSJON ... 46**

# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

I St.prp. nr 1 (1998-99) heter det om konsesjonsavgifter og konsesjonskraft at:

> *"Beregningsgrunnlaget bygger på gamle data og gamle manuelle beregningsmetoder. Det er nødvendig å utrede mulighetene for forenkling av beregningsmetoder og beregningsprinsipper. Dette vil være et omfattende arbeid for NVE i 1999."*

Basert på dette ble det fra NVEs side i direktørmøte 01.12.1998 vedtatt å sette ned et internt utvalg som skulle se på metodikken ved fastsettelse av beregningsgrunnlaget for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft. Dette utvalget overleverte sin rapport til direktørmøtet 20.01.2000.

Etter dette anbefalte NVE i brev av 12.05.2000 til Olje- og energidepartementet (OED) at det snarest mulig blir etablert nye metoder for fastsettelse av beregningsgrunnlag. NVE uttalte at det var meget utilfredsstillende at det benyttes metoder som for lengst er foreldet og lite etterprøvbare.

NVE anbefalte at en videreutviklet en modell som var presentert tidligere, kalt "Fossheimmodellen", da resultatene fra denne tilsynelatende ikke avvek i for stor grad fra resultatene ved dagens beregningsmetode.

NVE anbefalte videre at en samtidig burde se på forhold som avgiftssatser, delingsperioder, fordeling av konsesjonsavgifter og fastsettelse av konsesjonskraftmengder.

## 1.2 Mandat

NVE fikk ved brev fra Olje- og energidepartementet av 21.09.2001 følgende mandat:

> *"Olje- og energidepartementet ber om at NVE setter ned og leder en arbeidsgruppe som skal komme med forslag til endringer i beregningsgrunnlaget for fastsettelse av konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.*
>
> *Arbeidsgruppens mål skal være å lage et regelverk for beregning og fordeling av konsesjonsavgifter og konsesjonskraft som er mest mulig enkelt, rettferdig og forståelig for alle parter. Det er viktig at kommunene og kraftbransjen møter en høy grad av forutberegnelighet og effektiv saksbehandling i vannkraftsaker. Et nytt system må få tilbakevirkende kraft.*
>
> *Arbeidsgruppen skal utrede de økonomiske, administrative og distriktsmessige konsekvensene av de forslag som fremmes.*
>
> *Det er ønskelig at arbeidsgruppen får en sammensetning bestående av to representanter fra LVK, to fra EBL, en fra Samarbeidande kraftfylke, to fra NVE og en representant (observatør) fra Olje- og energidepartementet.*
>
> *Departementet ber om at NVE avgir innstilling vedlagt arbeidsgruppens rapport innen utløpet av september 2002."*

Ved brev av 25.09.2001 inviterte NVE de ovennevnte organisasjoner til å delta i et utvalg som skulle utarbeide en rapport i tråd med mandatet, og det ble avholdt et innledende møte 12.10.2001.

**Utvalget legger følgende forståelse av mandatet til grunn i sitt videre arbeid:**

Det har vært utvalgets målsetting at de endringer som foreslås, verken samlet eller for den enkelte kommune/fylkeskommune eller kraftforetak, skal være vesentlige.

Utvalget fikk deretter følgende sammensetning:

| | |
|---|---|
| Fra Energibedriftenes Landsforening (EBL): | Odd Stiansen<br>Ingvar Solberg |
| Fra Landsamanslutninga av vasskraftkommunar (LVK): | Stein Erik Stinessen<br>Alv Sværen |
| Fra Samarbeidande kraftfylke (SK): | John Støyva<br>Håkon Bleken (vara) |
| Fra Olje- og energidepartementet (OED): | Robin A. Jacobsen (observatør)<br>Christian B. Pettersen (fra 01.04.2002) |
| Fra NVE: | Trond Ljøgodt<br>Knut Gakkestad (frem til 12.08.2002)<br>Øystein Grundt (sekretær) |

Trond Ljøgodt ble leder for utvalget som heretter omtales Ljøgodtutvalget.

I tillegg har NVE nedsatt en intern støttegruppe som trer inn ved behov. Denne har bestått av:

Svein Taksdal, Kjersti Halmrast og Astrid Brynildsen.

### *1.3 Møter*

I tillegg til det nevnte oppstartsmøtet 12.10. 2001 har det vært avholdt ett oppstartseminar på Klækken hotell den 12-13.11.2001 og deretter ytterligere 6 dagsmøter.

## 2. Sammendrag

Olje- og energidepartementet har bedt Norges vassdrags- og energidirektorat, (NVE), sette ned et utvalg bestående av representanter for Energibedriftenes landsforening, (EBL), Landssamanslutninga av vasskraftkommunar, (LVK), og Samarbeidande kraftfylke, (SK). Utvalget skal se på muligheten for å komme frem til et forenklet grunnlag for fastsettelse av beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.

Den beregningsmetodikk som benyttes i dag ble utviklet for over 100 år siden og har flere svakheter. Gjennom å finne en ny måte å beregne grunnlaget på har målsettingen for utvalget vært at disse svakhetene i størst mulig grad skal elimineres, samtidig som resultatet for partene ikke skal være vesentlige verken for den enkelte eller totalt sett. Utvalget mener på ha funnet frem til en metode som ligger nær opp til det totale beregningsgrunnlag som i dag benyttes og som antas heller ikke vil gi uakseptable enkeltutslag.

Utvalget har konstatert følgende svakheter ved dagens metode som i størst mulig grad bør elimineres:

- komplisert og detaljert beregning som er tidkrevende og lite forutsigbar og forståelig for partene.
- metoden benytter metodikk som opprinnelig var utviklet for andre formål og for magasin med lave reguleringsgrader
- den tunge metodikken har tidvis ført til lang saksbehandlingstid og et etterslep av saker som ikke er ferdigbehandlet
- nøyaktigheten og tidsbruken i beregningene står ikke i forhold til usikkerheten i grunnlaget, selv om NVE gjennom et internt forenklingsarbeid har fjernet en del parametre som tidligere inngikk i beregningen
- magasinets avgiftsgrunnlag er avhengig av historikken; dvs. at de første magasinene som er etablert i vassdraget får større avgiftsbelastning enn de siste
- endringer i et magasin i et vassdrag påvirker grunnlaget for nedenforliggende magasiner og kraftverk
- ulike satser for hver konsesjon gjør beregningen for magasiner med flere konsesjoner komplisert
- stor grad av faglig vurdering som kan være gjenstand for skjønn
- kraftverk som legges til grunn for disponeringen av magasinet (beregningspunkt) er avgjørende for resultatet. Nye store kraftverk kan derfor gi endret resultat for hele vassdraget hvis de etableres ovenfor beregningspunktet
- metoden tar ikke hensyn til flerårsmagasiner. I enkelte tilfelle har det vært gitt et skjønnsmessig tillegg ved fastsettelse av avgiftsgrunnlaget.

Utvalget har gjennom sitt arbeid kommet frem til en metode som i stor grad ivaretar de innvendingene som er nevnt ovenfor. Denne baserer seg på at en tapper ut et magasinvolum over en viss tidsperiode. Magasinet deles opp i inntil 4 segmenter, avhengig av hvor stor magasinprosenten er. Segmentene har ulik tappetid, noe som i større grad gjenspeiler hvordan et magasin kan benyttes i et samkjøringssystem i forhold til dagens beregningsmetodikk som baserer seg på en tankegang om at hvert vassdrag er en isolert enhet som skal sikre kraftforsyning til et bestemt område.

Den nye metoden har to inngangsparametre, magasinvolum og tappetid. Det benyttes en kurve som da vil gjelde for hele landet. Metoden har følgende fordeler:

- Metoden er lettere å bruke for alle
- Metoden gjelder for alle hydrologiske regimer
- Metoden har to inngangsparametre (volum og tilsig) som er forholdsvis lett tilgjengelige data
- Alle magasiner behandles likt, uavhengig av når de er gitt konsesjon
- Metoden håndterer flerårsmagasin (overreguleringer)
- Metoden kan justeres for minstevannføringspålegg
- Metoden møter utvalgets forutsetning om små endringer i forhold til dagens metode

Det er gjort beregninger med 4 ulike varianter av kurven i form av ulik tappetid for de ulike volumsegmentene. I første fase av disse beregningene var det to kurver som skilte seg ut ved at de ikke avvek i for stor grad fra dagens beregningsgrunnlag og det ble gjort ytterligere beregninger for disse. Totalt for disse to alternativene er det gjort beregninger for kraftverk som representerer ca. halvparten av det beregningsgrunnlag som benyttes i dag for fastsettelse av konsesjonsavgifter og konsesjonskraft. Det er i

tillegg gjort beregninger over utslagene for i alt 7 kommuner. Ingen av kurvene gir utslag som er diskvalifiserende i forhold til utvalgets mandat. For å forsøke å finne en kurve som alle utvalgets medlemmer kunne enes om, ble det utarbeidet ytterligere en kurve (i denne rapporten kalt Standardkurven) som opptegnet i diagram ligger mellom de to andre kurvene. Denne vil trolig gi et totalresultat som ligger litt i overkant, men svært nær, dagens beregningsgrunnlag. De beregninger som er foretatt for denne kurven støtter en slik vurdering. **Utvalget er av den oppfatning at en fastsettelse av de tappetider som gjelder for denne aktuelle kurven gir et godt resultat sett i forhold til mandatet.** De tappetider som skal benyttes er:

| Magasinprosent | Tappetid i mnd |
|---:|---:|
| 0-21 | 4,5 |
| 22-50 | 15 |
| 51-100 | 26 |
| >100 | 54 |

Utvalget har kommet frem til en kurve som skal gjelde for alle reguleringer, inkludert reguleringer med store magasin, hvor det er gitt egne påslag av Stortinget for fastsettelse av beregningsgrunnlag. **Utvalget ønsker videre at flere andre forhold knyttet til konsesjonsavgifter og konsesjonskraft endres.** Dette gjelder opphevelse av 10-årsregelen om fordeling av konsesjonsavgifter, opphevelse av maksimalsatsen for konsesjonsavgifter (eventuelt indeksjustering av maksimalsatsen), samtidig indeksjustering av konsesjonsavgifter hvert 5. år, og opphevelse av regelen om at et vedtak om fordeling av konsesjonskraft først kan endres etter 20 år. Dette vil innebære en forenkling av det arbeidet som gjøres i forbindelse med fastsettelse, innkreving og fordeling av konsesjonsavgifter og fastsettelse og fordeling av konsesjonskraft.

*Særmerknad fra LVK, og med tilslutning fra SK*

*Mer enn 250 kommuner og 15 fylkeskommuner har i dag lovbestemt krav på konsesjonskraft og konsesjonsavgifter. For mange av disse kommunene er dagens konsesjonsordninger viktige, og det er foretatt betydelige innrettelser i den offentlige forvaltning på de inntekter som kommer fra disse konsesjonsordningene. Selv om de endringer som foreslås av utvalget har som målsetning å være provenynøytrale, må det antas at flere enkeltkommuner vil få endret sine inntektsgrunnlag. Det er derfor LVKs syn at NVE burde ha hatt tid til å foreta vesentlig bredere konsekvensutredninger for kommunene av de forslag som fremmes. Beregninger bare foretatt for 7 kommuner er et altfor spinkelt grunnlag for å vurdere de samlede virkninger for kommunesektoren av de forslag som fremmes. Denne mangelen ved beslutningsgrunnlaget gjør det bare mulig å gi en betinget tilslutning til innstillingen.*

*Dersom noen kommune skulle få vesentlige endringer i sine inntekter basert på konsesjonsavgifter og konsesjonskraft som følge av utvalgets forslag, ber LVK om at det innføres en "sikkerhetsventil" hvor vedkommende kommune kompenseres for slike endringer, enten ved en oppjustering av konsesjonsavgiftssatsen eller på annen måte.*

*Det har ligget utenfor utvalgets mandat å foreta vurderinger av de rettslige spørsmål innstillingen reiser, herunder om betydningen av endringer i eksisterende konsesjoner. LVK tar derfor forbehold om å komme tilbake til slike spørsmål senere i arbeidet med utvalgets innstilling.*

*LVK har i mange år fremmet forslag overfor myndighetene om forenklinger i konsesjonskraft- og avgiftsordningen, og er tilfreds med at dette arbeidet nå er kommet i gang. I en tid hvor det skjer store strukturendringer innenfor vannkraftforsyningen, og hvor det trolig om få år vil være et betydelig internasjonalt eierskap i norsk kraftbransje er det spesielt viktig å hegne om de konsesjonsordninger som forvalter verdiene av norsk vannkraft, og å gjøre dem så effektive og robuste som mulig. I motsetning til andre energikilder er natur- og miljøulempene ved vannkraftproduksjonen av lokal karakter. Derfor er også våre konsesjonsordninger det. LVK er opptatt av at disse perspektiver følger det videre arbeidet med forenklinger av konsesjonsordningene. Forenklinger av konsesjonsordninger må ikke føre til forringelse av dem.*

## 3. Historikk

Opprinnelig var systemet med konsesjonskraft og konsesjonsavgifter begrunnet ut fra de berørte lokalsamfunns behov for elektrisitet, samt en økonomisk kompensasjon for skader og ulemper som vannkraftutbyggingen påførte de berørte distriktene. I den senere tid er ordningene også begrunnet i at de berørte lokalsamfunn skal ha en andel av den verdiskapningen som reguleringen og utbyggingen representerer. Ordningen ble etablert ved forrige århundreskifte, og var sammen med hjemfall viktig ved innføring av konsesjonslovgivningen.

Beregningen av grunnlaget for konsesjonsavgifter og -kraft baseres på at verdien av magasinet bestemmes av hvilken jevn vannføring som kan holdes i lavvannføringsperioden. Lovgrunnlaget for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft finnes i ervervsloven (lov av 14. desember 1917 nr. 16 om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v. (industrikonsesjonsloven) og vassdragsreguleringsloven (lov av 14. desember 1917 nr. 17 om vassdragsreguleringer). Beregningen etter de to lovene er basert på samme metodikk, med reguleringskurver som utgangspunkt, men med noe forskjellige grunnlagsdata.

Dagens beregning av grunnlaget for konsesjonsavgifter og -kraft baseres på drøyt hundre år gammel metodikk. Til tross for ofte betydelige usikkerheter i det hydrologiske grunnlaget, og at enkelte elementer i stor grad baseres på skjønn, er det utviklet en metode som går svært langt i detaljering av de hydrologiske forholdene. Beregningen er avhengig av en rekke grunnlagsdata for konstruksjon av en gyldig reguleringskurve.

Det er i dag lang behandlingstid i noen saker, særlig ved fornyelse av konsesjoner, og spesielt der dette bare gjelder for private deltakeres andel i disse konsesjonene. Metoden var dekkende for et vannkraftsystem uten landsdekkende nett, der verdien var svært avhengig av vannføringen som kunne garanteres i tørre perioder. I dagens markedsbaserte system med landsdekkende nett er det flere forhold i tillegg til reguleringsgraden som er viktig for magasinenes verdi, f.eks. muligheten for effektkjøring og produksjon som følger svingningene i kraftprisen. Utvalget har forsøkt å finne frem til en metode som i større grad hensyntar dette.

Konsesjonsavgiftene utgjorde i 2001 kr 452 mill. kr til kommunene og 109 mill. kr til staten, mens samlet konsesjonskraftkvantum var på ca. 8,5 TWh. Konsesjonskraft tildeles i dag mer enn 250 kommuner og 15 fylkeskommuner. Det er således sterke interesser knyttet til disse ordningene som både har betydning for den offentlige økonomi og for kraftforetakene.

# 4. Beskrivelse av dagens metode

Vassdragsreguleringslovens §2, 3. ledd sier bl.a: *"Økningen av vannkraften etter første og annet ledd beregnes på grunnlag av den øking av vassdragets lavvannføring som reguleringen antas å medføre ut over den vannføring som har vært påregnelig år om annet i 350 dager i året. Ved beregningen legges det til grunn at magasinet utnyttes slik at vannføringen i lavvannsperioden blir så jevn som mulig."*

## 4.1 Beregningsgrunnlag

Økningsberegningene i henhold til hovedregelen i reguleringslovens § 2 bygger på reguleringskurven. Denne uttrykker hvor stor regulert vannføring et bestemt magasinvolum vil gi. Årlige reguleringskurver kan konstrueres fra en summasjonskurve. Skal en, for en målestasjon, finne hvilket magasinvolum som er nødvendig for å holde en viss regulert vannføring på det stedet stasjonen er plassert, må det først konstrueres en fortløpende avløpssummasjon i et aksesystem med tiden på den ene akse og avløpsvolumet langs den andre. På den kurve en dermed får (summasjonskurven) legges såkalte tappelinjer. Disse representerer ulike regulerte vannføringer og gir nødvendig magasinvolum for hvert enkelt år. Summasjonskurven med sine tappelinjer danner grunnlaget for oppsetting av den såkalte reguleringskurven. Denne kurven viser forholdet mellom nødvendig effektiv magasinkapasitet og regulert vannføring og konstrueres automatisk ut fra lagrede hydrologiske data. Reguleringskurvene gis ofte i relative verdier. Magasinets effektive volum er gitt i prosent av det samlede felts normale årstilsig, og den regulerte vannføring på samme måte i prosent av middelvannføring. Den regulerte vannføring kan defineres som minimumsvannføringen i reguleringsåret (perioden), når de gitte, effektive magasin er benyttet for å få en høyest mulig jevn vannføring i lavvannsperioden et bestemt sted i vassdraget. En årlig reguleringskurve begynner ved den minste observerte vannføring i året (tilsvarende null magasin) og ender ved punktet tilsvarende den midlere vannføring i reguleringsåret. NVE har utviklet programvare som i de fleste tilfellene konstruerer disse kurvene, men det rokker ikke ved det forholdet at kurven i seg selv er konstruert ut fra et dårlig statistisk fundament.
De årlige reguleringskurver er alltid kontinuerlige kurver. Hvis man forutsetter konstant tappetid for en del av kurven vil kurven bli lineær. Tappeperiodens lengde vil som regel tilta med magasinprosenten, og dette medfører en tilsvarende sterkere stigning av reguleringskurven. Et hvert tillegg i magasinkapasiteten vil gi en suksessiv mindre økning i regulert vannføring. Ved sprang i tappeperiodens lengde innen året vil reguleringskurven få en knekk.

### 4.1.1 Reguleringsloven

Når regulert vannføring i henhold til en konsesjon etter reguleringsloven skal beregnes, har det helt fra nåværende lov trådte i kraft blitt etablert den praksis at det er vannføringsforholdene i et såkalt bestemmende år som legges til grunn. Et bestemmende år er i denne sammenheng et tørrår, altså et vanskelig år for kraftverksdrift. Hydrologisk defineres det i regelen som det aller ugunstigste året dersom det foreligger en observasjonsperiode på høyst 10 år, - som det nest ugunstigste året ved inntil 15 års observasjonstid, som det tredje ugunstigste året ved inntil 25 års observasjonstid osv.

Ved en konsedert vassdragsregulering vil den kraftinnvinning som legges til grunn for beregning av konsesjonsavgifter og konsesjonskraft, være avhengig av to faktorer, nemlig vannføringsøkningen og brutto fallhøyde i hvert enkelt kraftverk. Vannføringsøkningen er differansen mellom regulert vannføring i bestemmende år og alminnelig lavvannføring (eller eventuelt tidligere regulert vannføring ved tilleggsreguleringer). Er fastsatt minstevannføring større enn alminnelig lavvannføring benyttes denne verdien i stedet når vannet må føres utenom kraftverket. Fallhøyden er differansen mellom et kraftverks overvann (inntak) og undervann (utløp). Settes vannføringsøkningen ved et utbyggingsprosjekt til Q $m^3/s$ og fallhøyden lik H m, vil innvunnen kraftmengde bli:

$$1000 \times Q \times H \text{ (kgm/s)}$$

Reguleringsloven opererer imidlertid ikke med kgm, men med begrepet naturhestekrefter (nat.hk), både i forbindelse med spørsmål om konsesjon er nødvendig og når det gjelder satser for konsesjonsavgift og grunnlaget for konsesjonskraft. Ettersom 1 hestekraft pr. definisjon er lik 75 kgm/s, vil følgelig kraftøkningen i nat.hk. bli:

$$N = 13{,}33 \times Q \times H$$

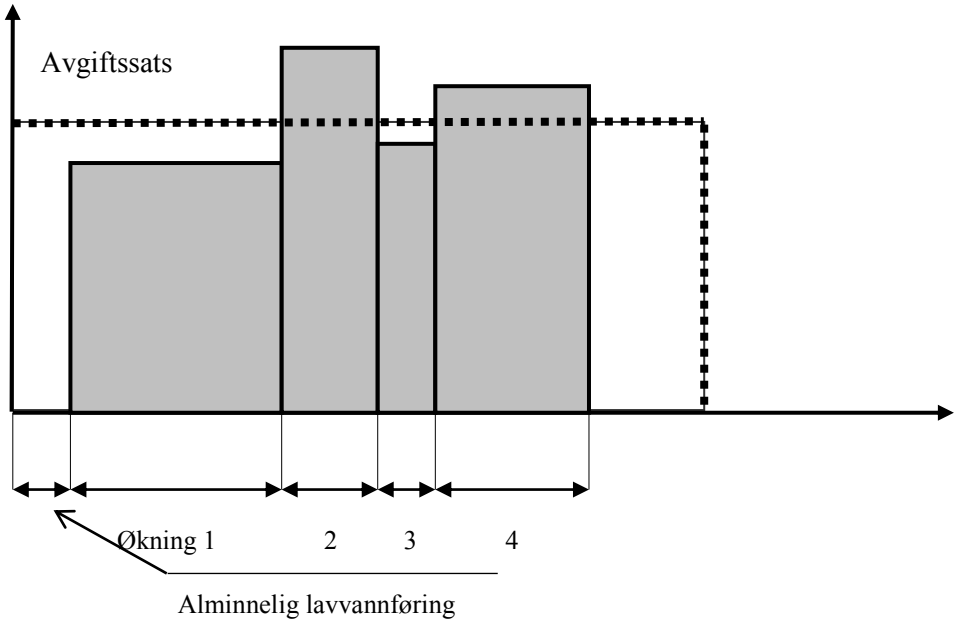
### 4.1.2 Ervervsloven

Etter ervervsloven beregnes antall nat.hk ut fra regulert vannføring i et medianår og uten fratrekk for alminnelig lavvannføring. Dersom det i konsesjonsvilkårene er gitt pålegg om å slippe minstevannføring forbi kraftanlegget kommer dette til fradrag. Avgiftsgrunnlaget for en ervervskonsesjon vil derfor i alminnelighet bli vesentlig høyere enn for en tilsvarende reguleringskonsesjon. På samme måte som for reguleringsloven skal beregningsgrunnlaget for avgifter og for kraftavgivelse være det samme, jf. ervervsloven §2 pkt 12 og 13. Konsesjonsavgifter og konsesjonskraft beregnes for reguleringskonsesjoner og ervervskonsesjoner. Mens reguleringsavgifter baseres på økning i bestemmende års regulert vannføring, beregnes ervervsavgiftene ut i fra utnyttet regulert vannføring i et medianår. Hovedprinsippet er at verdien av magasinet uttrykkes ved en jevn vannføring i lavvannføringsperioden.

Dersom en konsesjonær er pålagt både ervervs- og reguleringsavgift for utnyttelse av samme vannfallet, kommer reguleringsavgiften til fradrag ved beregningen av ervervsavgift, jf. ervervslovens § 2, post 13. Når ervervs- og reguleringsavgiftssatsene er like kan fradraget beregnes i beregningsgrunnlaget. I de tilfeller der avgiftssatsene er forskjellige må avgiftene beregnes i kroner før reguleringsavgiften kommer til fradrag. Når reguleringssatsen er høyere enn ervervssatsen blir det ikke fradrag for den overskytende avgiftsdelen.

"Netto" erverv benyttes ved beregning av konsesjonskraft, jf. v.regl. § 12, post 15, 6. ledd.

Figuren under illustrerer en utbygging som benytter reguleringsvann fra 4 forskjellige reguleringskonsesjoner med tilhørende beregningsgrunnlag og avgiftssatser (grått område). Ervervsavgiften som i utgangspunktet tilsvarer det stiplede rektangelet, blir redusert til å omfatte de hvite feltene, også kalt ”netto” eller ”effektivt” erverv.




*Reguleringsavgiften kommer til fradrag ved beregning av ervervsavgiften.*

## 4.2 Beregning av vannføringsøkning

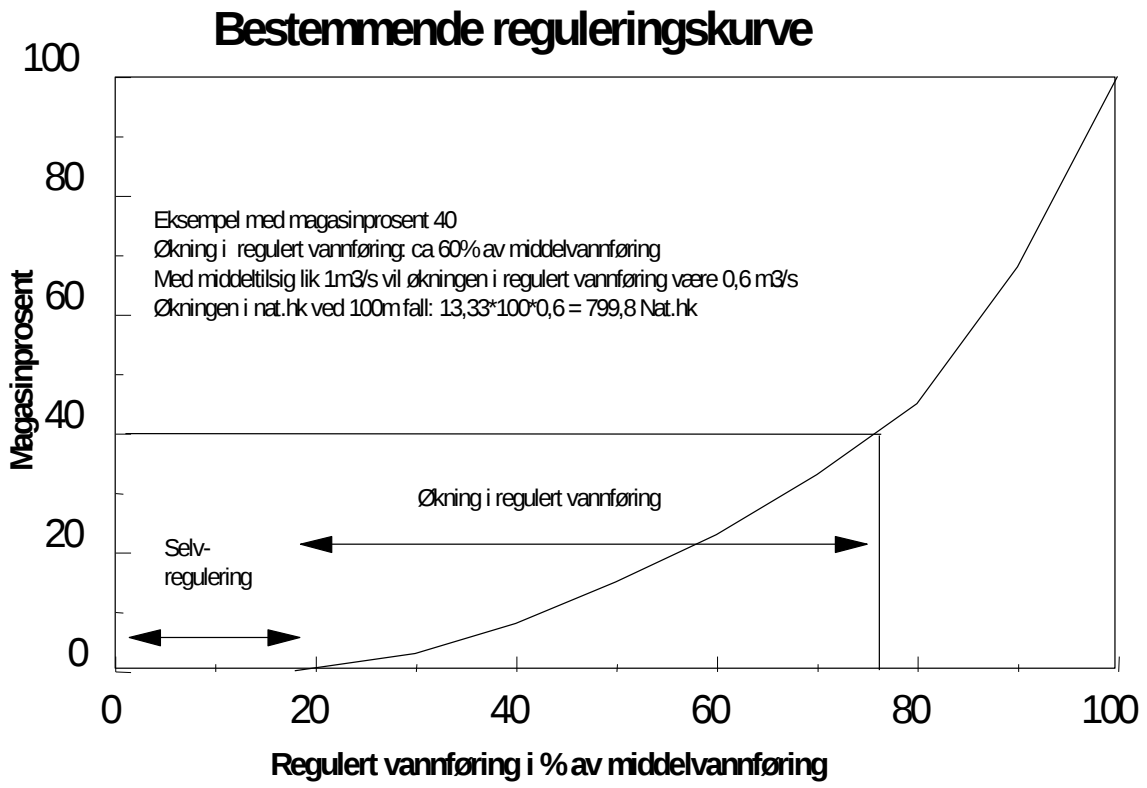
Første trinn i beregningen er å etablere reguleringskurver for bestemmende regulert vannføring (reguleringsavgifter) og for median regulert vannføring (ervervsavgifter). Kurven uttrykkes ved magasinprosent på y - aksen og regulert vannføring i prosent av middelvannføringen på x - aksen. Kurven etableres ut i fra historiske tilsigsdata, fortrinnsvis fra normalperioden 1961-90. Feltstørrelser og tilsigsdata hentes fra NVEs digitale kartdatabase og hydrologiske database Hydra II. Ofte vil det på grunn av manglende data i aktuelt felt være behov for å velge data fra representative vannmerker i nærheten som ut i fra feltparametere antas å ha tilnærmet samme avrenningsforhold. Et slikt valg blir gjort ut fra en faglig vurdering, og kan inneholde elementer av skjønn. Det er utviklet en datamodell som gjør beregningen, men

beregningsmetodikken for etablering av reguleringskurver inneholder elementer som innebærer at gyldigheten av kurven kan være usikker. Dette gjelder særlig i forhold til lavvannføringer og ved mangel på verdier av store vannføringer i tilsigsperioden. Gyldigheten er særlig unøyaktig ved store reguleringer. Det kan unntaksvis forekomme at gamle kurver som ble etablert på 50-tallet benyttes i beregningen.

Når reguleringskurven er etablert beregnes magasinprosenten ut i fra magasinvolum og midlere årlig tilsig, og også her kan det oppstå problemer i forhold til ulike tilsigsverdier fra ulike felt. Ut i fra denne magasinprosenten kan man finne regulert vannføring i prosent av middelvannføringen.

For å beregne vannføringsøkningen for fastsettelse av beregningsgrunnlag må man trekke fra selvreguleringen (regulert vannføring ved magasinprosent = 0). Beregning av selvregulering uttrykkes ved begrepet ”alminnelig lavvannføring”, en 100 år gammel metode som ikke alltid gir et resultat som samsvarer med vassdragets lavvannføring. Beregningen er svært følsom for hvilken dataperiode som legges til grunn, noe som selvsagt vil påvirke økningsberegningen, samt kunne være grunnlag for uenigheter. Alminnelig lavvannføring er likevel enkel å beregne for en valgt tilsigsperiode.

Eksemplet under viser beregning av grunnlag for reguleringsavgifter. Grunnlag for ervervsavgifter beregnes ut i fra median reguleringskurve, uten å trekke fra selvreguleringen.




Eksempelet viser beregning for et enkelt magasin. Der det er flere magasiner i vassdraget, evt. at magasinet ligger høyt ovenfor kraftverksinntaket, vil beregningen bli vesentlig mer komplisert. Det samme gjelder der det er flere kraftverk nedenfor magasinet, der valget av hvilket kraftverk som er beregningspunkt for magasinet vil være avgjørende for resultatet. Ved beregningen deler en først inn det aktuelle feltet i delfelt avhengig av magasinenes utjevningsmulighet. Der det er flere magasin blir disse slått sammen i beregningene. Første store kraftverk nedenfor det enkelte delfelt brukes som beregningspunkt.

I vassdrag med flere konsederte magasiner vil de første magasinene plasseres først på reguleringskurven, og dermed gi et større avgiftsgrunnlag enn nyere magasin med samme volum.

## 5. Særtrekk ved dagens metode

NVE har i sitt tidligere arbeid identifisert flere særtrekk ved dagens metode. Selv om det internt i NVE er gjort et betydelig arbeid for å fjerne enkelte av svakhetene er det nedenfor satt opp momenter som tilsier at en bør vurdere en endring av dagens metode.

- komplisert og detaljert beregning som er tidkrevende og lite forutsigbar og forståelig for partene.
- metoden benytter metodikk som opprinnelig var utviklet for andre formål og for magasin med lave reguleringsgrader
- den tunge metodikken har tidvis ført til lang saksbehandlingstid og et etterslep av saker som ikke er ferdigbehandlet
- nøyaktigheten og tidsbruken i beregningene står ikke i forhold til usikkerheten i grunnlaget, selv om NVE gjennom et internt forenklingsarbeid har fjernet en del parametere som tidligere inngikk i beregningen
- magasinets avgiftsgrunnlag er avhengig av historikken; dvs at de første magasinene som er etablert i vassdraget får større avgiftsbelastning enn de siste
- endringer i et magasin i et vassdrag påvirker grunnlaget for nedenforliggende magasiner og kraftverk
- ulike satser for hver konsesjon gjør beregningen for magasiner med flere konsesjoner komplisert
- stor grad av faglig vurdering som kan være gjenstand for skjønn
- kraftverk som legges til grunn for disponeringen av magasinet (beregningspunkt) er avgjørende for resultatet. Nye store kraftverk kan derfor gi endret resultat for hele vassdraget hvis de etableres ovenfor beregningspunktet
- metoden tar ikke hensyn til flerårsmagasiner. I enkelte tilfelle har det vært gitt et skjønnsmessig tillegg ved fastsettelse av avgiftsgrunnlaget

Målet med en ny metode er at flest mulig av disse ulempene blir eliminert uten at det oppstår nye store svakheter. Det har ikke vært utvalgets målsetting, og ligger heller ikke innenfor mandatet, å forlate det lovbestemte grunnlaget for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft. Ordningene skal fortsatt gi berørte kommuner en andel av verdiskapningen og en kompensasjon for de skader og ulemper en regulering medfører. **Det er snarere metodikken i seg selv som utvalget betrakter som uhensiktsmessig, og som utvalget ønsker å endre. Det har vært utvalgets målsetting at endringene, verken samlet eller for den enkelte, skal være vesentlige.**

# 6. Tilnærming til ny metode

## 6.1 Tidligere arbeid i NVE

NVE har gjennom en tidligere intern arbeidsgruppe sett på mulige nye metoder. Disse har blitt presentert for utvalget. Av de modellene som NVE tidligere vurderte, men ikke fant det fornuftig å gå videre med, var en metode basert på regionale reguleringskurver. Selv om man da får færre kurver å velge mellom, videreføres likevel de samme svakhetene som preger dagens metodikk. Valg av kurve for det enkelte vassdrag kan også i mange tilfelle fortsatt være problematisk. Selv om bruk av regionale reguleringskurver lar seg gjøre mener utvalget dette er en lite hensiktsmessig endring.

NVE vurderte også en metodikk som baserte seg på produksjonssimuleringer. Fordeler og ulemper med en slik modell kan beskrives slik:

**Fordeler**
- tar hensyn til forhold i vassdraget som minstevannføring, forbitapping og magasinrestriksjoner
- tar hensyn til samkjøringen med et stort kraftsystem når Samkjøringsmodellen brukes
- verdien av reguleringen kan beregnes i et kraftmarked

**Ulemper**
- krever kompetanseoppbygging i bruk av Vansimtap-/Samkjøringsmodellen
- komplisert og detaljert beregning
- tidkrevende
- lite forutsigbar for små endringer i kraftsystemet
- mangel på gode hydrologiske grunnlagsdata for aktuelle felt gjør det nødvendig å beregne tilsigsdata basert på representative nærliggende felt, noe som introduserer usikkerhet i beregningene og uenighet om resultatet
- magasinets beregningsgrunnlag er avhengig av historikken; dvs. at de første magasinene som ble etablert i vassdraget får større avgiftsbelastning enn de siste
- nøyaktigheten og tidsbruken i beregningen står ikke i forhold til usikkerheten i grunnlaget

Som vi ser videreføres mange av de samme svakhetene som er nevnt i kapittel 4, og utvalget valgte å ikke gå videre med en slik metodikk.

## 6.2 Modeller vurdert av utvalget

Som et ledd i arbeidet med å finne frem til en egnet metode ble både EBL og LVK utfordret til å komme med egne forslag til valg av metode. Disse ble presentert og vurdert på møte 22.01.2002.

### 6.2.1 Modell vurdert av LVK

LVK har under arbeidet lansert en modell som går ut på å bruke magasininnholdet i GWh som utgangspunkt for beregningene i stedet for dagens reguleringskurver. Det vil gi en rettlinjet "reguleringskurve" og regulert vannføring vil bli uavhengig av tilsig. Magasinet gir en regulert vannføring uavhengig av tilsig, og volumet kan dermed uttrykkes i GWh. Da metoden er gjort uavhengig av tilsig, tar den imidlertid ikke høyde for overføringer eller bekkeinntak. Den gir dessuten en del store avvik for mange konsesjoner, og etter nærmere utprøving har LVK selv konkluderte med at metoden er lite egnet for tidligere gitte konsesjoner. Utvalget har derfor valgt å ikke gå videre med denne metoden.

### 6.2.2 Modell vurdert av EBL

**Alternativ beregningsmetode - naturressursskatt**

EBL presenterte som alternativ metode for fastsetting av konsesjonsavgifter at man benytter samme grunnlag og metode som ved fastsetting av naturressursskatten. Dette innebærer en betydelig omlegging fra dagens system ved at det er energimengden som legges til grunn. Konsesjonsavgiften og naturressursskatten er begge begrunnet i utnyttelse av en naturressurs, noe som burde tilsi at samme beregningsprinsipp kan anvendes:

Naturressursskatten beregnes per kraftverk på grunnlag av gjennomsnittlig oppnådd produksjon over sju år.

Naturressursskatten utgjør 1,1 øre/kWh til kommunen og 0,2 øre/kWh til fylket, totalt om lag 1 300 mill. kroner årlig til kommunene og om lag 230 mill kroner til fylket. For kommunene samlet sett representerer altså naturressursskatten et beløp nær tre ganger så stort som konsesjonsavgiften.

Denne metoden tilfredsstiller etter EBLs syn flere viktige krav som bør stilles:

Metoden er svært *enkel*

Den bidrar til *forenkling av det kompliserte skatte- og avgiftssystemet* ved at samme metode benyttes for to skatter/avgifter (som har til dels sammenfallende begrunnelse)

Den er *forutsigbar* hva angår proveny, og dessuten *stabil* (snitt 7 år)

EBL har fått noen kraftselskaper til å teste metoden for å kartlegge provenyeffekter. Det viser seg at konsesjonsavgift beregnet på grunnlaget for naturressursskatt, kan avvike betydelig fra faktisk betalt konsesjonsavgift i 2001. For enkelte kommuner er avviket svært stort, i den ene eller andre retningen. For kraftselskapene kan det også bli betydelige avvik, men for selskaper med mange kraftverk vil det kunne jevne seg noe ut, slik at avviket for disse samlet sett blir mindre.

*Utvalgets kommentar til forslaget fra EBL*

Konsekvensene er at metoden vil gi til dels svært store utslag for enkelte kommuner og kraftselskap sammenlignet med dagens beregningsmetode. EBL mente selv at slike store omfordelinger neppe vil bli akseptert og en løsning kunne være å fryse avgiftene på eksisterende konsesjoner og implementere den nye metoden på nye konsesjoner.

Konklusjonen fra utvalget var at også denne metoden forkastes på grunn av de svært store utslagene den medfører. Om den skal gjelde bare for nye konsesjoner vil det også være i strid med mandatet som forutsetter at ny metode også må gjelde for eksisterende konsesjoner.

### 6.2.3 Modell ut fra middelproduksjon

Dette er en modell som har vært drøftet flere ganger underveis. Den har på mange måter samme tankegang som forslaget fra EBL. Den baserer seg på middelproduksjonen i kraftverket. Ut fra dette kan en tenke seg en avgiftssats pr. produsert GWh og en viss mengde avstått konsesjonskraft i forhold til middelproduksjonen.

Utslagene ved en slik type beregning vil bli store på grunn av at det er flere kraftverk med stor produksjon som har liten magasineringsgrad. Disse vil da få vesentlig høyere grunnlag for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft enn i dag. Modellen er av denne grunn forkastet.

### 6.2.4 NVEs forslag til modell

På to-dagers seminaret på Klækken hotell 12-13.11.2001 presenterte NVE et forslag til modell som tidligere var omtalt som Fossheimmodellen. Dette var den samme som NVEs interne gruppe tidligere hadde anbefalt som den mest fornuftige metoden å gå videre med.

**Bakgrunn for metoden**

Allerede på begynnelsen av 1970-tallet ble det arbeidet i NVE med å forenkle fastsettelsen av beregningsgrunnlaget (Fossheimutvalget). NVEs interne gruppe har brukt de prinsipper Fossheimutvalget utarbeidet (Fossheimmetoden) som et av de alternativ som har vært vurdert.

**Beskrivelse**

I stedet for å bruke alminnelig lavvannføring som basis og beregne avgiftene ut fra den økning i vannføring som man ville få ved regulering og som ble beregnet ut fra reguleringskurvene, ønsket man med Fossheimmetoden heller å få en reell verdi av magasinet ut fra hvilken jevn vannføring man kan oppnå innenfor en fastsatt tappetid. Avhengig av magasinprosenten ville denne variere. Det ble foreslått at man delte magasinprosentene opp i 3 intervaller (2 knekkpunkt) avhengig av magasinprosent. I sin begrunnelse for valg av en slik metode uttalte det tidligere Fossheimutvalget:

*"Metoden vil representere en sterk forenkling av beregningsarbeidet, og begrunnes slik: Som nevnt ovenfor, er det i dag bare få magasiner som bare foredler tilsig fra sitt eget partielle felt. Magasinets nytteverdi kan derfor nå vanskelig uttrykkes som en funksjon bare av partielt tilsig. En ensartet forenklet beregningsmåte vil dessuten eliminere diskusjoner om eksakte beregningsmåter, noe som kan forekomme i dag og som må sies å være lite berettiget i et spørsmål som ellers har et vesentlig preg av skjønnsavgjørelse."*

Det er her altså tatt hensyn til at et magasin nå inngår i et samkjøringssystem og er mer verd ved at magasinet i en større grad kan utnyttes optimalt med tanke på tappemønster i forhold til hva som var forholdet da lovbestemmelsen ble laget.

Videre er begrunnelsen for valg av tappetider sett i sammenheng med verdiøkning av magasinene ved samkjøring begrunnet slik:

*"Vanskeligheten ved å gå over til et nytt system ligger i å finne uttrykk for verdiøkningen av magasiner ved samkjøring og i relasjon til dette å fastsette en representativ tappetid for magasiner på ulike reguleringstrinn."*

Beregninger som ble utført i NVE for verdiøkningen av magasiner viste en vesentlig forskjell i marginalverdi regnet i øre/kWh ved at verdien var størst ved lav magasinprosent for så gradvis å avta. Ut fra dette drøftet så Fossheimutvalget muligheten av å legge en rett linje til grunn ved beregningen av økt regulert vannføring, men kom til at dette gir for lang tappetid på lave reguleringstrinn. Utvalget anbefalte derfor en reguleringskurve med så få knekkpunkter som mulig. Fossheimutvalget foreslo at reguleringsloven endres slik at hensynet til tappetid kommer direkte inn i lovteksten med følgende formulering av § 11, pkt 1, 2. ledd:

*"Hva der i hvert enkelt tilfelde skal anses som den ved reguleringen innvundne vandkraften, avgjøres etter reglene i § 3 med bindende virkning av departementet. Naar vassdraget inngaar i et større samkjøringssystem eller naar særlige forhold ellers gjør det ønskelig, kan kraftøkningen i vassdraget eller i bestemte dele av dette beregnes etter den vandføring som fremkommer naar magasinet fordeles slik:*

*a) For magasinandel mellom 0 og 23 % over en tappetid på 5 mnd.*
*b) " " " 23 " 100 % " " " " 15 "*
*c) " " over 100 % " " " " 30 "*

I forbindelse med utvalgets oppgaver har NVE lagt ned betydelig med arbeid i å teste hvordan en endring av disse tappetidene vil gi utslag i beregningsgrunnlaget. Dette kommer vi nærmere tilbake til nedenfor. Det er likevel grunn til å bemerke at kurver med 3 knekkpunkt, altså 4 tappeintervaller, trolig gir et resultat som ligger nærmere dagens kurver.

### 6.2.5 Praktisk beskrivelse av Fossheimmodellen

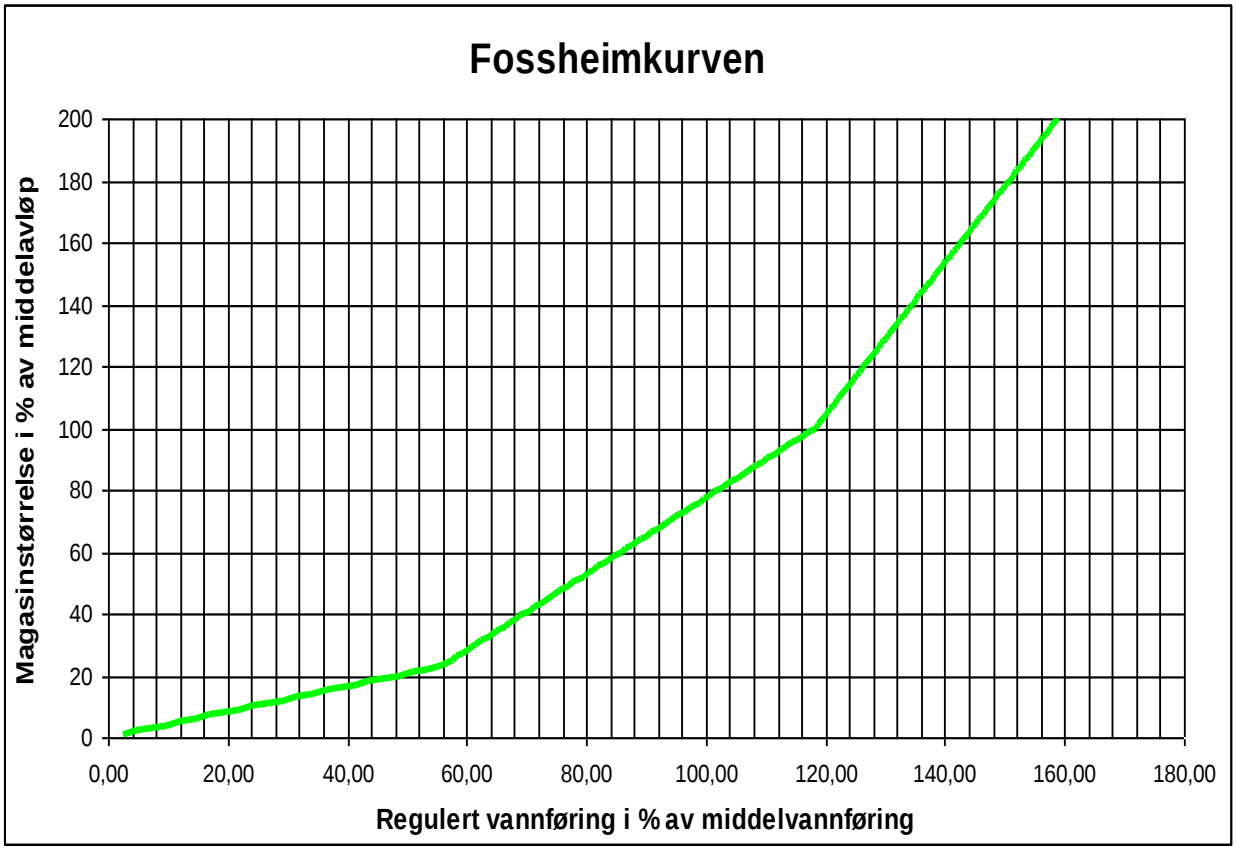
Fossheimmetoden kan kort sammenfattes ved at det bare er årlig middeltilsig til det enkelte magasin og hvert magasins volum som inngår i beregningen. Magasinprosenten brukes til å avgjøre tappetiden, mens vannføringsendringen baseres på en jevn uttapping av magasinvolumet i tappetiden. En vesentlig forskjell fra eksisterende modell blir da at en slik eventuell ny metode vil ta i bruk tappekurver mens en i dag benytter seg av reguleringskurve. Kurvene er relativt like i form slik at det er mulig å oppnå et relativt likt resultat for mange konsesjoner. Forskjellen vil bestå i at dagens metode baserer seg på en reguleringskurve som konstrueres ut fra at en skal finne hvor stort magasin en må ha for å holde en viss vannføring i lavvannsperioden. Fossheimmetoden er basert på hvor stor vannføring et bestemt magasinvolum vil gi. En har da fjernet seg fra lavvannføringsbegrepet.

Overføringer og pumping inn i et magasin eller på tunneler som korresponderer med et magasin, regnes som tilsig til magasinet og inngår i magasinprosenten. For uregulerte inntak regnes vannføringen for fastsettelse av beregningsgrunnlaget som en prosentandel av middelvannføringen ved inntakspunktet. Alt tilsig som ikke kan magasineres regnes som rest fra dette feltet og overføres som tilsig til neste nedenforliggende magasin.

Tappetiden vil som nevnt variere avhengig av magasinprosenten. Er magasinvolumet på 23 % tappes volumet målt i $m^3$ ut jevnt over 5 mnd. Den vannføringen dette gir benyttes ved fastsettelse av beregningsgrunnlaget. Når en så kommer opp til et magasinvolum fra og med 24 % og videre opp til 100 %

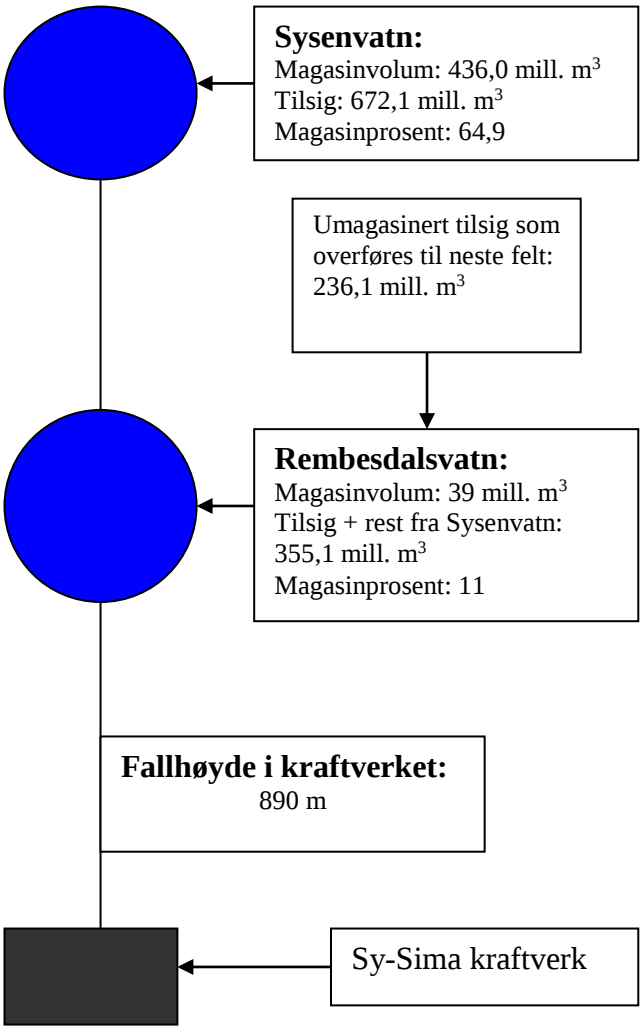
av tilsiget, begynner en "på nytt igjen", ved at en legger til verdien en oppnådde med volum på 23 % sammen med den nye vannføringsverdien som en finner ved å tappe det overstigende volumet ut over 15 mnd. Det samme skjer når en kommer opp i en magasinverdi på over 100 %. Overstigende magasinvolum skal da tappes ut over en tid på 30 mnd, og vannføringen legges til den allerede oppnådde vannføringen for volum opp til 100 %.

Det reelle magasinvolumet vil gi en viss magasinprosent avhengig av det oppgitte tilsiget. Kurven ligner en god del på dagens reguleringskurve, jf. figuren under, men den brukes ulikt i og med at det nå ikke trekkes fra alminnelig lavvannføring:




*Diagrammet viser den opprinnelige Fossheimkurven*

Som eksempel på hvordan metoden brukes kan en se på Sy-Sima kraftverk:




Beregningen foregår ved å beregne vannføringen fra hvert magasin for seg, og en begynner med magasinet øverst i vassdraget.

For Sysenvatn med magasinprosent på 64,9 må en først finne økningen for volumet opp til 23 %. Dette er på 154,6 mill. $m^3$ og med en tappetid på 5 mnd gir denne delen av magasinet en jevn vannføring på 11,9 $m^3/s$.

For den resterende magasinandelen på 281,4 mill. $m^3$ skal det regnes med en tappetid på 15 mnd. Dette gir en vannføring på 7,3 $m^3/s$. Samlet blir vannføringen fra Sysenvatn da på 19,2 $m^3/s$.

For Rembesdalsvatnet er magasinprosenten på 11. Hele magasinet på 29 mill. $m^3$ skal da beregnes med en tappetid på 5 mnd. Dette gir en vannføring på 3 $m^3/s$.

Samlet vannføring fra de to magasinene som utnyttes i Sy-Sima kraftverk blir på 19,2 $m^3/s$ + 3 $m^3/s$ = 22,2 $m^3/s$. Dette er faktisk samme verdi som den vannføringsøkning som benyttes i dag, slik at i dette tilfelle, og for denne modellen, blir det ingen endring i beregningsgrunnlaget som er på :

22,2 $m^3/s$ * fallhøyde 890 m * 13,33 = 263 374 nat.hk.

### 6.2.6 Fordeler og ulemper ved Fossheimmodellen

Fordeler ved metoden er at den er lettere å bruke for alle og kurven gjelder for alle hydrologiske regimer. Den har to inngangsparametre (volum og tilsig) som er forholdsvis lett tilgjengelige data. Alle magasiner behandles likt, uavhengig av når det er gitt konsesjon. Ved tilleggsreguleringer må en regne vannføringen for

hele det regulerte magasinet og fordele vannføringen på de volum som er konsedert i den enkelte konsesjon. Den håndterer flerårsmagasin (overreguleringer) og kan justeres for minstevannføringspålegg ved at dette trekkes direkte fra den vannføring som grunnlaget regnes ut fra forutsatt at minstevannføringen ikke benyttes i kraftverket. Samtidig er ikke metoden altfor fjern fra den som praktiseres i dag.

I og med at tilsig som ikke kan magasineres overføres til neste nedenforliggende magasin, vil en endring i et magasin eller tilsiget til dette, ha innvirkning på alle nedenforliggende magasin i samme vassdragsstreng. Det er likevel sjelden det ligger mange magasin etter hverandre i en streng og som dermed blir berørt av en endring.

Flere av de ulempene som tidligere er påpekt (jf. kap. 4) blir eliminert ved bruk av denne metoden og utvalget har derfor gått videre med denne.

Metoden tar ikke hensyn til ervervskonsesjoner som baserer seg på en annen reguleringskurve.

# 7. Videre bearbeidelse av Fossheimmodellen

## 7.1 Utvikling av alternative kurver

Som et ledd i utvalgets arbeid har NVE forsøkt å konstruere kurver som i størst mulig grad gir et resultat som ligger opp til dagens totale beregningsgrunnlag. Uansett valg av kurve vil en likevel få en økning i beregningsgrunnlag ved høye reguleringsgrader, da dagens beregningsmåte ikke gir noen reguøert vannføringsøkning ut over 100 % av middelvannføringen. NVE har i tillegg konstruert kurver basert på dagens metodikk for regionale områder i Norge, slik at en kan sammenligne disse med de ulike kurvene etter Fossheimmodellen.

Det er totalt gjort beregninger med 4 ulike varianter av Fossheimmodellen. Den ene, kalt Fossheimmodellen, alt. 1, er den med 3 ulike tappetider, og som er beskrevet ovenfor. De andre er en som Fossheimutvalget selv beskrev som et alternativ, med 4 ulike tappetider, heretter kalt Fossheimmodellen, alt. 2. NVE har i tillegg konstruert to kurver, en som kalles modifisert Fossheim, eller Fossheim4-Taksdal, og en som kombinerer Fossheimmodellen alt. 2 og Fossheim4-Taksdal, kalt Ljøgodtkurven. Det som skiller disse kurvene er lengden på tappetiden, og hvilken tappetid som gjelder for de enkelte magasinvolum. Kurvene er konstruert ut fra følgende kriterier:

Fossheimmodellen, alt 1

| *Magasinprosent* | *Tappetid, mnd.* |
|---|---|
| 0-23 | 5 |
| 24-100 | 15 |
| >100 | 30 |

Fossheimmodellen, alt 2

| *Magasinprosent* | *Tappetid, mnd.* |
|---|---|
| 0-20 | 5 |
| 21-60 | 11 |
| 61-100 | 17 |
| >100 | 52 |

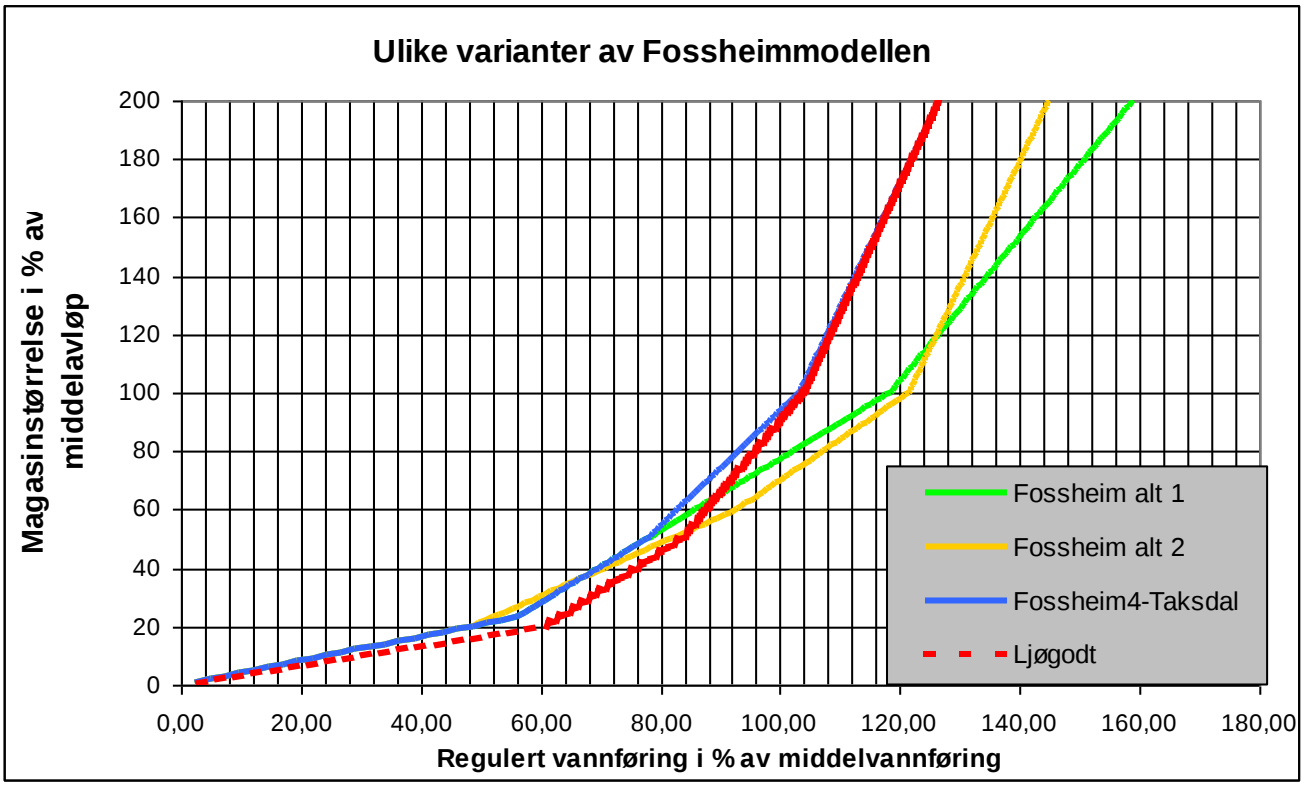
Fossheim4-Taksdal

| *Magasinprosent* | *Tappetid, mnd.* |
|---|---|
| 0-23 | 5 |
| 24-50 | 15 |
| 51-100 | 24 |
| >100 | 52 |

Ljøgodtkurven

| *Magasinprosent* | *Tappetid, mnd.* |
|---|---|
| 0-20 | 4 |
| 21-50 | 16 |
| 51-100 | 30 |
| >100 | 54 |

Det kan se ut til at disse forskjellene ikke er store, men tegnet opp i et diagram som under vil en se at de utgjør en ikke ubetydelig forskjell på hvor stor vannføringen vil bli i forhold til magasinprosent.




*Diagrammet viser de ulike variantene av Fossheimmodellen som er brukt..*

Som illustrasjon på hvordan en kan bruke disse kurvene kan en for eksempel ta magasinet Meltingvann som utnyttes i Mosvik kraftverk i Nord-Trøndelag. Magasinet har et tilsig på 185,2 mill. $m^3$[1] og et volum på 125,0 mill. $m^3$. Dette gir en magasinprosent på 67,5 som tilsvarer en vannføring (Qreg) i prosent av middelvannføring på henholdsvis:

| | Fossheim, alt. 1 | Fossheim, alt. 2 | Fossheim4-Taksdal | Ljøgodtkurven |
|---|---|---|---|---|
| **Meltingvann** | ***92 %*** | ***98,3 %*** | ***86,7 %*** | ***90,7 %*** |
| Qreg | 5,4 $m^3/s$ | 5,8 $m^3/s$ | 5,1 $m^3/s$ | 5,3 $m^3/s$ |

Fallhøyde i Mosvik kraftverk er på 209 m. Basert på formelen antall nat.hk. = 13,33 * Qreg * fallhøyde blir beregningsgrunnlaget da:

| | Fossheim, alt. 1 | Fossheim, alt. 2 | Fossheim4-Taksdal | Ljøgodtkurven |
|---|---|---|---|---|
| **Grunnlag** | 15 044 nat.hk. | 16 159 nat.hk. | 14 208 nat.hk. | 14 766 nat.hk. |

I dag er grunnlaget på 15 741 nat.hk. Differansen varierer med andre ord fra -9,7 % til +2,7 % i forhold til dagens grunnlag.

NVE har som en del av utvalgets beslutningsgrunnlag gjennomført tilsvarende beregninger for en rekke magasin og kraftverk rundt om i landet. Totalt er magasiner og overføringer som gir 36 % av det som i dag utgjør beregningsgrunnlaget for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft gjennomgått for disse fire variantene av Fossheimmodellen. Det blir en del avvik for de enkelte magasiner og kraftverk, men for landet som helhet, blir resultatet for Ljøgodtkurven og Fossheim4-Taksdal temmelig nær det som er dagens nivå.

[1] Dette tilsvarer en middelvannføring på 5,87 $m^3/s$. Denne verdien benyttes ved beregning av vannføring i prosent av middelvannføringen.

## 7.2 Representativitet i beregningene

NVE har for de 4 variantene av Fossheimmodellen gjennomført beregninger for totalt 62 kraftverk som representerer ca 36 % av beregningsgrunnlaget for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft etter reguleringsloven.

Av disse kraftverkene er 25 stk på listen over 70 kraftverk som inngår i modellen "minikraftverk-Norge" som brukes for å fastsette prisen på konsesjonskraft. Det er benyttet kraftverk som i størrelse spenner fra småkraftverk med en kraftinnvinning på 134 nat.hk. og opp til 616 000 nat.hk. for det største. Medianverdien er på ca. 30 000 nat.hk.

Kraftverkenes reguleringsgrad spenner fra 5 % til 308,4 % , dvs. hvor stor del av årstilsiget som totalt kan magasineres i de magasin som kraftverket benytter.

Det er gjennomført beregninger både for innlandsvassdrag og kystvassdrag, store og små vassdrag og for ulike deler av landet og for kraftverk med egne tillegg for overreguleringer. I tillegg er det gjort beregninger for i alt 7 kommuner fra ulike deler av landet, og som alle har en betydelig kraftproduksjon. Resultatene viser at som helhet kommer en ganske nær dagens resultat, men i enkelte tilfelle kan utslagene bli betydelige. Innenfor den tid som har vært til rådighet mener NVE at beregningene for disse kraftverkene og kommunene i tilstrekkelig grad gir et representativt grunnlag for å kunne gi en tilråding.

## 7.3 Forholdet til overreguleringer

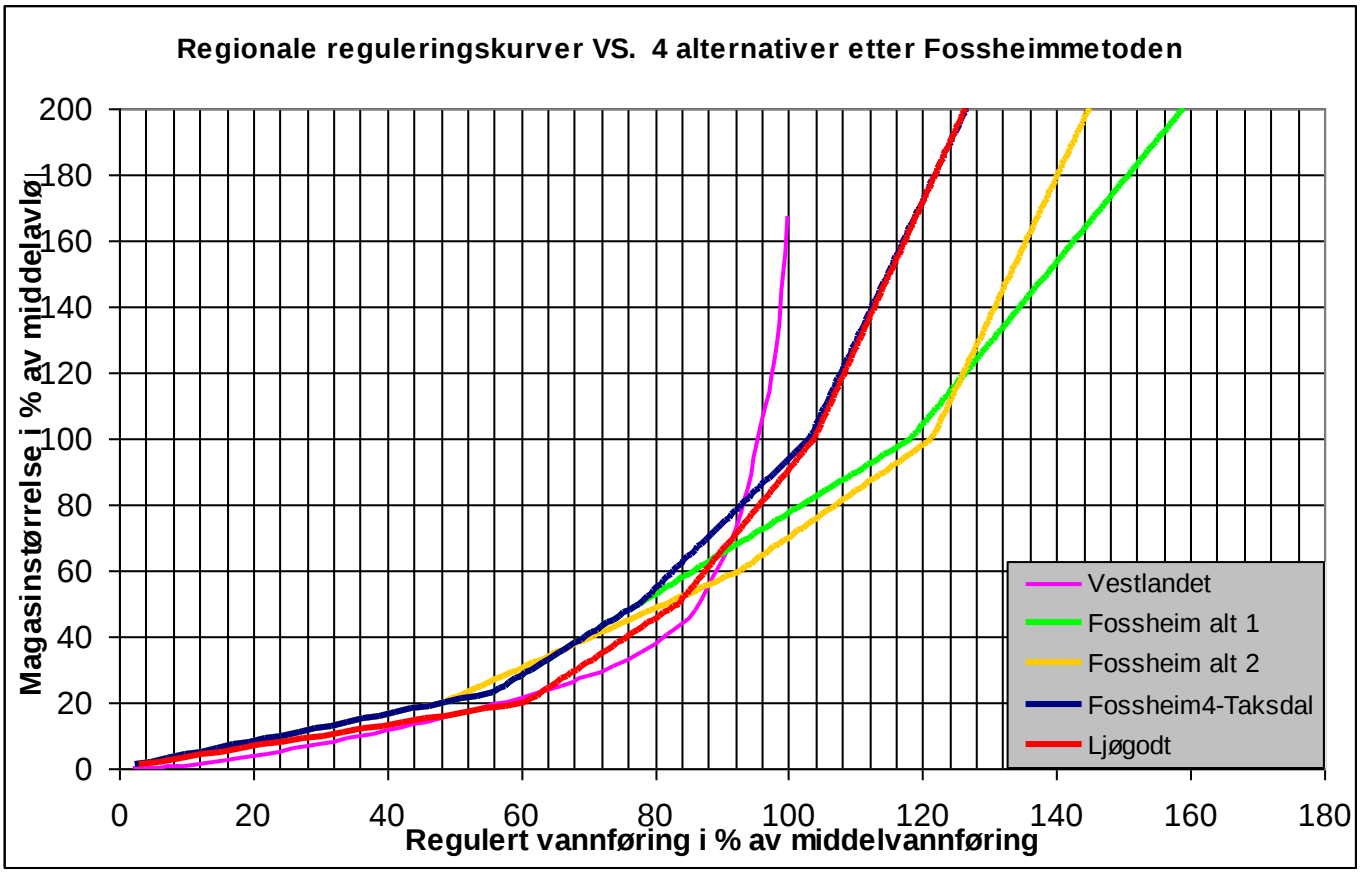
En god del magasiner har en magasinkapasitet som overstiger normaltilsiget for et år. Dette blir uttrykt som at disse magasinene har en overregulering. Normalt har det ikke vært tatt hensyn til overreguleringer ved dagens beregninger, dvs. at beregningsmåten gir liten eller ingen økning i regulert vannføring når et magasin rommer mer enn 100 % av normaltilsiget. Det er derfor bare i de tilfellene hvor det er gitt egne påslag fra Stortinget at slike magasiner har gitt noe vesentlig tillegg i grunnlaget for konsesjonsavgifter. Som illustrasjon på dette vises til figuren under hvor kurven kalt ”Vestlandet” representerer en typisk reguleringskurve. Denne kurven gir en regulert vannføring på ca. 95 % av middelvannføringen ved 100 % magasinvolum. Ved ytterligere magasinøkning gir kurven en videre vannføringsøkning bare opp til 100 % av middelvannføringen, mens alle de øvrige 4 alternativene går utover dette, siden de kun tar hensyn til magasinvolum og tappetid.

Utvalget mener sett i forhold til hensikten med konsesjonsavgiften at verdien av overreguleringer må hensyntas på lik linje med verdiene av andre konsesjoner. Det er også en logisk konsekvens av den metode utvalget mener er best egnet jf. drøftelsen i punkt 6.2.4.

Dette har i realiteten også i stor grad vært praksis ettersom det er gitt skjønnsmessige påslag for noen større overreguleringer ved beregning av konsesjonsavgift, jf. nedenfor. Det er likevel en målsetting at ikke utslagene blir for store. Som det vil fremgå tilfredsstiller Fossheim4-Taksdal og Ljøgodt disse kravene.

Når det gjelder konsesjonskraften er det utvalgets oppfatning at man ikke bør ha forskjellig beregningsgrunnlag for konsesjonsavgift og konsesjonskraft. Både dagens lovgrunnlag og hensynet til et praktisk og enkelt regelverk taler klart for dette. Det er også rimelig at verdiene av overreguleringene gir et utslag.

Det fremgår av diagrammet at Fossheimkurvene alt. 1 og 2 begge gir en veldig stor økning ved høye magasinprosenter, mens kurvene Fossheim4-Taksdal og Ljøgodtkurven ligger noe nærmere dagens reguleringskurve. Disse vil da naturlig nok gi minst endring i forhold til dagens beregninger for større reguleringer.

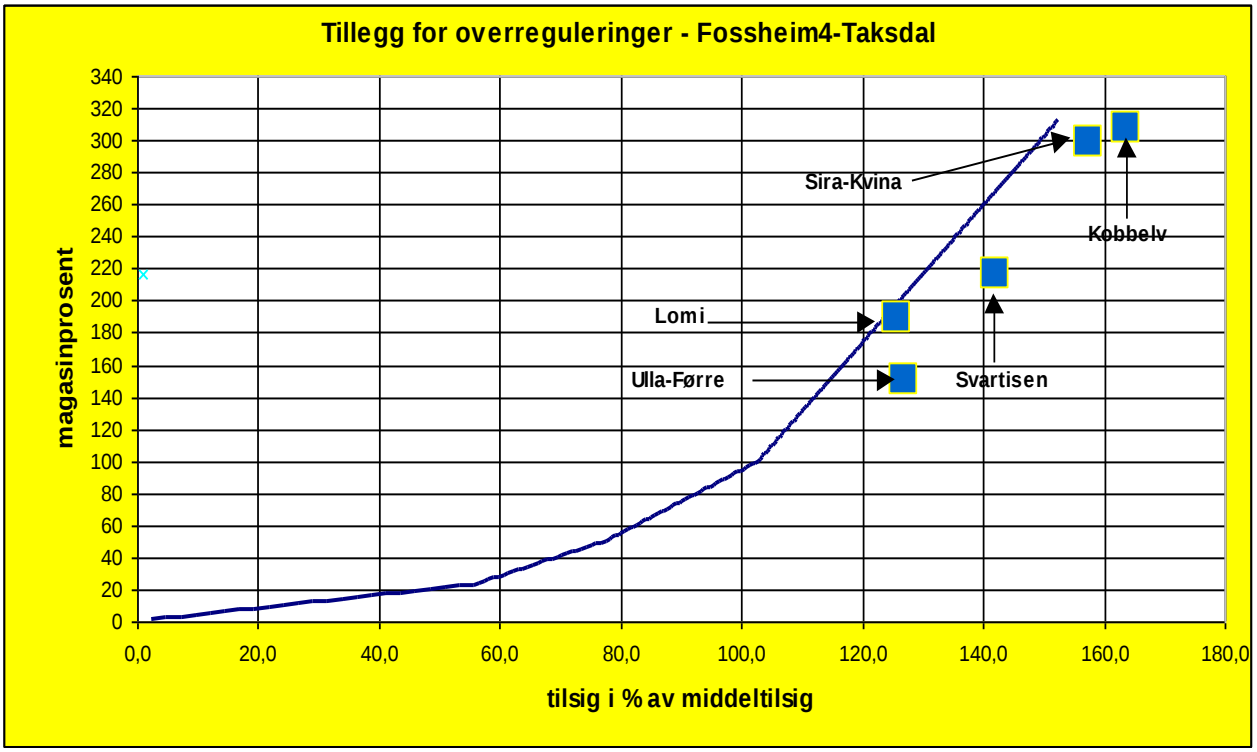



*Nye kurver sammenlignet med en typisk reguleringskurve (Vestlandet)*

For noen av de store kraftutbyggingene med overreguleringer er det gitt et skjønnsmessig påslag i antall naturhestekrefter. Dette gjelder:

| Utbygging | Påslag i nat.hk. |
|---|---|
| Saltfjellet - Svartisen | 160 000 |
| Lomi | 15 000 |
| Kobbelv | 70 000 |
| Sira - Kvina | 40 000 |
| Ulla - Førre | 220 000 |
| Ringedalsvatnet | 6 500 |
| Eksingedalsvassdraget | 10 000 |
| Samsjøen i Lundesokna | 20 780 |
| Vatnedalsmagasinet m.m. i Otra | 41 400 (ca.) |
| Sum | 583 680 |

Det ble gjort en test for de fem førstnevnte av disse påslagene for å se om disse kan samsvare med Fossheim4-Taksdal og Ljøgodtkurven. Disse to kurvene er tilnærmet like for overreguleringer og det er derfor bare utarbeidet diagram for Fossheim4-Taksdalkurven. Beregningen er utført ved at en har tatt påslaget og funnet hva det tilsvarer i vannføringsøkning. Det er så funnet hvor mye denne økningen utgjør utover middelvannføringen og tegnet inn i diagrammet ved den aktuelle magasinprosenten. Som vi ser av diagrammet under blir det et brukbart samsvar mellom de skjønnsmessige påslagene og den aktuelle kurven, men at de tillagte grunnlagene er litt større enn hva Fossheim4-Taksdalkurven gir. Nå er ikke nødvendigvis påslagene gitt med en slik tankegang, men det kan se ut som om kurven harmonerer med hva som er ansett som rimelige påslag.




*Diagrammet viser hvordan Fossheim4-Taksdal - kurven legger seg rimelig inn i påslag for enkelte reguleringskonsesjoner*

Resultatet ble testet ved å gjennomføre en praktisk beregning for Kobbelv og Ulla-Førre. For Kobbelv er totalt beregningsgrunnlag på 180 000 nat.hk. inkludert påslaget. Med en beregning etter Ljøgodtkurven og Fossheim4 - Taksdal blir resultatene henholdsvis 176 580 nat.hk. og 179 678 nat.hk., eller et avvik på henholdsvis -2 % og 0 %.

For Ulla-Førre utbyggingen er beregningsgrunnlaget for konsesjonsavgifter på 725 118 nat.hk. sett bort fra Hylen kraftverk som også utnytter Røldal-Suldalreguleringene. I tillegg kommer et skjønnsmessig påslag på 220 000 nat.hk. Samlet beregningsgrunnlag i Ulla-Førre blir på 945 118 nat.hk. Med bruk av Ljøgodtkurven og Fossheim4-Taksdal modellen ble resultatet på henholdsvis 796 531 nat.hk. og 769 603 nat.hk. eller et avvik på tilsvarende -16 % og - 19 % for konsesjonsavgifter.

Resultatet stemmer til en viss grad over ens med hva en kan forvente ut fra diagrammet, selv om avviket for Ulla Førre er noe mindre enn hva diagrammet tilsier. Det er derfor grunn til å anta at påslagene i beregningsgrunnlag som er gitt for disse overreguleringene til en viss grad har vært tuftet på bruk av reguleringskurver.

For konsesjonskraften for Ulla-Førre er grunnlaget i dag på 798 467 nat.hk. Nytt grunnlag er som nevnt i avsnittet ovenfor. Det gir en differanse på henholdsvis - 1936 nat.hk. for Ljøgodtkurven og - 28 864 nat.hk. for Fossheim4-Taksdal for konsesjonskraft. Dette tilsvarer en kraftmengde på - 10 GWh og - 152 GWh. Konsesjonskraft regnes av 10 % av grunnlaget, slik at endring i konsesjonkraftmengde blir på -1 GWh og - 15,2 GWh.

Vi har videre sett på hva utslagene i konsesjonskraft og beløp blir for overreguleringer totalt sett, både de med påslag (untatt Vatnedalsmagasinet og Samsjøen) og for øvrige kraftverk med reguleringsgrad over 100 % som det er beregnet for. Vi har fått følgende resultat med forutsetning om konsesjonsavgifter på kr 29,50/nat.hk.[2] for kraftverkene hvor det ikke er gitt påslag, og differanse spotpris - konsesjonskraftpris på 1,69 øre[3] som er snittet for perioden 1996-2001:

[2] Satsen er satt ut fra middelsats for alle beregnede overreguleringer som er kr. 29,50 pr. nat.hk.
[3] Det er ikke tatt hensyn til innmatingskostnader. Dette vil gi en litt mindre differanse enn hva som er brukt her.

| | *F4-T :* | *Ljøgodt.* |
|---|---|---|
| *Fra overreguleringer med egne påslag :* | | |
| konsesjonsavgifter | - 9,9 mill kr | - 7,8 mill kr |
| konsesjonskraft | + 1,3 mill kr | + 1,9 mill. kr |
| *Fra kraftverk med overreguleringer, uten påslag* | | |
| Konsesjonsavgifter | + 3,3 mill kr | + 3,5 mill. kr |
| Konsesjonskraft | + 1,0 mill kr | + 1,1 mill. kr |
| **Sum:** | **- 4,3 mill. kr** | **- 1,3 mill. kr** |

Som vi ser er det ikke de helt store forskjellene i utslag mellom kurvene. Det var det heller ikke grunn til å vente da kurvene er tilnærmet like for magasin over 100 %. Forskjellen skyldes i hovedsak at for en del kraftverk som samlet har en magasinprosent på mer enn 100 %, inngår det magasin med lavere reguleringsrad.

Det er også grunn til å merke seg at utslagene for konsesjonskraft ikke blir vesentlige. Dette taler for at en holder seg til en kurve for alle konsesjoner og at denne gjelder både for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.

Som vi vil komme tilbake til er det likevel en betydelig forskjell mellom kurvene på grunn av utslagene ved lavere reguleringsgrader.

De skjønnsmessige påslagene som er gitt for enkelte konsesjoner for så vidt gjelder konsesjonsavgiftsgrunnlaget, er fastsatt av Stortinget. Utvalgets valg av reguleringskurve forutsetter i utganspunktet at de særskilte påslagene ikke opprettholdes. Urimelige store utslag kan eventuelt justeres via konsesjonsavgiftssatsen.

## 7.4 Krav i konsesjonen om minstevannføring

NVE har nylig vedtatt veiledning om fratrekk i beregningsgrunnlaget ved pålegg om minstevannføringer. **Utvalget ser det som naturlig at disse tilnærmet videreføres.**

Pålagt minstevannføring kan medvirke til at vann må tappes utenom kraftverket slik at den regulerte vannføringen for kraftverket dermed reduseres. Pålagt tapping kan variere gjennom året. I tillegg kan det være bidrag fra lokalfelt mellom tappested og påleggsted som det skal tas hensyn til. Minstevannføringskravet regnes ut som et vektet årsmiddel. Verdien trekkes deretter direkte fra vannføringen som skal inngå i beregningsgrunnlaget dersom dette vannet ikke kan nyttes i produksjon. Det gis ikke fradrag for pålagt minstevannføring som kan benyttes i kraftproduksjonen. Dersom det er flere magasin som må bidra for å opprettholde en pålagt minstevannføring langt ned i vassdraget, og som ikke kan benyttes i kraftproduksjon, må denne fordeles mellom magasinene, fortrinnsvis ut fra volumandel.

# 8. Presentasjon av resultater fra beregningene

## 8.1 Beregninger gjort med alle 4 kurver

Det er foretatt beregninger for en rekke kraftverk fordelt på mange vassdrag. Beregningene er gjort for 62 kraftverk for alle de 4 alternativene for å finne frem til den metoden som gir minst avvik i forhold til eksisterende beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft. Nedenfor følger en oppstilling over alle kraftverk som beregningene er gjort for og avvik i forhold til det beregningsgrunnlaget som er i bruk i dag. NVE presiserer at dette er foreløpige beregninger basert på tilsigsforhold og magasinvolum hentet fra ulike kilder slik som eldre hydrologiske data, data oppgitt fra regulanten, NVEs digitale kartdatabase, NVEs konsesjonsdatabase, eldre sakspapirerer og ikke minst skjema som viser kraftutbygging i alle vassdrag med magasiner og kraftverk (VU-skjema). Resultatet kan bli noe annerledes ved en endelig fastsettelse av nytt beregningsgrunnlag. Det kan i tillegg være pålegg i konsesjonen som i mindre grad kan innvirke på resultatet. Endringer i beregningsgrunnlag er ikke nødvendigvis helt sammenfallende med endringer i beløp i og med at et kraftverk kan utnytte flere reguleringskonsesjoner med ulik avgiftssats. Utvalgsmedlemmenes vurderinger av de foreliggende alternativ er gjort ut fra den forutsetning at beregningene er tilnærmet riktige.

| | | **Endring i beregningsgrunnlag i prosent** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Kraftverk** | **Grunnlag i nat.hk. i dag** | **Ljøgodtkurven** | **Fossheim4-Taksdal** | **Fossheim alt. 2** | **Fossheim alt. 1** |
| | | | | | |
| Tøsse | 194 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Osvatn | 604 | 81,8 | 81,8 | 81,8 | 81,8 |
| Hølseter | 886 | 5,3 | -15,7 | -15,7 | -15,7 |
| Bjordalen | 1232 | 12,8 | 7,6 | 17,9 | 7,6 |
| Stølsdal | 2754 | -67,0 | -78,0 | -78 | -78 |
| Mydalen | 4018 | 26,5 | 22,4 | 42,8 | 38,7 |
| Øvre Svultingfoss | 4077 | -8,2 | -14,8 | -11,5 | -14,8 |
| Øgreyfoss | 4275 | -62,7 | -68,9 | -66,9 | -68,9 |
| Oksebotn | 4982 | 0,0 | -6,2 | 6,3 | -3,1 |
| Haukeli | 6390 | 5,7 | 2,7 | 18,4 | 19,5 |
| Pikerfoss | 7648 | 29,3 | 18,1 | 20,2 | 20,7 |
| Eidsfoss | 7734 | 33,9 | 26,6 | 31,8 | 31,9 |
| Ulefoss/Aall-Ulefoss | 7868 | 34,0 | 26,7 | 31,9 | 31,9 |
| Gamlebrofoss | 8130 | 29,3 | 18,1 | 20,2 | 20,7 |
| Djupdal | 8636 | 27,1 | 16,8 | 19,0 | 19,5 |
| Vrenga | 9072 | 58,3 | 27,7 | 27,7 | 27,7 |
| Hogga | 9648 | 33,9 | 26,6 | 31,8 | 31,9 |
| Vittingfoss | 11 443 | 29,3 | 18,1 | 20,2 | 20,7 |
| Nedalsfoss | 12 410 | -4,2 | -9,5 | -1,0 | -7,4 |
| Gresslifoss | 13 258 | 16,2 | 11,4 | 26,8 | 23,2 |
| Mosvik | 15 741 | -6,2 | -9,7 | 2,7 | -4,4 |
| Byrte | 15 784 | 14,6 | 2,4 | -2,4 | 2,4 |
| Uvdal II | 15 807 | 13,1 | 11,5 | 31,1 | 29,5 |
| Vrangfoss | 16 917 | 33,9 | 26,6 | 31,8 | 31,9 |
| Vessingfoss | 17 298 | 15,5 | 13,1 | 30,3 | 25,9 |
| Roskrepp | 18 923 | 14,6 | 14,0 | 33,1 | 33,7 |
| Bogna | 21 691 | 9,7 | 6,2 | 20,3 | 13,3 |
| Tya | 22 394 | -31,3 | -36,1 | -33,7 | -33,7 |
| Alta | 23 561 | 24,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Vestre Åskåra | 26 303 | 0,5 | -13,0 | -7,6 | -7,6 |
| Mykstufoss | 33 005 | 27,1 | 16,8 | 19,0 | 19,5 |
| Skollenborg | 34 689 | 29,3 | 18,1 | 20,2 | 20,7 |

| | | Endring i beregningsgrunnlag i prosent | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Kraftverk** | **Grunnlag i nat.hk. i dag** | **Ljøgodtkurven** | **Fossheim4-Taksdal** | **Fossheim alt. 2** | **Fossheim alt. 1** |
| Nedre Nea | 49 561 | 8,3 | 5,3 | 26,5 | 22,9 |
| Kjela | 39 985 | 10,2 | 7,7 | 7,7 | 7,7 |
| Lio | 40 467 | 30,2 | 13,2 | 7,6 | 13,2 |
| Nore II | 42 305 | 42,1 | 29,2 | 28,3 | 29,2 |
| Kvinen | 43 364 | -0,5 | -2,5 | 11,0 | 10,6 |
| Fløyrli | 43 679 | 20,0 | 8,0 | 10,6 | 8,0 |
| Uvdal I | 47 860 | 13,1 | 11,5 | 31,1 | 29,5 |
| Austre Åskåra | 50 753 | 5,1 | -1,9 | -1,9 | -1,9 |
| Hjartdøla | 65 166 | 20,7 | 13,6 | 25,4 | 18,3 |
| Leirdøla | 65 732 | -1,8 | -10,1 | -9,2 | -10,1 |
| Duge | 69 417 | 29,9 | 29,9 | 48,6 | 62,2 |
| Sundsbarm | 71 170 | 2,3 | -4,1 | 3,6 | -2,3 |
| Åna-Sira | 76 670 | -8,1 | -13,4 | -8,0 | -6,4 |
| Tjørhom | 89 582 | 7,4 | 4,6 | 16,2 | 21,4 |
| Songa | 90 834 | 16,1 | 11,7 | 18,0 | 17,3 |
| Bratsberg | 108 679 | 26,9 | 12,0 | 20,7 | 17,7 |
| Nea | 110 996 | 34,2 | 31,5 | 51,8 | 46,8 |
| Solhom | 121 060 | -1,7 | -6,4 | 2,1 | 1,6 |
| Nore I | 152 432 | 42,1 | 29,2 | 28,3 | 29,2 |
| Jostedal | 155 961 | 18,0 | 18,0 | 37,0 | 43,0 |
| Vinje | 159 563 | 2,3 | -6,0 | -3,3 | -6,0 |
| Lang-Sima | 164 559 | -14,9 | -22,3 | -14,0 | -17,7 |
| Mår | 166 697 | 25,6 | 25,0 | 46,8 | 43,5 |
| Kobbelv | 180 000 | -2,0 | 0,0 | 11,0 | 33,0 |
| Evanger | 224 626 | -9,7 | -14,5 | -8,1 | -9,4 |
| Sy-Sima | 263 374 | 3,5 | -4,6 | 6,4 | 0 |
| Tokke | 332 454 | 4,3 | 0,0 | 5,5 | 4,8 |
| Saurdal | 365 464 | -22,1 | -21,6 | -12 | 4 |
| Kvilldal | 576 900 | -11,4 | -16 | -9 | 2 |
| Tonstad | 616 209 | -7,4 | -10,8 | -4,5 | -2,6 |
| **Sum** | **4 972 891** | **3** | **-2** | **6** | **9** |

*Tabellen viser resultatet av beregningene for de 4 alternativene av Fossheimmodellen.*

Som vi ser av tabellen kommer Ljøgodtkurven og Fossheim4-Taksdalkurven nærmest dagens resultat. **Utvalget har derfor i sitt videre arbeid konsentrert seg om disse to kurvene.**

## *8.2 Ytterligere beregninger med Fossheim4-Taksdal og Ljøgodtkurven*

For disse to alternativene er det gjennom annet beregningsarbeid kommet til ytterligere 23 kraftverk med et samlet beregningsgrunnlag på 2 103 750 nat.hk, eller ytterligere 15 % av beregningsgrunnlaget. Resultatet av disse beregningene er:

| | | Endring i beregningsgrunnlag i prosent | |
|---|---|---|---|
| **Kraftverk** | **grunnlag i nat.hk. i dag** | **Ljøgodtkurven** | **Fossheim4-Taksdal** |
| Fivlemyr | 1657 | 11,1 | -11,1 |
| Kåven | 2613 | 8,6 | 2,8 |
| ildgruben | 3226 | -23,7 | -45,4 |
| Langvatn | 5591 | -49,0 | -59,2 |
| Herva H | 7765 | 14,6 | 14,6 |
| Fagervollan | 8431 | 30,4 | 21,7 |

| | | Endring i beregningsgrunnlag i prosent | |
|---|---|---|---|
| **Kraftverk** | **grunnlag i nat.hk. i dag** | **Ljøgodtkurven** | **Fossheim4-Taksdal** |
| Andfiskvatn | 9046 | -3,2 | -7,4 |
| Årøy | 16 344 | -26,7 | -41,1 |
| Herva | 20 220 | 38,7 | 36,7 |
| Finså | 22 028 | 3,4 | -2,0 |
| Mågeli | 29 334 | 10,8 | 8 |
| Bardufoss | 32 615 | -12,8 | -13,2 |
| Sjona | 33 654 | 12,2 | 2,0 |
| Tjodan | 58 139 | 6,2 | -1,0 |
| Innset | 70 747 | 15,5 | 14,9 |
| Lomi | 73 011 | -0,7 | -0,7 |
| Straumsmo | 98 969 | 3,4 | 2,7 |
| Tysso II | 159 364 | 25,6 | 19,0 |
| Oksla | 159 975 | 23,1 | 18,7 |
| Tyin | 197 384 | 15,1 | -7,8 |
| Skagen | 224 643 | -18,0 | -22,8 |
| Rana | 321 226 | 21,9 | 21,5 |
| Svartisen | 547 768 | -13,6 | -13,5 |
| **Sum** | **2 103 750** | **4** | **0** |

*Endring i beregningsgrunnlag for kraftverk beregnet etter Fosseim4-Taksdalkurven og Ljøgodtkurven*

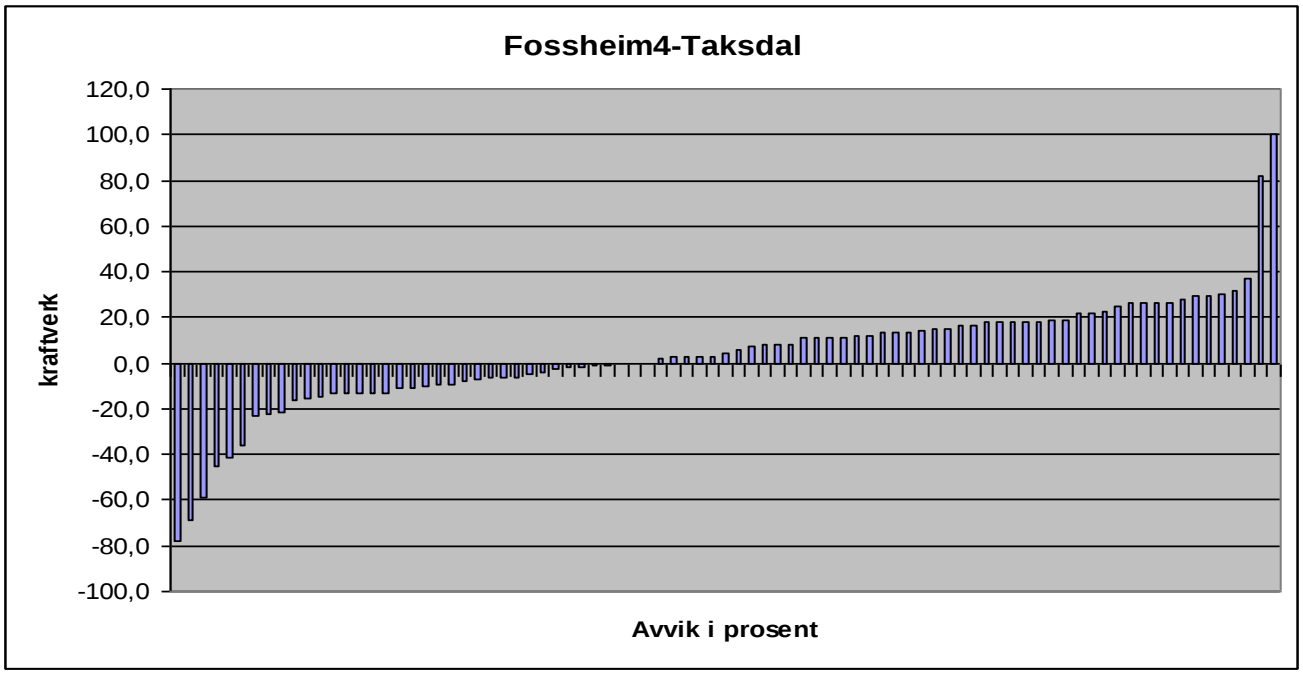
For Fossheim4-Taksdal og Ljøgodtkurven blir samlet resultat da:

Totalt beregningsgrunnlag i kraftverkene i dag: 7 076 641 nat.hk = 51 % av totalt beregningsgrunnlag
Nytt beregningsgrunnlag Fossheim 4-Taksdal: 6 978 712 nat.hk.
Nytt beregningsgrunnlag Ljøgodtkurven: 7 317 822 nat.hk.

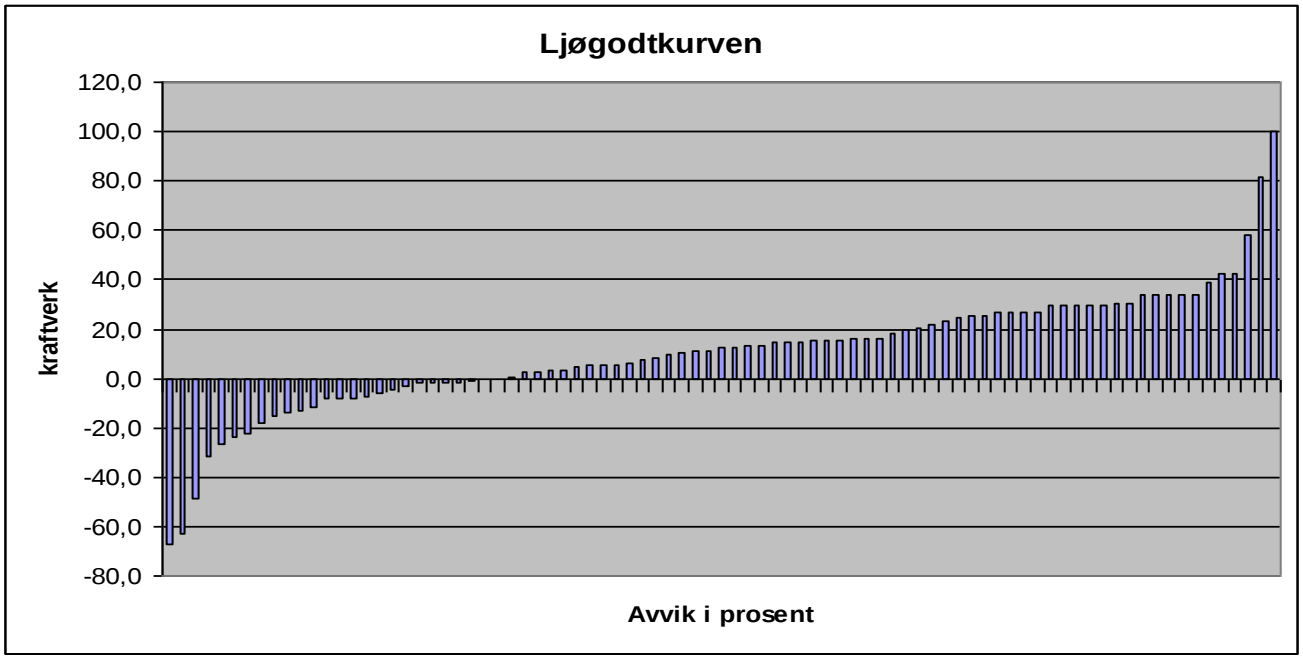
**Differanse i prosent i forhold til dagens beregningsgrunnlag:**

Ljøgodtkurven: 3 % økning
Fossheim4-Taksdal: 1 % reduksjon

Ved å gruppere resultatet for Fossheim4-Taksdal og Ljøgodtkurven etter hvor stort avviket er, får en frem en tydelig forskjell som vist i diagrammene på nestes side:




*Diagrammet viser hvordan beregningsgrunnlaget etter Fossheim4-Taksdal-modellen varierer i prosent i forhold til dagens beregningsgrunnlag for 85 kraftverk*




*Diagrammet viser hvordan beregningsgrunnlaget etter Ljøgodtmodellen varierer i prosent i forhold til dagens beregningsgrunnlag for 85 kraftverk*

Som vi ser av de to diagrammene ovenfor er det en større andel av kraftverkene som ligger innenfor 20 % avvik for Fossheim4-Taksdalkurven enn hva det er for Ljøgodtkurven, nærmere bestemt 60 mot 50 kraftverk, mens for kraftverk med 20 % reduksjon er det 9 kraftverk for Fossheim4-Taksdal og 7 for Ljøgodt. For kraftverk med over 20 % økning i grunnlag er det 16 for Fossheim4-Taksdal og 28 for Ljøgodt. Samtidig ser vi også at Fossheim4-Taksdalkurven gir en bedre balanse mellom kraftverk som får redusert/økt beregningsgrunnlag i forhold til Ljøgodt, henholdsvis 48/34 (3 med null utslag) og 24/60 (1 med null utslag).

Om en ser på kraftverk med ekstremutslag og regner dette som ± 50 % avvik i forhold til dagens beregningsgrunnlag gjelder dette følgende kraftverk:

| Kraftverk | grunnlag i nat.hk. | Fossheim4-Taksdal Avvik i prosent | Fossheim4-Taksdal Avvik i beløp | Ljøgodtkurven Avvik i prosent | Ljøgodtkurven Avvik i beløp |
|---|---|---|---|---|---|
| Tøsse | 194 | 100 | 2978,- | 100 | 2978,- |
| Osvatn | 604 | 81,8 | 7584,- | 81,8 | 7584,- |
| Stølsdal | 2754 | -78 | -68 456,- | -67 | - 58879,- |
| Øgreyfoss | 4275 | -69,9 | -54 016,- | -62,7 | -48 452,- |
| Vrenga | 9072 | | | 58,3 | 117 468,- |
| Langvatn | 5591 | -59,2 | -153 124,- | | |

*Tabellen viser kraftverk med over 50 % avvik i forhold til dagens beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter og -kraft.*

Som vi ser av tabellen er det ingen av kraftverkene som representer noen store summer slik at ekstremutslag i seg selv er av mindre betydning.

Som nevnt gir beregningene etter Fossheim4-Taksdalkurven 1 % reduksjon i beregningsgrunnlaget for de kraftverk som er med, mens Ljøgodtkurven gir 3 % høyere beregningsgrunnlag for de samme kraftverk.

I avsnitt 7.3 om overreguleringer er det nevnt at for noen konsesjoner er det gitt et eget tillegg for overreguleringer. Disse utgjør samlet 583 680 nat.hk. Dette tillegget gjelder kun konsesjonsavgifter. Slik utvalget nå legger det opp vil det ikke bli gjort noe skille i beregningsgrunnlaget for konsesjonskraft og konsesjonsavgifter Selv om en ved Fossheim4-Taksdalmodellen får en reduksjon i beregningsgrunnlag på 1 % vil økt avståelse av konsesjonskraft fra konsesjonene med overreguleringspåslag kompensere noe for det. Selv om ikke alle berørte kommuner vil nyte godt av en slik økning vil det gi økt konsesjonskraftmengde til fylkene, og kraftverkseierne kommer ut nærmere et nullresultat.

NVE har beregnet hvordan utslagene blir for de konsesjoner hvor det er gitt påslag for overreguleringer (untatt Otra og Samsjøen), jf. 7.3. Samlet utslag for alle kraftverk med reguleringsgrad over 100 % er en reduksjon på 4,3 mill. kr for Fossheim4-Taksdal og en reduksjon på 1,3 mill. kr for Ljøgodtkurven.

Om en i tillegg trekker inn samtlige av de andre kraftverk (72 stk med beregningsgrunnlag på 4 066 752 nat.hk. eller 29 % av totalt grunnlag) som det er beregnet for blir det større utslag mellom de to modellene:

| | Fossheim4-Taksdal | Ljøgodt |
|---|---|---|
| Fra alle øvrige beregnede kraftverk | | |
| konsesjonsavgifter | + 5,8 mill. kr | + 13,6 mill. kr |
| konsesjonskraft | + 1,7 mill. kr | + 4,1 mill. kr |
| Fra overreguleringer | - 4,3 mill. kr | - 1,3 mill. kr |
| Sum | + 3,2 mill. kr | + 16,4 mill. kr |

Som vi ser er utslagene for konsesjonskraft der det er gitt egne påslag i beregningsgrunnlaget for konsesjonsavgifter beskjedne. Den største forskjellen mellom Fossheim4-Taksdal og Ljøgodtkurven får vi for kraftverk med reguleringsgrad under 100 %. Dette er ikke overraskende i og med at det er der kurvene avviker mest fra hverandre.

# 9. Problemstillinger ved innføring av ny modell

## 9.1 Ukonsederte[4] reguleringsmagasin som utgjør en del av reguleringsmagasin

Før bestemmelsene om konsesjonsavgifter og konsesjonskraft kom inn i vassdragsreguleringslovgivningen ble det gitt tillatelse til etablering av enkelte reguleringsmagasin uten at disse ilegges konsesjonsavgifter, eller har krav om avståelse av konsesjonskraft. Andre magasin ble etablert så langt tilbake i tid at de reguleres helt uten konsesjon. Senere er det gitt tillatelse til ytterligere regulering av vannene etter gjeldende reguleringslov, og det skal da betales konsesjonsavgifter, men bare for den økning som tilleggsreguleringen representerer. Beregningsgrunnlaget i dag foretas imidlertid med utgangspunkt i hele reguleringsmagasinet slik at den siste vannføringsøkningen blir vesentlig lavere enn om man regner som om den avgiftsfrie reguleringen utgjør en naturtilstand. Det er det siste som vil bli gjort ved innføring av en av Fossheimvariantene, og utslagene kan da bli betydelige. I Møsvatn er det tilleggsreguleringen av 1948 som skal ilegges konsesjonsavgifter. Denne økningen er fastsatt til 4,3 $m^3/s$. Med ny beregningsmetodikk vil økningen bli på 22,5 $m^3/s$ for fossheim4-Taksdal og 28,45 $m^3/s$ for Ljøgodtkurven. Samlet utnyttes vannføringen fra denne reguleringen over en fallhøyde på 874,72 m. Med 22,5 m3/s i stedet for 4,3 m3/s, en differanse på 18,2 m3/s, blir økningen i beregningsgrunnlag på 212 212 nat.hk. for denne reguleringen etter Fossheim4-Taksdal-modellen. For Ljøgodtkurven blir utslaget på 281 589 nat.hk. Dette er utslag som blir uforholdsmessig store, men det er svært få tilfelle av dem, og utvalget har derfor forsøkt å etablere en metode som til en viss grad demmer opp for disse store utslagene.

En annen måte å tilnærme seg denne problemstillingen er å se på reguleringsvolumets andel av totalt magasinvolum for Møsvatn. Det ble beregnet hva vannføringsøkningen blir for hele magasinet, og økningen fastsatt proporsjonalt med det konsederte volum. I Møsvatn er totalt magasinvolum på 1064 mill. $m^3$, mens konsesjonen omfatter 295 mill. $m^3$, eller 27,7 %. Økningen for hele volumet blir med Fossheim4-Taksdalkurven på 43,9 $m^3/s$ og for Ljøgodtkurven på 46,1 $m^3/s$. For den konsederte delen på 27,7 % blir økningen da på henholdsvis 12,2 $m^3/s$ og 12,8 $m^3/s$. Dagens økning er som nevnt på 4,3 $m^3/s$, slik at det fortsatt er en betydelig økning, men likevel en god del mindre enn ved tradisjonell beregning. Med en total fallhøyde på 874,72 m blir økningen i antall naturhestekrefter som følge av Møsvatnreguleringen på 142 252 nat.hk. for Fossheim4-Taksdalkurven og 149 248 nat.hk for Ljøgodtkurven. I dag er økningen som følge av reguleringen på 50 138 nat.hk. For hele Skiensvassdraget vil da økningen bli på henholdsvis 17 og 22 % i stedet for 9 og 12 % som er resultatet når en holder Møsvatn helt utenom. **Utvalget mener en slik metode å beregne på ligger innenfor hva som må aksepteres, da grunnen til at det er så liten økning i dag, skyldes at reguleringen beregnes ut fra økningen utover de tidlige, avgiftsfrie reguleringene, altså at en opererer langt ut på reguleringskurven.** I tillegg vil, som det fremgår under i 9.3, utslagene modereres ytterligere ved at ervervsgrunnlaget blir betydelig mindre.

## 9.2 Forholdet til ervervskonsesjoner

I dag utregnes beregningsgrunnlaget etter ervervsloven og reguleringsloven etter to ulike kurver, median og bestemmende års reguleringskurve. Median kurve brukes ved fastsettelse av beregningsgrunnlag etter ervervsloven. Ved fastsettelsen inkluderes alminnelig lavvannføring og vannføring ut over hva bestemmende års vannføring for en gitt magasinprosent vil gi. I dag blir reguleringsavgiftene trukket fra før fastsettelse av netto ervervsgrunnlag. I og med at en nå skal bruke kun en kurve vil en ikke få denne forskjellen.

Utvalget har forsøkt å finne frem til en metode som gjør at en kan fastsette et grunnlag for ervervsavgifter som en gitt prosentsats av vannføringsøkning som følge av reguleringen. Vi har derfor gått gjennom beregningsgrunnlaget for en rekke kraftverk som har fullt eller delvis erverv på fallet (44 stk for Fossheim4-Taksdal og 38 stk for Ljøgodtkurven). Totalt utgjør dette ervervsgrunnlaget 1 562 279 nat.hk for Fossheim4-Taksdal og 1 111 666 nat.hk. for Ljøgodtkurven. Dette er det som benevnes brutto erverv, jf. avsnitt 4.2. Netto erverv finnes ved å trekke fra økningen av de reguleringskonsesjoner som utnyttes i fallet. Vi har sett på hva som blir ny regulert vannføring i de samme kraftverkene og trukket dette fra brutto erverv, og dermed fått et nytt netto erverv. Dette regner vi så i prosent av beregningsgrunnlaget etter reguleringsloven.

[4] Med ukonsederte magasin menes her reguleringsmagasin hvor det ikke er gitt egne bestemmelser om konsesjonsavgifter og avståelse av konsesjonskraft eller at de er etablert uten reguleringskonsesjon

Totalt for kraftverkene ble nytt netto erverv på 21,1 % for Fossheim4-Taksdalmodellen, mens Ljøgodtkurven tilsvarende ga 19,8 %. Dette er det som vi dag finner igjen som alminnelig lavvannføring + forskjellen mellom median og bestemmende års regulert vannføring. **Utvalget mener at en fast prosentsats på 20 % av beregningsgrunnlaget for reguleringsavgifter er en god tilpasning til det resultatet beregningene gir.** I enkelte tilfelle kan en slik fast sats slå stort ut, men det er grunn til å påpeke at ervervsgrunnlaget i de aller fleste tilfelle ikke utgjør særskilt store beløp, slik at en prosentvis endring ikke behøver å få særlig store konsekvenser. Det er også mange tilfelle hvor ervervet bare gjelder deler av fallet, slik at i de tilfellene vil grunnlaget reduseres tilsvarende.

I og med at vi har tatt med så mange av kraftverkene med ervervskonsesjon, (44/38 av 203) eller ca. 22/19 %, og med stor spredning i kraftinnvinning, mener utvalget at denne verdien bør være nær dagens resultat.

Det var mange kraftverk som ikke egnet seg å bruke i en slik tilnærming. Særlig i de tilfellene hvor det er store overreguleringer blir vannføringsøkningen større enn dagens brutto erverv. En får da ikke frem noen differanse. I andre tilfelle vil kraftverket utnytte en veldig stor ukonsedert regulering eller uregulert tilsig som vil gi et stort erverv i forhold til regulert økning. Vi har derfor forsøkt å plukke kraftverk som i størst grad gjenspeiler "normale reguleringsforhold." Det kan imidlertid være en feilkilde at i en del tilfelle er en ervervskonsesjon gitt før det er gitt nyere reguleringskonsesjoner i vassdraget. Økningen fra disse er ikke med i dagens ervervsgrunnlag, slik at her kan også det nye grunnlaget fra reguleringen "spise opp" ervervet, slik at det blir altfor lavt.

## *9.3 Ervervsavgift ved ukonsederte reguleringsmagasin*

I tilfelle med ukonsederte magasin (se fotnote 4) er som regel økningen fra disse også med i grunnlaget for ervervsavgifter. **Utvalget mener derfor at i de tilfellene ervervet ligger i vassdrag med slike magasin må økningen fra hele magasinet inngå**. Dette er testet ut for Møsvatnreguleringen med begge de aktuelle kurvene. Fallhøydene i Moflåt og Mæl kraftverk er på henholdsvis 46,6 og 45,8 m.

| | **Moflåt kraftverk** | | **Mæl kraftverk** | |
|---|---|---|---|---|
| | Fossheim4-Taksdal | Ljøgodt | Fossheim4-Taksdal | Ljøgodt |
| Økning fra Møsvatnreguleringen | 43,9 m3/s | 46,1 m3/s | 43,9 m3/s | 46,1 m3/s |
| Overføring av Hjerdøla | 0,2 m3/s | 0,2 m3/s | 0,2 m3/s | 0,2 m3/s |
| Regulering av Mår | | | 18,9 m3/s | 19 m3/s |
| Økning med 20 % for erverv | 8,82 m3/s | 9,26 m3/s | 12,6 m3/s | 13,06 m3/s |
| Nytt ervervsgrunnlag | 5479 nat.hk. | 5752 nat.hk. | 7692 nat.hk | 7973 nat.hk. |
| Erverv i dag | 27 792 nat.hk. | 27 792 nat.hk. | 27 996 nat.hk. | 27 996 nat.hk. |
| **Differanse** | **- 22 313 nat.hk.** | **- 22 163 nat.hk.** | **- 20 304 nat.hk.** | **- 20 023 nat.hk.** |
| Reguleringsavgift i dag | 2920 nat.hk. | 2920 nat.hk. | 15 624 nat.hk. | 15 624 nat.hk. |
| Ny reguleringsavgift | 7702 nat.hk. | 8075 nat.hk. | 19 109 nat.hk. | 19 537 nat.hk. |
| **Differanse** | **4782 nat.hk** | **5155 nat.hk.** | **3485 nat.hk.** | **3913 nat.hk.** |

*Tabellen viser samlet endring i Mæl og Moflåt kraftverk med bruk av 20 % av beregningsgrunnlaget for reguleringsavgifter for fastsettelse av ervervsgrunnlag.*

Vi ser at ervervsgrunnlaget blir en del mindre samtidig som beregningsgrunnlaget for reguleringsavgifter blir noe høyere. Forskjellene vil derfor til en viss grad utjevnes, jf. 9.1.

## 9.4 Erverv i regulerte felt

I dag er grensen for konsesjonsplikt etter ervervsloven på 1000 nat.hk. Ved fastsettelse av et grunnlag for erverv tilsvarende 20 % av beregningsgrunnlaget etter reguleringsloven vil det bety at en må ha en regulering som gir et beregningsgrunnlag på 5000 nat.hk. for å overskride denne grensen. Dette harmonerer dårlig med dagens system hvor beregningsgrunnlagene for konsesjonsplikt etter de to lovverkene er på henholdsvis 500 nat.hk. etter reguleringsloven og som nevnt 1000 nat.hk. etter ervervsloven.

Utvalget anbefaler at for å avgjøre om et tiltak er konsesjonspliktig etter ervervsloven tar en utgangspunkt i det beregningsgrunnlaget som fastsettes etter reguleringsloven og legger til det grunnlaget som en vannføring beregnet ut fra en fast prosentandel av middelvannføringen målt ved inntaket gir. Dette vil være noenlunde i samsvar med dagens tenkning i forhold til at grunnlaget for ervervskonsesjoner også inkluderer alminnelig lavvannføring ved siden av at en bruker to ulike kurver.

Hvis et tiltak er konsesjonspliktig etter ervervsloven skal likevel beregningsgrunnlaget for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft være på 20 % av beregningsgrunnlaget etter reguleringsloven, slik at en får avgifter tilsvarende "netto erverv" i dag, og ikke betaler dobbelt opp.

Alternativt kan en nytte samme beregningsgrunnlag som for reguleringsavgifter, men da senke grensen for konsesjonsplikt til samme nivå, dvs. 500 nat.hk. I og med at en nå bruker samme kurve kan dette være en hensiktsmessig løsning.

## 9.5 Erverv i uregulerte felt

I dag kan det i enkelte tilfelle være aktuelt med ervervskonsesjon også i uregulerte vassdrag. Det betinger at alminnelig lavvannføring er så stor at denne multiplisert med fallhøyde og faktor 13,33 gir en sum over 1000 nat.hk. Det er en fordel at en slik regel opprettholdes for å ha en viss kontroll med større fall som foreløpig ikke er utbygd, men utvalget ønsker å fjerne begrepet alminnelig lavvannføring og heller benytte en fast prosentsats av middelvannføringen for alle saker. Utvalget har merket seg et tidligere forslag i det opprinnelige Fossheimutvalget med en prosentsats på 8,2 %[5] av middelvannføringen. I og med at en også bør ta hensyn til differansen mellom bestemmende- og median års reguleringskurve med dagens beregningsmetodikk vil utvalget foreslå en fast prosentsats på 10 % av middelvannføringen.

## 9.6 Endring av magasin eller nye overføringer.

Metoden som er prøvd ut er slik at blir det endringer i magasinvolum eller at nye overføringer kommer til, kan dette påvirke alle nedenforliggende magasin i form av at tilsiget endres. Det er imidlertid for det første bare et begrenset antall hvor det ligger mange magasin etter hverandre i vassdragsstrengen. Det blir dessuten bare gitt et fåtall konsesjoner hvert år, slik at en oppdatering av beregningsgrunnlagene trolig vil gjelde i et lite antall vassdrag hvert år. Fornyelse av konsesjoner og revisjon av konsesjonsvilkår kan også innebære at en må regne om beregningsgrunnlaget.

Det er relativt raskt å regne gjennom økningene i et vassdrag når en først har samlet inn data om tilsig til det enkelte magasin og magasinvolum. Denne datainnhentingen må gjøres ved endring av system, og dette bør da legges opp også med tanke på fremtidig vedlikehold og oppdatering. Utvalget mener derfor at denne svakheten ikke er en så alvorlig innvending til metoden at den krever særskilt løsning.

Når et beregningsgrunnlag fastsettes gjelder det for hele konsesjonsperioden, jf. vassdragsreguleringslovens § 11, nr. 1. Dette skaper i mange tilfelle problemer, for eksempel ved fornyelse av konsesjoner og nye konsesjoner i et vassdrag. Utvalget mener at denne bestemmelsen må endres slik at et beregningsgrunnlag kan endres når tilsigsforholdene endres gjennom nye konsesjoner, jf. avsnittet ovenfor. Dette må også gjelde for ervervskonsesjoner som må få oppdatert grunnlaget til 20 % av grunnlaget for reguleringsavgifter hvis det blir gitt nye reguleringskonsesjoner i vassdraget eller at eksisterende konsesjoner får endrede vilkår som innvirker på beregningsgrunnlaget.

---

[5] Hentet fra begrunnelsen for den opprinnelige Fossheimmodellen fra 1972: *"I dette tilfelle er det foretatt undersøkelse over variasjonsbredden for midlere minstevassføringer for alle landets vannmerker. Midlere minstevassføring ligger meget nær den såkalte alminnelige lavvassføring. Ved 50 % av våre vannmerker ligger midlere minstevassføring mellom 11,7 % og 6,2 % av normal vassføring. Medianverdien ligger på 8,2 %."*

# 10. Reelle utslag for kraftverk, kommuner og fylkeskommuner

## *10.1 Utslag for kommuner og fylkeskommuner*

Det er sett på hvordan de to modellene vil slå ut for enkelte kommuner, både for beregningsgrunnlag, i reelle avgiftsbeløp og mengde konsesjonskraft. Ved valg av kommuner er det lagt vekt på at det skal være en geografisk spredning og kommunene skal ha et betydelig beregningsgrunnlag slik at endringene kan ha betydning for kommunens samlede økonomi. For de fleste av disse kommunene vil en økning/reduksjon i konsesjonskraftmengde berøre vedkommende fylkeskommune fordi kommunen allerede har tatt ut maksimal mengde til alminnelig forsyning. De økonomiske virkningene av endringer i konsesjonskraftmengde vil med andre ord stort sett gjelde fylkeskommunen og i liten grad vedkommende kommune.

| **Kommune** | Beregningsgrunnlag nat.hk | | | Konsesjonsavgifter | | | Konsesjonskraft MWh | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | I dag | Lj. | F4-T | I dag | Lj. | F4-T | I dag | Lj. | F4-T |
| **Tydal** | 329752 | 416797 | 388489 | 3720846 | 4655415 | 4450767 | 109544 | 134461 | 129550 |
| **Sirdal** | 1126684 | 1103369 | 1069637 | 13605350 | 13416329 | 13016038 | 231711 | 236225 | 229773 |
| **Rana** | 768942 | 927447 | 920989 | 7934367 | 9489886 | 9437082 | 186501 | 220200 | 216601 |
| **Tinn** | 379138 | 457108 | 446531 | 5031560 | 6028423 | 5975253 | 147032 | 168416 | 165390 |
| **Alta** | 26174 | 32230 | 26248 | 199288 | 242624 | 200340 | 5469 | 6600 | 5508 |
| **Luster** | 689706 | 710693 | 651586 | 11446104 | 11701513 | 11443057 | 226387 | 231977 | 225115 |
| **Bardu** | 103362 | 110177 | 109547 | 2940176 | 3117185 | 3098904 | 104856 | 109686 | 109047 |
| **Sum** | 3423758 | 3757821 | 3613027 | 44877691 | 48651375 | 47621441 | 1011500 | 1107565 | 1080984 |
| **% endring** | | **9,8** | **5,5** | | **8,4** | **6,1** | | **9,5** | **6,9** |

*Tabellen viser endringene for 7 kommuner i beregningsgrunnlag (for kraftverket), konsesjonsavgifter og konsesjonskraft*

Kommunene har alle både magasin og kraftverk. Resultatet fra beregningene fremkommer i tabellen over. Beregningsgrunnlaget gjelder for kraftverket mens avgifter og kraft er beregnet ut fra kommunenes andel.

I likhet med hva som er vist i kap. 7 og 8, og tabellene i avsnitt 8.1 og 8.2 ser vi at kurven Fossheim4-Taksdal kommer ut med et resultat som ligger nærmest det eksisterende beregningsgrunnlaget.

Vi ser at utslagene etter begge kurver ligger noe høyere enn hva det gjennomsnitt som er beregnet for alle kraftverk. Det innebærer at noen andre kommuner vil komme ut med et negativt resultat.

Merknad fra SK:

Det er ikke foretatt beregninger for noen fylkeskommune og SKs representant mener det burde vært gjort i hvert fall for to representative fylkeskommuner. Det tallmateriale som foreligger gjør det imidlertid sannsynlig at Standardkurven ikke vil gi store negative utslag for noen fylkeskommune, noe SK baserer seg på.

## *10.2 Utslag i beløp for enkelte kraftverk*

Det er gjennom arbeidene for utslag for kommuner og virkninger av overreguleringer kommet frem resultater i absolutte tall for flere kraftverk. I tabellen nedenfor følger en oppsummering av disse:

| **Kraftverk** | | **endring i avg. kr** | | **Nye avgifter kr** | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **avgift i dag** | **Ljøgodt** | **F4-T** | **Ljøgodt** | **F4-T** |
| Svartisen kraftverk | 11047510 | -2129941 | -2109741 | 8917569 | 8937769 |
| Lomi kraftverk | 1744963 | 12810 | 12810 | 1757773 | 1757773 |
| Kobbelv kraftverk | 3859200 | -73325 | -6904 | 3785875 | 3852296 |
| Oksla kraftverk | 3529049 | 813705 | 660212 | 4342754 | 4189261 |
| Nedalsfoss kraftverk | 175725 | -7396 | -16645 | 168329 | 159080 |
| Vessingfoss kraftverk | 293197 | 48358 | 42209 | 341555 | 335406 |
| Nea kraftverk | 1887398 | 636981 | 592542 | 2524379 | 2479940 |
| Tya kraftverk | 577457 | -192258 | -217105 | 385199 | 360352 |
| Gresslifoss kraftverk | 254882 | 20644 | 12755 | 275526 | 267637 |
| Alta kraftverk | 162288 | 40168 | -2 | 202456 | 162286 |
| Kåven kraftverk | 37000 | 3167 | 1052 | 40167 | 38052 |
| Straumsmo kraftverk | 1632989 | 54757 | 44741 | 1687746 | 1677729 |
| Bardufoss kraftverk | 365614 | -46864 | -48441 | 318751 | 317173 |
| Innset kraftverk | 1166618 | 181320,1 | 173249 | 1347938 | 1339867 |
| Leirdøla kraftverk | 1639356 | -30071 | -30071 | 1609285 | 1609285 |
| Jostedal kraftverk | 4908093 | 883457 | 883457 | 5791549 | 5791549 |
| Årøy kraftverk | 318381 | -85091 | -130834 | 233290 | 187547 |
| Herva (H) kraftverk | 201036 | 29301 | 29301 | 230337 | 230337 |
| Herva kraftverk | 201036 | 202835 | 192205 | 403870 | 393241 |
| Fivlemyr kraftverk | 42900 | 4761 | -4771 | 47661 | 38129 |
| Skagen kraftverk | 5816007 | -1048345 | -1328796 | 4767662 | 4487211 |
| Tyin kraftverk | 4826039 | 729333 | -374514 | 5555372 | 4451525 |
| Langvatn kraftverk | 258807 | -126760 | -153169 | 132048 | 105638 |
| Rana kraftverk | 8952569 | 1961337 | 1923800 | 10913905 | 10876368 |
| Fagervollan kraftverk | 205885 | 62660 | 44757 | 268545 | 250642 |
| Sjona kraftverk | 414954 | 50716 | 8382 | 465670 | 423336 |
| Ildgruben kraftverk | 63649 | -15046 | -28933 | 48603 | 34716 |
| Andfiskvatn kraftverk | 144103 | -4558 | -10625 | 139545 | 133478 |
| Duge kraftverk | 2206072 | 660513 | 660513 | 2866585 | 2866585 |
| kvinen kraftverk | 1341368 | -16595 | -38273 | 1324773 | 1303095 |
| Roskrepp kraftverk | 602810 | 97212 | 93541 | 700023 | 696351 |
| Solhom kraftverk | 3747842 | -136382 | -296507 | 3611460 | 3451336 |
| Tjørhom kraftverk | 2794817 | 216916 | 140033 | 3011733 | 2934850 |
| Tonstad kraftverk | 19245978 | -1642190 | -2205599 | 17603788 | 17040378 |
| Åna-Sira kraftverk | 2492427 | -316614 | -330853 | 2175812 | 2161573 |
| Finså kraftverk | 627578 | 21110 | -12443 | 648688 | 615135 |
| Kuli kraftverk | 102906 | -4287 | -4287 | 98619 | 98619 |
| Osen kraftverk | 88889 | 6206 | 3829 | 95095 | 92717 |
| Tjodan kraftverk | 1215105 | 75793 | -12222 | 1290899 | 1202883 |
| Frøystul kraftverk | 408877 | -6590 | -25562 | 402287 | 383315 |
| Vemork kraftverk | 523910 | 964285 | 895064 | 1488195 | 1418974 |
| Såheim kraftverk | 457705 | 854634 | 793593 | 1312339 | 1251298 |
| Moflåt kraftverk | 662824 | -315025 | -331324 | 347799 | 331500 |
| Mår kraftverk | 3620659 | 928688 | 904744 | 4549347 | 4525403 |
| Mæl kraftverk | 942765 | -300271 | -317873 | 642494 | 624893 |
| Årlifoss kraftverk | 97597 | 73547 | 69330 | 171144 | 166928 |
| Grønnvollfoss kraftverk | 134619 | 100315 | 94527 | 234934 | 229146 |

| Kraftverk | | endring i avg. kr | | Nye avgifter kr | |
|---|---|---|---|---|---|
| | avgift i dag | Ljøgodt | F4-T | Ljøgodt | F4-T |
| Svelgfoss kraftverk (eier Hjartdal) | 568095 | -281137 | -289026 | 286958 | 279068 |
| Svelgfoss kraftverk (eier Norsk Hydro) | 300646 | 216638 | 203799 | 517284 | 504445 |
| Tinfos kraftverk | 222175 | 82938 | 75327 | 305113 | 297502 |
| Skotfoss kraftverk | 323359 | 116087 | 94827 | 439446 | 418186 |
| Klosterfossen kraftverk | 118156 | 41095 | 33390 | 159251 | 151546 |
| Eidet | 14165 | 5203 | 4266 | 19368 | 18431 |
| Eidet I, andel SA | 8179 | 3442 | 2880 | 11621 | 11059 |
| Eidet II | 31389 | -3584 | -4927 | 27806 | 26462 |
| **Sum** | **97 627 615** | **3 418 605** | **361 690** | **101046221** | **97989306** |
| **Endring i prosent** | | | | **4** | **0** |

Tabellen viser endring i beløp for hvert enkelt kraftverk beregnet etter Fossheim4-Taksdal og Ljøgodtkurven

Som vi ser kommer Fossheim4-Taksdalkurven ut med et resultat på 0 % avvik totalt i forhold til dagens resultat for disse kraftverkene.

# 11. Valg av kurve

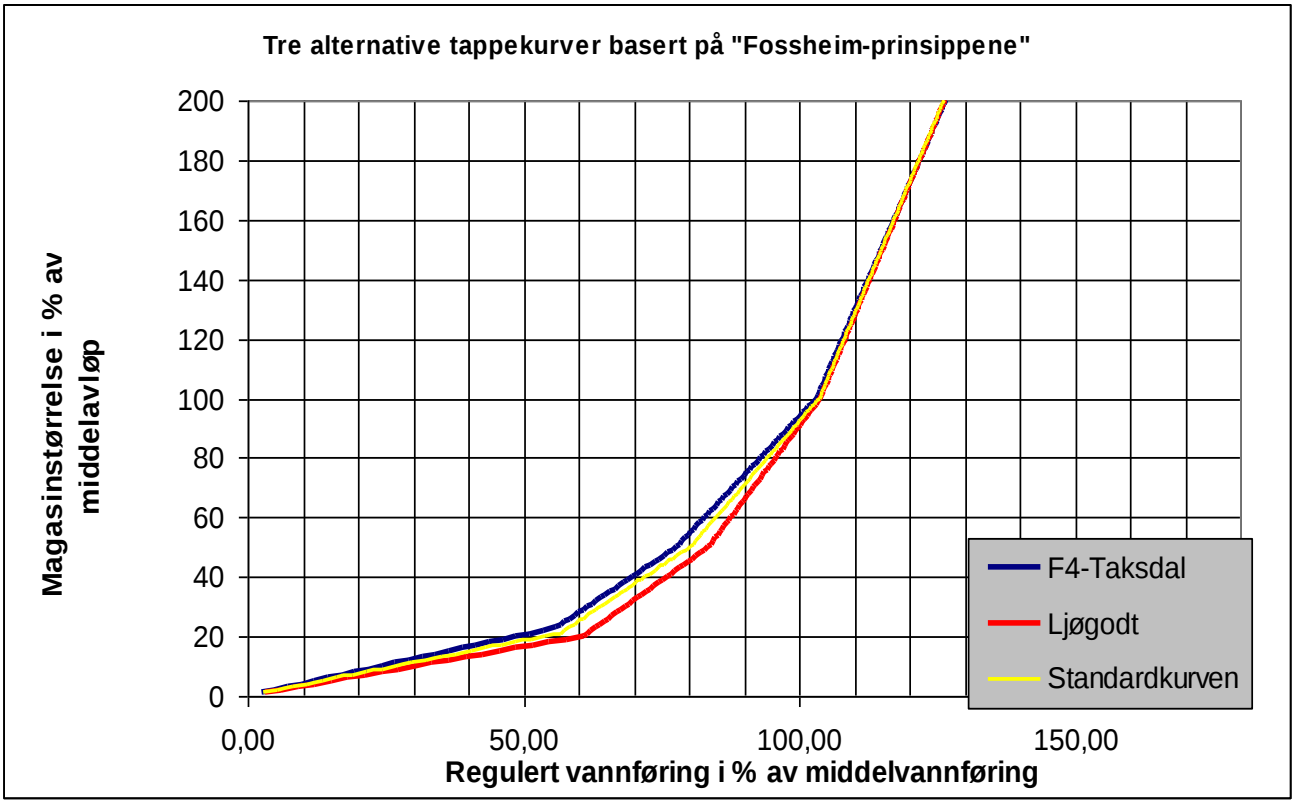
Ut i fra de resultatene som er fremkommet gjennom de foretatte beregninger er **utvalget av den oppfatning at både Fossheim4-Taksdalkurven og Ljøgodtkurven ligger innenfor det mandat som utvalget har fått.**

Fossheim4-Taksdalkurven gir i forhold til Ljøgodtkurven et resultat som ligger nærmest dagens beregningsgrunnlag med en reduksjon i grunnlaget på 1 %. Den gir også best balanse mellom kraftverk som får redusert/økt grunnlag, og den har færrest utslag ut over 20 % avvik fra dagens grunnlag. Endring i grunnlag behøver ikke nødvendigvis gjenspeiles nøyaktig i avvik i kroner på grunn av at ulike konsesjoner har ulik avgiftssats. For de kraftverk hvor utslag i konsesjonsavgifter er tallfestet, jf. tabell i kap. 10, ender en opp med ingen endring i totale avgifter som skal betales til kommunene. En reduksjon i beregningsgrunnlag slik det er fremkommet blir også noe oppveiet av den økning i total konsesjonskraftmengde som blir enkelte kommuner/fylkeskommuner til del i de tilfelle der det er gitt egne påslag for overreguleringer, i og med at disse påslagene bare gjelder for konsesjonsavgifter.

Ljøgodtkurven gir en økning i beregningsgrunnlag på 3 % for de kraftverk det er foretatt beregninger for, og som utgjør 51 % av totalt beregningsgrunnlag. Slik sett er dette heller ikke noe særlig stort avvik. Effekten av denne økningen vil bli noe redusert for kraftverkseierne som følge av at konsesjonsavgifter er utgifter som kan utgiftsføres og således gi et redusert skattegrunnlag for kraftverkene. Store utslag vil merkes direkte for kommunene, mens flere kraftverkseiere har kraftverk i mange kommuner, og i en del tilfelle kan da utslagene utjevnes. Om en ser bort fra de konsesjonene som har særskilte overreguleringstillegg i beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter, gir begge kurvene en økning for kraftverk som har magasin med over 100 % reguleringsgrad. Begge kurver oppfyller således utvalgets ønske om at slike magasin i større grad bør gi konsesjonsavgifter og -kraft i tråd med intensjonen om at ordningen med konesjonsavgifter skal gi en andel av verdiskapningen og være en kompensasjon for skader og ulemper.

Utvalgets oppgave har vært å fremme forslag til forenklinger i beregningsgrunnlaget for konsesjonsavgifter og –kraft. I den grad det er mulig bør forslaget være provenynøytralt for de involverte interesser, og utvalget har derfor vært opptatt av å finne en ny og standardisert reguleringskurve som i utgangspunktet virker provenynøytral. På denne bakgrunn har utvalget valgt å foreslå en kurve som ligger mellom de to kurvene det er foretatt beregninger på - da disse to kurvene gir henholdsvis litt lavere eller litt høyere samlet naturhestekraftgrunnlag enn dagens beregningsgrunnlag. Den tidsramme som er satt for utvalgets arbeid har ikke gjort det mulig å foreta beregninger i samme omfang for en slik kurve som de øvrige, men det er gjort en del beregninger for kraftverk med ulik reguleringsgrad for å se om en kommer ut med et resultat som ligger mellom disse to kurvene. Kurven (heretter kalt Standardkurven), har fått en form som gjør at den ligger mellom Fossheim4-Taksdalkurven og Ljøgodtkurven. Kurven er basert på følgende tappetider:

| Magasinprosent | Tappetid i mnd |
|---|---|
| 0-21 | 4,5 |
| 22-50 | 15 |
| 51-100 | 26 |
| >100 | 54 |




*Diagrammet viser hvordan Standardkurven legger seg mellom Fossheim4-Taksdalkurven og Ljøgodtkurven*

Det er gjort beregninger for en del kraftverk for å få verifisert om kurven gir et resultat som er i tråd med hva en kan forvente ut fra ovenstående kurve. Resultatene fra disse beregningene er vist i tabellen nedenfor:

| Kraftverk | Grunnlag i dag | Ljøgodtkurven | Fossheim4-Taksdalkurven | Standardkurven |
|---|---|---|---|---|
| Alta | 23561 | 29393 | 23561 | 27060 |
| Kåven | 2613 | 2837 | 2687 | 2687 |
| Innset | 70747 | 81743 | 81253 | 81376 |
| Straumsmo | 98969 | 102288 | 101681 | 101832 |
| Bardufoss | 32615 | 28434 | 28294 | 28336 |
| Øvre Svultingfoss | 4077 | 3742 | 3474 | 3608 |
| Fløyrli | 43679 | 52334 | 47302 | 49818 |
| Leirdøla | 65732 | 64526 | 59099 | 61209 |
| Årøy | 16344 | 11976 | 9628 | 10567 |
| Herva H | 7765 | 8897 | 8897 | 8897 |
| Herva | 20220 | 28328 | 27918 | 28123 |
| Fivlemyr | 1657 | 1841 | 1473 | 1841 |
| Skagen | 224643 | 182603 | 171771 | 177187 |
| Tyin | 197384 | 227214 | 182066 | 186097 |
| Sy-Sima | 263374 | 272592 | 251259 | 261001 |
| Lang-Sima | 164559 | 140050 | 127872 | 133961 |
| Bogna | 21691 | 23802 | 23034 | 23226 |
| Mosvik | 15741 | 14766 | 14208 | 14487 |
| Nedalsfoss | 12410 | 11888 | 11235 | 11496 |
| Vessingfoss | 17298 | 19986 | 19572 | 19779 |
| Nea | 110996 | 148963 | 145964 | 147463 |
| Tya | 22394 | 15383 | 14316 | 14583 |
| Gresslifoss | 13258 | 15206 | 14773 | 14946 |
| Nedre Nea | 49561 | 53690 | 52176 | 52782 |

| Kraftverk | Grunnlag i dag | Ljøgodtkurven | Fossheim4-Taksdalkurven | Standardkurven |
|---|---|---|---|---|
| Langvatn | 5591 | 2853 | 2282 | 2510 |
| Rana | 321226 | 391600 | 390254 | 391264 |
| Fagervollan | 8431 | 10997 | 10264 | 10630 |
| Sjona | 33654 | 37767 | 34334 | 35764 |
| Ildgruben | 3226 | 2463 | 1760 | 2053 |
| Andfiskvatn | 9046 | 8760 | 8379 | 8379 |
| Finså | 22028 | 22769 | 21591 | 21984 |
| Kuli | 3612 | 3462 | 3462 | 3462 |
| Osen | 3120 | 3338 | 3254 | 3254 |
| Tjodan | 58139 | 61765 | 57554 | 58958 |
| Kjela | 39985 | 42264 | 41047 | 41711 |
| Songa | 90834 | 100064 | 97849 | 98957 |
| Vinje | 159563 | 185194 | 178155 | 181381 |
| Haukeli | 6390 | 6535 | 6005 | 6358 |
| Tokke | 332454 | 346896 | 332453 | 339280 |
| Byrte | 15784 | 18094 | 16169 | 16939 |
| Lio | 40467 | 52703 | 45829 | 49037 |
| Hogga | 9648 | 12922 | 12214 | 12547 |
| Sundsbarm | 71170 | 72773 | 68285 | 70208 |
| Vestre Åskåra | 26303 | 26446 | 22872 | 24302 |
| Austre Åskåra | 50753 | 53331 | 49775 | 50664 |
| **Alle** | **2 812 712** | **3 005 475** | **2 827 297** | **2 892 005** |
| *endring i %* | | *7* | *1* | *3* |

*Tabellen viser endring i beregningsgrunnlag i nat.hk. i forhold til dagens grunnlag for Fossheim4-Taksdalkurven, Ljøgodtkurven og Standardkurven for 44 kraftverk som utgjør ca. 20 % av totalt beregningsgrunnlag*

Som vi ser kommer Standardkurven her ut med et resultat som ligger mellom Fossheim4-Taksdal og Ljøgodtkurven, og **utvalget forventer at dette vil gjelde også om en gjør beregningen for samtlige av de kraftverk som det er beregnet for tidligere.**

En vil da komme frem til et resultat rett i overkant av dagens beregningsgrunnlag. Dette er naturlig fordi flerårsmagasiner på prinsipielt grunnlag nå er inntatt i beregningsrunnlaget, mens dette i dagens beregningsgrunnlag bare er gjort ad hoc i en del tilfeller. **Utvalget mener derfor at Standardkurven er en kurve som tilfredsstiller de krav som er fremsatt for en slik kurve.**

**Utvalget vil spesielt påpeke at resultatet avhenger av at også kraftverkene med egne overreguleringstillegg inngår i beregningsgrunnlaget.** Hvis en ønsker å beholde disse særskilte påslagene, jf. 7.3, må en se på hva resultatet blir når en holder disse kraftverkene utenfor. Endringene blir da på + 5 % økning i forhold til dagens beregningsgrunnlag for Fossheim4-Taksdal og + 12 % for Ljøgodtkurven. Standardkurven vil gi et beregningsgrunnlag som trolig legger seg mellom disse.

De særskilte påslagene er gitt for konsesjonsavgifter, men ikke for konsesjonskraftgrunnlaget. Utvalget mener derfor at om en beholder disse må en uansett bruke kurven fullt ut for beregning av konsesjonskraft.

# 12. Konsesjonskraft

Beregningsgrunnlaget for konsesjonskraft fastsettes etter samme metodikk som for konsesjonsavgifter, jf. vassdragsreguleringslovens § 11, nr. 1 og § 12, nr. 15 og ervervslovens § 2, nr. 12 og 13. Det vil si at det vil bli endringer også i den konsesjonskraftmengde som kommunene, eventuelt fylkeskommunene kan ta ut. Utvalget er likevel av den oppfatning at det bør brukes samme metodikk for så vidt gjelder beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft. Dette er en videreføring av dagens system bortsett fra at det vil bli beregnet konsesjonskraft i de tilfellene der det tidligere er gitt påslag for overreguleringer når det gjelder konsesjonsavgifter. **Utvalget ønsker ikke et system hvor konsesjonskraftmengden fastsettes som en viss mengde av middelproduksjonen i kraftverket.** Et uttak i forhold til middelproduksjon vil gi store utslag i forhold til den beregningsmetodikk som baserer seg på magasinvolum, jf. 5.2.3.

Innføring av ny modell kan innebære relativt store endringer i beregningsgrunnlaget for konsesjonskraft for noen konsesjoner. Konsesjonskraftkvantumet fastsettes ut fra samme beregningsgrunnlag som konsesjonsavgifter. Konsesjonskraften utgjør 10 % av beregningsgrunnlaget. Det er i liten grad mulig å kompensere for dette slik som ved konsesjonsavgiftene hvor en eventuelt kan justere satsene ved urimelig store utslag. Imidlertid vil endringer i konsesjonskraftmengden bli relativt begrenset pga. at konsesjonskraft fastsettes ut fra 10 % av beregningsgrunnlaget

# 13 Fordeling av konsesjonsavgifter og konsesjonskraft

## *13.1 Beskrivelse av dagens system for fordeling*

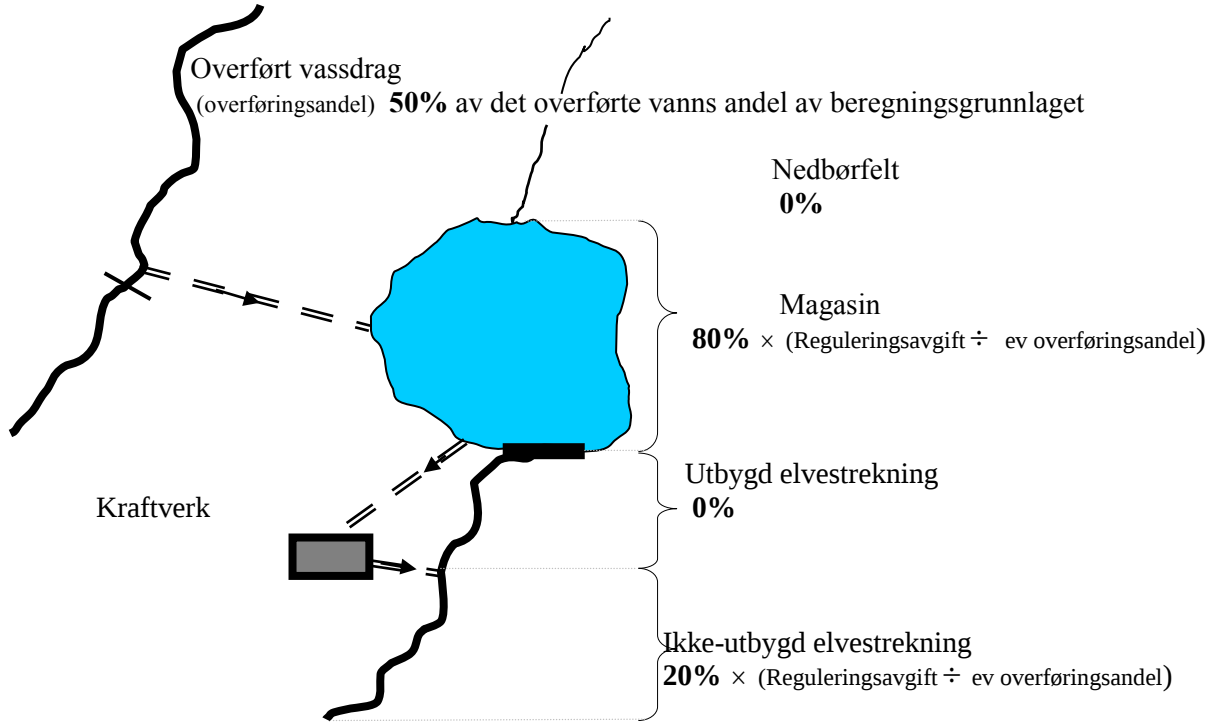
### 13.1.1 Fordeling av reguleringsavgift

*Overføringer*

Med overføringer menes endring av naturlige vannveier slik at vannet kan utnyttes lenger oppe i det samme eller i et annet vassdrag, jf. figur 3. Om et vassdrag skal regnes som overført eller ikke, blir sett i forhold til det enkelte kraftverks inntaksmagasin. Med flere kraftverk i serie i et vassdrag vil en intern overføring til kraftverk i øvre del av vassdraget ikke bli overføring til kraftverk i nedre del av vassdraget der vannet er tilbakeført til vassdraget. En overføring fra et nabovassdrag til kraftverk i øvre deler av et vassdrag, vil bli regnet som overført til alle kraftverkene i dette vassdraget. Flomtap, minstevannføring m.v. kan gi reduksjon i overføringens beregningsgrunnlag. Kommunen(e) i vassdraget som vannet overføres fra (bidragsvassdraget) har i prinsippet krav på 50% av den kraftøkningen som overføringen gir (overføringsandel).

Når en konsesjon kun gjelder overføring av vann, vil bidragskommunen(e) få tildelt 50 % av beregningsgrunnlaget. Når flere overføringer/pumping/ev. reguleringsmagasin inngår i en og samme konsesjon, og flere kommuner blir berørt, kan det være komplisert å skille ut de enkelte overføringer/magasiners andel av beregningsgrunnlaget, som skal fordeles til den enkelte kommune. I disse tilfeller beregnes beregningsgrunnlaget som overføringen gir i de(t) berørte kraftverk(ene) med utgangspunkt i middelavløpet fra det overførte felt. Det tas hensyn til forholdet mellom overføringer og magasiner som inngår i samme konsesjon. Først fordeles overføringsandelen til bidragskommunene. Resten av konsesjonsavgiften fordeles så mellom magasin (gjelder også magasin i bidragsvassdraget) og ikke-utbygd elvestrekning, vanligvis med henholdsvis 80% og 20%.

Når bidragsvassdraget renner gjennom flere kommuner benyttes fordeling av fallhøyden innen hver kommune som grunnlag for fordeling av avgift for overføring. Fallhøyden beregnes fra overføringspunkt til tilbakeføringspunkt i vassdraget, eventuelt havnivå. Det samme prinsipp benyttes også ved fordeling av konsesjonskraft. Først fordeles overføringsandelen til bidragskommunene. Resten av konsesjonsavgiften fordeles så mellom magasin og ikke-utbygd elvestrekning, vanligvis med henholdsvis 80 % og 20 %.




*Fordelingsnøkkel ved deling av reguleringavgifter til kommuner*

*Pumping*

Delingspraksis for beregningsgrunnlaget fra pumpekraftverk er at det opp-pumpede vannet regnes som overført og fordeles på overførings-, og magasin/elvekommuner, jf. figur 3. Pumpingen har innflytelse på vannstandsvariasjoner i berørte magasin og i eventuelle ikke utbygde deler av vassdraget. Ved avgiftsfordelingen spesifiseres det opp-pumpede vannet.

*Magasindel*

Magasinene bidrar i stor grad til beregningsgrunnlaget, og bør av denne grunn tildeles en vesentlig del av avgiftene. Ved magasinene vil det dessuten lett oppstå uheldige forhold av allmenn karakter, som for eksempel skjemmet utseende mv. Avgifter blir fordelt for de magasinene som de enkelte kraftverkene benytter, for den aktuelle konsesjon. Den innbyrdes fordelingen mellom flere magasinkommuner er som regel basert på forholdet mellom magasinvolumene innen de enkelte kommuner. I de tilfeller der kommunegrenser deler et magasin fordeles som oftest magasinandel etter magasinets overflateareal, som en tilnærming til volumfordeling.

*Utbygd elvestrekning*

Det er lang praksis for at kommunene langs utbygd elvestrekning ikke tildeles reguleringsavgifter. Det er kun i de tilfeller der det er gitt ervervskonsesjon for utnyttelse av fallet at denne delen av vassdraget tildeles avgifter.

*Ikke-utbygd elvestrekning (elvedel)*

Kommuner langs ikke-utbygd elvestrekning tildeles reguleringsavgift for å kompensere for skader og ulemper ved reguleringen. Den naturlige vannføringen endres og dette kan føre til dårligere fiskeoppgang, skjemmet utseende, isgang, frostrøyk og lignende.

Det har over lang tid utviklet seg en praksis for å dele etter elvelengde. Ikke-utbygd elvestrekning fordeles mellom elvekommunene etter berørt lengde (km) innen hver kommune.

Lengden på strekningen som skal tildeles avgift fastsettes ved å vurdere graden av påvirkning fra reguleringen. Elvekommunene tildeles avgifter fram til der man vurderer at påvirkningen av regulering blir svært liten eller opphører, for eksempel ved samløp med en annen elv, utløp i vann eller lignende.

Ikke-utbygd elvestrekning tildeles som regel 20 % av reguleringsavgiftene (figur 3), men dette kan variere noe avhengig av elvestrekningens karakter og lengde. Der det er flere kraftverk i serie beregnes som oftest ikke-utbygd elvedel fra et kraftverks utløp til inntakspunktet for det neste kraftverket eller til utløp i et magasin eller en innsjø/sjøen.

I de tilfeller der utbyggingen går direkte fra magasin til fjord faller elvedelen helt bort. I mange vassdrag er det foretatt omfattende utbygginger og gjenværende ikke-utbygget elvedel er liten. I slike tilfeller reduseres som oftest den prosentvise elvedelen.

*Overregulering*

I de tilfellene der det kan lagres mer enn ett års midlere tilsig i magasinet, kalles dette gjerne overreguleringsmagasin, tørrårsmagasin eller flerårsmagasin.

For overreguleringsmagasin behandles ”toppmagasinet” (mer enn 100% regulert) særskilt i forhold til konsesjonsavgifter. For utbygginger med overreguleringsmagasiner har Stortinget i noen få tilfelle, jf. avsnitt 7.3, gitt et tillegg i nat.hk. Dette tillegget blir som regel oppgitt i konsesjonsvilkårene, men kan også fremgå av de øvrige konsesjonsdokumentene.

### 13.1.2 Fordeling av ervervsavgift

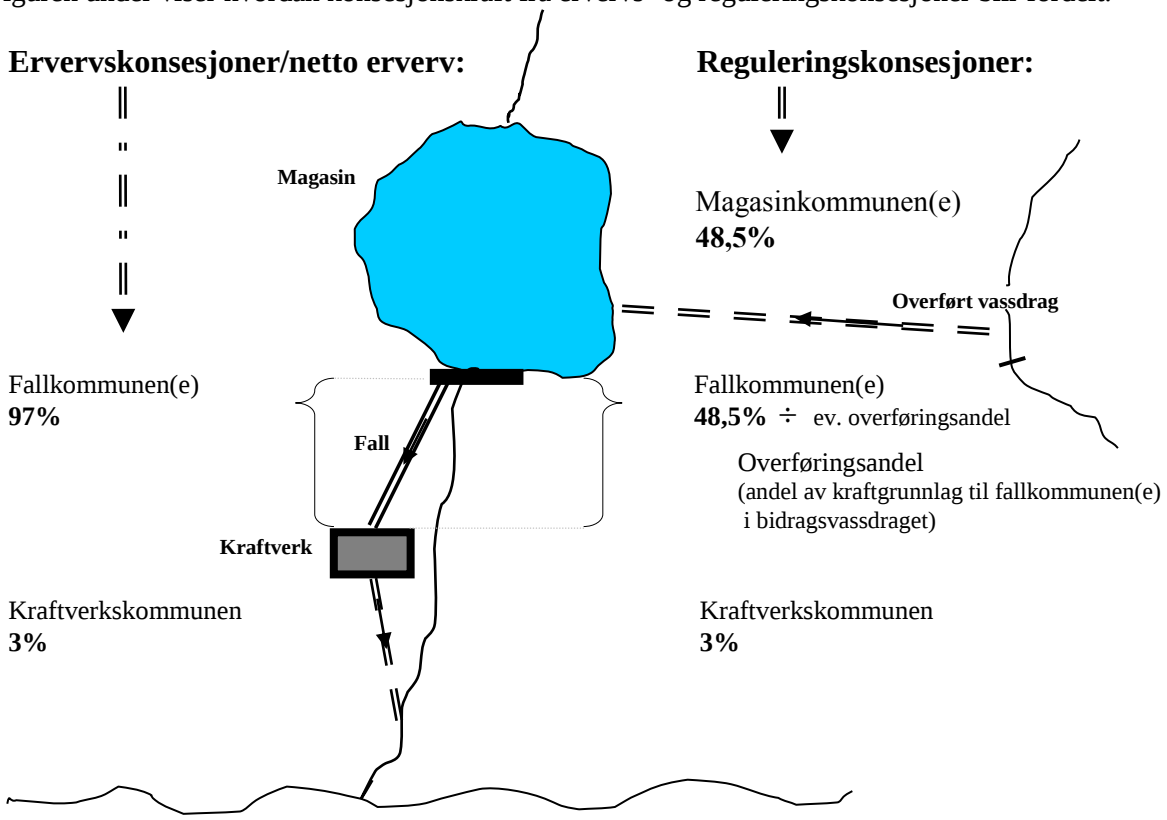
Ervervsavgiften blir fordelt til fallkommunene, i forhold til antall fallmeter innen hver kommune. Ligger hele fallet i en kommune, får denne normalt 100% av ervervsavgiften.

## 13.2 Fordeling av konsesjonskraft

Fordelingen av konsesjonskraft er annerledes enn for konsesjonsavgifter.

Konsesjonskraftmengden som skal avstås er 10 % av det fastsatte beregningsgrunnlaget. For ervervskonsesjoner fordeles konsesjonskraften ved at fallkommunen(e) får 97 % av netto erverv, mens kraftverkskommunen får 3 %.

For reguleringskonsesjoner får magasinkommunen(e) 48,5 % av konsesjonskraften, fallkommunen(e) får 48,5 % og kraftverkskommunen får 3 %. Ved en overføring vil dennes andel komme til fratrekk fra fallkommunen(e)s andel på 48,5 %.
Figuren under viser hvordan konsesjonskraft fra ervervs- og reguleringskonsesjoner blir fordelt.




## 13.3 Problemstillinger knyttet til dagens fordeling

Når det gjelder fordeling av konsesjonskraftkvantumet etter gjeldende retningslinjer er dette i liten grad konfliktfylt. Kommunene har stort sett akseptert de fordelinger av konsesjonskraften som er gjort. Det er likevel uhensiktsmessig med dagens regel som gir anledning til å endre et fordelingsvedtak for konsesjonskraft først etter 20 år, tatt i betraktning at det kan komme til nye konsesjoner i mellomtiden som vil gi utslag på fordelingen.

For fordelingen av konsesjonsavgifter har det særlig tidligere vært brukt en stor del skjønn ved fordeling av disse. NVE fastsatte i 1987 ny norm for fordeling av avgiftene. Denne er senere videreført og utdypet i notat fra NVE i 2001. Etter hvert som avgiftene fra konsesjonene er fordelt for en ny 10-års periode har det medført at det har blitt omfordelinger for flere konsesjoner. Dette har i noen tilfelle medført klager fra kommunene med påfølgende klagebehandling. Etter hvert som den nye normen er blitt gjennomført for de fleste konsesjoner har det blitt færre klager fra kommunene.

Konsesjonsavgiftene skal være en kompensasjon for de ulemper som selve reguleringen medfører og en andel av verdiskapningen som følge av reguleringen. Selve utbyggingsstrekningen er i mange tilfelle delvis

tørrlagt når et fall er bygget ut. En fordeling etter dagens norm kan da gi uheldige utslag sett fra noen kommuners side. Dette gjelder i de tilfelle hvor kommunen kun har en andel av fallet, men at reguleringsmagasinet ligger ovenfor kommunegrensen og kraftverket nedenfor, og det ikke påhviler kraftverkseieren noen ervervskonsesjon. Dette er likevel av begrenset betydning i forhold til å videreføre en fordelingsnøkkel som etter hvert er blitt allment akseptert.

Det som i første rekke er påpekt som urimelig sett fra kommunenes side er at utbygd elvedel ikke tildeles noen andel av avgiftene. Dette har sin historiske begrunnelse i at skadene på selve utbyggingsstrekningen ikke skyldes reguleringen av vassdraget, men byggingen av kraftverket. I mange tilfelle har også kraftverket blitt bygget uten noen ervervskonsesjon, slik at det heller ikke blir noen konsesjonsavgifter for ervervet av fallet. Selv om det kan være fordelaktig å få til en harmonisering av delingsreglene for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft, finner ikke utvalget grunn til å fremme eget endringsforslag i forhold til dagens delingsnorm som etter hvert stort sett har blitt akseptert av kommunene.

## *13.4 Behov for endringer*

**Som et ledd i forenklingsarbeidet generelt tilrår utvalget at regelen om at en deling kun skal gjelde for 10 år av gangen avvikles, og at når en deling først er fastsatt gjelder denne så lenge det ikke skjer endringer i reguleringer/overføringer, kommunegrenser eller andre forhold som kan påvirke delingsresultatet.** Slik det er nå er det ingen forventning ute hos kommunene om at en fastsatt fordeling skal revideres hvert 10. år. En fastsatt fordeling har over 10 år rukket å feste seg, og en lovpålagt gjennomgang innebærer en del unødig merarbeid både for berørte kommuner og for NVE. **Utvalget ønsker også å endre regelen om at en fordeling av konsesjonskraft først kan endres 20 år etter fordelingsvedtaket, til at den kan endres fortløpende når nye konsesjoner tilsier dette.**

# 14. Avgiftssatser

## *14.1 Generelt*

Avgiftsatser fastsettes ved konsesjoner som gis etter reguleringsloven og ervervsloven. Satsene fastsettes i konsesjonen til en gitt sats i antall kroner pr. nat.hk. som utnyttes i kraftverket. Pr. i dag er maksimalsatsen kr. 10/nat.hk. til staten og kr 30/nat.hk. til kommuner. Ved nye konsesjoner ligger i dag nivået på ca. 6-7 kr/nat.hk. til staten og 21-24 kr/nat.hk. til kommuner. Antall nat.hk. som kraftverket utnytter fastsettes av NVE som et beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter.

Avgiftssatsene indeksjusteres hvert 5. år og dette har gjort at avgiftssatsene for mange eldre konsesjoner nå har et stort sprik selv om det opprinnelig var liten forskjell målt i dagens kroneverdi. I mange tilfelle ligger satsene for eldre konsesjoner over maksimalsatsen for nye konsesjoner. Det er forskjellige årsaker til at det opprinnelig ble fastsatt ulike avgiftssatser, men både forhold som skader på allmenne interesser og kraftverkets økonomi har spilt inn. I tillegg kom det tidligere en skjønnsmessig vurdering fra NVEs hovedstyre ved oversendelse av konsesjonsinstillingen. I gamle konsesjoner kunne satsene ofte variere mellom 0,50 øre og 1 kr pr. nat.hk., eller m.a.o. 100 % variasjon. Over lang tid med indeksjusteringer vil dette bli betydelige forskjeller som det i dag kan være vanskelig å forstå årsaken til. Det kan likevel være en historisk årsak som betinger et slikt sprik i satsene for ulike eldre konsesjoner.

## *14.2 Felles satser i samme vassdrag med flere konsesjoner*

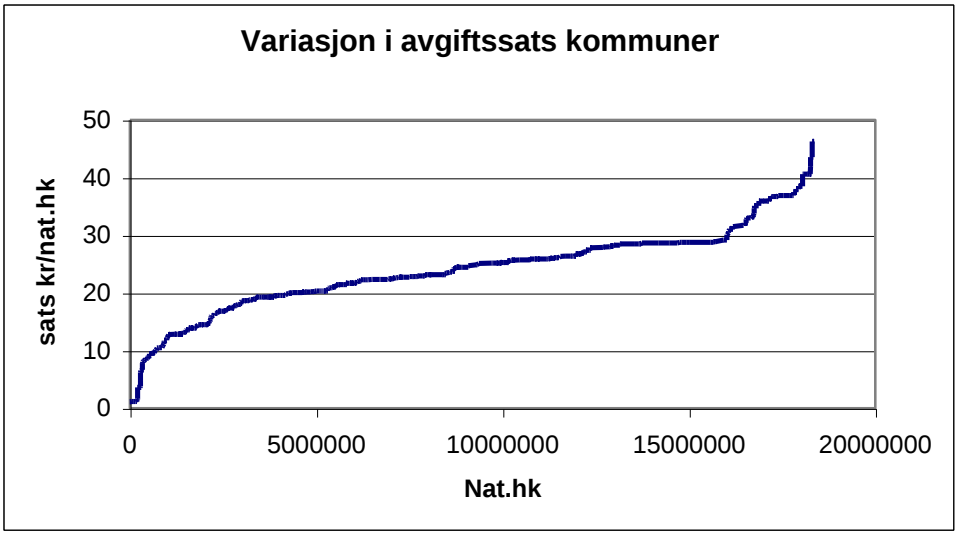
Det kan være gitt flere reguleringskonsesjoner knyttet til samme magasin. Disse vil ofte ha ulik avgiftssats. Ved en innføring av ny beregningsmetode vil beregningsgrunnlaget bli fastsatt ut fra hele magasinvolumet. Det vil da være hensiktsmessig at en finner en midlere avgiftssats for konsesjonene som er knyttet til magasinet. Dette vil ikke endre det totale beløpet som skal betales for reguleringen.

**Utvalget vil derfor tilrå at i de tilfellene det lar seg gjøre uten at det går utover det totale avgiftsnivået eller den enkelte kommunes konsesjonsavgifter, skal en tilstrebe å få en felles avgiftsats for flest mulig av konsesjonene knyttet til et vassdrag.** Det vil for eksempel ikke være noe i veien for at en kan finne en midlere avgiftssats for de tre konsesjonene som er gitt for regulering av Mårvassdraget.

I en del tilfelle vil ikke dette la seg gjøre fordi en konsesjon for tilleggsregulering av et magasin også kan være gitt samtidig med ny regulering av et annet vann eller en overføring. Beregningsgrunnlagene for de enkelte konsesjonene må fastsettes ut fra prosentmessig andel av volum/tilsig.

## *14.3 Opphevelse av øvre grense*

Avgiftssatsene for nye konsesjoner er begrenset oppad til kr 10,-/nat.hk. til staten og kr 30,-/nat.hk. til kommunene, jf. forskrift av 4.desember 1987. Mens de årlige avgiftene er underlagt en løpende indeksjustering for å beholde realverdiene over lang tid, er maksimalsatsene ikke underlagt samme indeksjustering. Dette er en inkonsekvens ved dagens regelverk som utvalget mener bør fjernes. Så lenge avgiftene indeksjusteres, foreslår utvalget at maksimalsatsene oppheves. Bare gjennom dette blir indre sammenheng i regelverket. Figuren under viser hvordan satsene for konsesjonsavgifter varierer i svært stor grad:




## *14.4 Indeksjustering*

Avgiftssatsene for konsesjonsavgifter blir justert hvert 5. år, jf. forskrift av 04.12.1987. Det betyr at i et magasin med flere konsesjoner kan avgiftene justeres til ulik tid. I tillegg er det ofte ikke samsvar mellom når avgiftene til staten og kommunene blir justert. **Utvalget mener at dette bør endres ved at alle konsesjonsavgiftene indeksjusteres samtidig hvert 5. år.** Dette vil også være svært hensiktsmessig når en skal ha lik sats for magasin med flere konsesjoner, og en skal bruke en utjevnet sats for dette magasinet, jf. 14.2.

# 15. Innføring av nytt system

## *15.1 Spørsmål om tilbakevirkende kraft*

I Olje- og energidepartementets mandat til NVE heter det bl.a.:

*"Et nytt system må få tilbakevirkende kraft".*

**Utvalget har fått tilslutning til at dette skal forstås som at et nytt system vil gjelde for eksisterende og nye konsesjoner i fremtidige forhold.** Nytt beregningsgrunnlag endres dermed for alle konsesjoner for fremtiden.

Dagens konsesjonsavgifter og konsesjonskraftmengde er fastsatt i medhold av gjeldende lover og inntatt i de enkelte konsesjoner i konsesjonsvilkårene. På samme måte som reguleringstillatelsene er gitt enten på ubegrenset tid eller på svært lang sikt, er konsesjonsavgiftene og konsesjonskraftrettighetene ment å vare like lenge. Det er reist spørsmål om hvorledes endringer i de rettigheter som kommuner og fylkeskommuner er gitt på dette grunnlaget og de plikter konsesjonæren har, står i forhold til det generelle forbudet mot å gi lover tilbakevirkende kraft. Utvalget tar til etterretning at Olje- og energidepartementet har opplyst at dette spørsmålet ligger utenfor utvalgets mandat, og at det vil bli avklart under departementets behandling av saken.

## *15.2 Når skal nytt system ta til å virke*

Utvalget antar at et nytt lovgrunnlag som tar hensyn til ny beregningsmetode tidligst kan være på plass i 2004. En innføring bør ligge ytterligere frem i tid, slik at NVE får tid til å forberede nytt system og fastsette nye beregningsgrunnlag, samtidig som partene får en rimelig tid til å forberede seg på de endrede betingelsene. **Utvalget vil derfor anbefale at nytt beregningsgrunnlag innføres tidligst 3 år etter at endringene er vedtatt og med virkning fra et årsskifte.**

En annen mulighet vil være en gradvis innføring etter hvert som konsesjonene kan revideres eller de skal fornyes. Utvalget mener dette ikke er fornuftig da det innebærer at det må opprettholdes 2 system samtidig, i tillegg til at det er langt frem til revisjonstidspunkt for mange konsesjoner. Det vil også være ulogisk å ha to ulike system i drift i samme vassdrag og til og med i samme magasin, noe som kan skje ved revisjoner/fornyelser.

I overgangsperioden frem til nytt system innføres bør likevel beregningsgrunnlaget for nye konsesjoner fastsettes ut fra ny metode.

Olje- og energidepartement har i utvalgets møte 22.01.2002 presisert at i den grad det er juridiske problemstillinger knyttet til innføring av ny metode skal det være opp til departementet å håndtere dette. Utvalget har derfor ikke gått inn på behovet for lovendringer.

# 16. Økonomiske konsekvenser

I utvalgets mandat heter det:

> *"Arbeidsgruppen skal utrede de økonomiske, administrative og distriktsmessige konsekvensene av de forslag som fremmes."*

Utvalget har lagt følgende forståelse av mandatet til grunn i sitt videre arbeid:

**Det har vært utvalgets målsetting at endringene, verken samlet eller for den enkelte, skal være vesentlige.**

Utvalget har konsentrert seg om å finne frem til en metode som samlet gir minst mulig utslag for kraftverkseierne og kommunene/fylkeskommunene sett under ett, og å unngå urimelige utslag i enkelttilfelle. Å utrede de økonomiske virkningene i detalj for hvert enkelt kraftverk vil innebære en betydelig jobb, da mange kraftverk gjerne utnytter flere reguleringer med ulik avgiftssats. En må derfor gå gjennom hver konsesjon for å finne hva som blir utslaget i kroner.

I enda større grad er det krevende å utrede konsekvensene for et stort antall kommuner fordi mange kommuner får avgifter og/eller kraft fra kraftverk i flere separate vassdrag.

Som vist i kapittel 8 er det utført et omfattende arbeid som har gitt et resultat for i alt 85 kraftverk som utnytter reguleringskonsesjoner. Resultatene spriker en del for hvert enkelt kraftverk, men de fleste ligger innenfor hva utvalget mener er akseptabelt. For noen av kraftverkene med stort avvik er dessuten beregningsgrunnlaget lavt, slik at de økonomiske konsekvensene er beskjedne. Tøsse kraftverk med størst avvik (100 % økning) har et beregningsgrunnlag på beskjedne 194 nat.hk. Avgiftssatsen er på 15,35 kr slik at totale avgifter som kraftverket betaler i dag er på 1038 kr.

Fossheim4-Taksdal gir samlet et resultat på 1 % reduksjon i beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter i forhold til i dag for de kraftverk det er beregnet for, mens for Ljøgodtkurven blir det en økning på 3 % i beregningsgrunnlag. For konsesjonskraft blir det en økning for begge modellene i og med at de fastsatte påslagene kun gjelder konsesjonsavgifter. For de kraftverk som det er beregnet for i absolutte tall (55 stk) blir utslagene i konsesjonsavgifter på henholdsvis 0 % og 4 %.

En fastsettelse av beregningsgrunnlaget for ervervsavgifter til 20 % av beregningsgrunnlaget for reguleringsavgifter kan også gi store utslag for noen kraftverk. Her er det likevel grunn til å understreke at dagens metode med fratrekk av reguleringsavgifter før fastsettelse av netto erverv gjør at ervervsavgiftene ofte er av mindre betydning.

Det er beregnet totale endringer for 7 kommuner som ligger geografisk spredd i landet. For disse blir det heller ikke betydelige endringer slik tabellen under viser. Det må likevel påpekes at utvalget neppe er helt representativt etter som man i så fall ville fått en betydelig økning i makro, noe NVEs beregninger ikke indikerer:

| | Konsesjonskraft MWh | | | Konsesjonsavgifter | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | I dag MWh | Ljøgodt % | F4-T % | I dag kr | Ljøgodt % | F4-T % |
| Tydal kommune | 109544 | 22,7 | 18,3 | 3720846 | 25,1 | 19,6 |
| Sirdal kommune | 231711 | 1,9 | -2,7 | 13605350 | -1,4 | -3,0 |
| Rana kommune | 186501 | 18,1 | 16,1 | 7934367 | 19,6 | 18,9 |
| Tinn kommune | 147032 | 14,5 | 12,5 | 5031560 | 19,8 | 18,8 |
| Alta kommune | 5469 | 20,7 | 0,7 | 199288 | 21,7 | 0,5 |
| Luster kommune | 226387 | 2,5 | -0,6 | 11446104 | 2,2 | 0,0 |
| Bardu kommune | 104856 | 4,6 | 4,0 | 2940176 | 6,0 | 5,4 |

*Tabellen viser endringer i prosent for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft for noen kommuner*

For store kraftverkseiere med kraftverk i flere vassdrag eller kommuner kan store endringer et sted i enkelte tilfelle oppveies ved at det blir endringer motsatt vei et annet sted. For eksempel blir samlet endring for Norsk Hydros kraftverk i Tinn kommune og Luster kommune balansert selv om utslagene er store i de to kommunene separat, jf. tabellen under.

| | **I dag** | **Ljøgodt** | **Fossheim4-Taksdal** |
|---|---|---|---|
| Norsk Hydro i Luster | 451 669 nat.hk. | 450 157 nat.hk. | 393 398 nat.hk. |
| Norsk Hydro i Tinn | 143 153 nat.hk. | 178 791 nat.hk. | 171 591 nat.hk. |
| Totalt | 594 822 nat.hk. | 628 948 nat.hk. | 564 989 nat.hk. |
| *Prosentvis endring* | | | |
| Luster | | 0 | -13 |
| Tinn | | 25 | 20 |
| Totalt | | 6 | -5 |

*Tabellen viser endringer i beregningsgrunnlag for norsk Hydros kraftverk i Luster og Tinn kommune.*

Samtidig blir som vist endringene for Luster kommune på henholdsvis 2,2 % og 0 % for Ljøgodtkurven og Fossheim4-Taksdal, fordi særlig Statkrafts kraftverk Jostedal trekker avgiftsgrunnlaget opp. For de av Statkrafts kraftverk som NVE har beregnet (3 891 198 na.hk.) blir imidlertid totalutslagene moderate, da endringene blir på 2 % økning ved Ljøgodtkurven og 2 % reduksjon i beregningsgrunnlaget ved bruk av Fossheim4-Taksdal. Standardkurven vil gi et resultat som ligger mellom disse verdiene, hvilket samlet sett etter utvalgets oppfatning er mest tilfredsstillende

# 17. Utvalgets konklusjon

Utvalget mener at de beregningene som nå er gjort gir et tilstrekkelig grunnlag for å kunne anbefale valg av metode og standardisert tappekurve. For de fleste kraftverk vil endringene gi begrenset utslag. De største utslagene i kroner får en i de tilfellene hvor en har store magasin med høy reguleringsgrad. Kommunene får i dag i liten grad kompensert for dette i og med at marginaløkningen i beregningsgrunnlag ved store reguleringsgrader er liten. **Utvalget finner det derfor naturlig at en ny metode og standardisert kurve i større grad avgiftsbelegger kraftverk som utnytter overreguleringer.**

I noen konsesjoner eller forarbeid og kommentarer til disse er det gitt forutsetninger som har innvirket på fastsettelsen av beregningsgrunnlag. Det kan nevnes slike som magasinvolum som skal brukes i beregningen eller krav om disponering av volumet, begrenset slukevne i kraftverket i forhold til hva som er regulert vannføring, slik at ikke hele vannføringen kan utnyttes i kraftverket. **Utvalget mener at en ved fastsettelse av nytt beregningsgrunnlag for konsesjonsavgifter og -kraft i prinsippet kun må se på hva som er konsedert magasin og tilsiget til dette.** Mulige begrensninger må det bli opp til NVE å vurdere i hvert enkelt tilfelle.

Utvalget mener at kraftverkseiere og kommuner må være forberedt på at det kan bli noen endringer i hva kraftverkseierne skal betale i konsesjonsavgifter og avstå av konsesjonskraft. Dersom et nytt beregningsgrunnlag gir utilsiktede virkninger for kraftverkseier eller kommune kan konsesjonsavgiftssatsen som er fastsatt eventuelt justeres.

Konsesjonskraftmengden fastsettes ut fra det samme beregningsgrunnlag som konsesjonsavgifter. Her vil det ikke være mulig å kompensere med endringer i satsene. De største utslagene vil bli for konsesjoner med særskilt fastsatte overreguleringstillegg som kun gjelder konsesjonsavgifter. Tatt i betraktning resultatene som fremkommer i 7.3 hvor utslagene ligger mellom 1 og 2 millioner kr samlet, mener utvalget det er rimelig at overreguleringer behandles likt både for konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.

Når det gjelder administrative konsekvenser vil en endring innebære at det etter innføringsperioden frigjøres en del tid for NVE da det er vesentlig enklere å utarbeide nytt beregningsgrunnlag basert på den nye metoden. Samtidig er dette en metodikk som i stor grad tar hensyn til de svakheter som er nevnt i kapittel 5. En metode som den utvalget slutter seg til vil være lettere tilgjengelig for brukerne, og det vil være to konkrete inngangsparametere. Alle magasin vil bli behandlet likt, og flerårsmagasin vil også i større grad bli avgiftsbelagt ut fra den verdi disse representerer. Endringer i et magasin vil fortsatt innebære at en må regne om grunnlaget for alle nedenforliggende magasin i samme vassdragsstreng, men dette vil være en overkommelig oppgave så lenge de hydrologiske dataene allerede er kjent. Det vil i langt større grad være mulig for brukerne å etterprøve og forutse resultatet av de beregninger NVE gjør.

Ved å opprettholde det system for fordeling av konsesjonsavgifter og konsesjonskraft som en har i dag vil de distriktsmessige utslagene bli begrenset slik resultatet fra kommuneberegningene viser.

Når det gjelder valg av kurve er forskjellen mellom Fossheim4-Taksdal-modellen og Ljøgodtmodellen beskrevet i kap. 11. Begge gir etter utvalgets oppfatning et utslag som ligger innenfor det mandat som utvalget er blitt tildelt, jf. resultatene i kap. 7, 8 og 9, og begge løser de fleste av svakhetene ved dagens system. Etter drøftelser har utvalget kommet frem til en omforent kurve - Standardkurven - som alle parter finner å kunne slutte seg til.

**Utvalget anbefaler derfor følgende:**

- Nytt beregningsgrunnlag fastsettes ut fra den vannføring som hvert magasin gir, basert på følgende inngangsparametere:

| Magasinprosent | Tappetid i mnd |
|---|---|
| 0-21 | 4,5 |
| 22-50 | 15 |
| 51-100 | 26 |
| >100 | 54 |

  Dette gir den kurven kalt Standardkurven tidligere i rapporten. Det er en forutsetning at denne gjelder for alle konsesjoner. Beregningsgrunnlaget for ervervskonsesjoner fastsettes som en fast prosentsats på 20 % av beregningsgrunnlaget for reguleringskonsesjoner. Ervervsgrunnlaget endres hvis det blir endringer i grunnlaget for reguleringsavgifter.

- Grunnlaget for konsesjonsplikt etter ervervsloven fastsettes i regulerte vassdrag enten tilsvarende grunnlaget etter reguleringsloven og grensen settes til 500 nat.hk., eller en legger til 10 % av middelvannføringen ved inntaket og opprettholder dagens grense. I uregulerte felt benyttes 10 % av middelvannføringen for fastsettelse av ervervsgrunnlag.
- For magasin hvor deler av reguleringen ikke har krav om konsesjonsavgifter og konsesjonskraft regnes det først en økning for hele magasinet, mens beregningsgrunnlaget fastsettes ut fra den konsederte reguleringens andel av hele magasinet. For fastsettelse av ervervsgrunnlag regnes hele magasinet med.
- For uregulerte felt (for eksempel bekkeinntak) som utnyttes i kraftverk fastsettes beregningsgrunnlaget ut fra en vannføring på 10 % av middelvannføringen for det utnyttede feltet.
- Avgiftssatser harmoniseres i størst mulig grad både for flere konsesjoner i samme magasin og hvis mulig i hele vassdrag. Det forutsettes at dette i seg selv ikke skal gi noen endring i den nominelle utbetaling til de berørte kommuner.
- Avgiftssatsene skal indeksjusteres samtidig hvert 5. år, og maksimalsatsen for konsesjonsavgiften for nye konsesjoner fjernes.
- Regelen om deling av konsesjonsavgifter mellom kommuner hvert 10. år oppheves, men ved fysiske eller geografiske endringer kan delingen tas opp igjen. Dagens praksis for fordeling av konsesjonsavgifter videreføres.
- Regelen om at et vedtak om fordeling av konsesjonskraft først kan endres etter 20 år oppheves.
- Nytt beregningsgrunnlag etableres for alle konsesjoner.
- Alle konsesjoner som berøres av endringer i vassdraget kan få grunnlaget fastsatt på nytt.

Norges vassdrags- og energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo

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

NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIDIREKTORAT
72018393