

Ny vannressurslov - minstevannføringer og produksjonstap

Av Marit Lundteigen Fossdal

Marit Lundteigen Fossdal er avdelingsleder i
Energiforsyningens Fellesorganisasjon /EnFO)

Innlegg på seminar 11. april 1996

1 Innledning

NOU 1994:12 - Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven) ble sendt på høring i august 1994, med høringsfrist 20.02.95. EnFO har i brev av 20.02.95 avgitt en fylldig høringsuttalelse til forslaget til ny vannressurslov.

En stortingsproposisjon er nå under utarbeidelse i Nærings- og energidepartementet og denne ventes ferdig i 1997.

I sin høringsuttalelse har EnFO særlig behandlet NOU'ens forslag til minstevannføringsbestemmelser samt forholdet mellom vannressursloven og plan- og bygningsloven. EnFO ønsket å utdype disse forhold overfor departementet under utarbeidelsen av proposisjonen, og nedsatte en prosjektgruppe i august 1995. Prosjektgruppen bestod av

Asbjørn Molle, Glommens og Laagens
Brukseierforening
Kjell Saksgård, Statkraft Engineering
Ulf Riise, EnFO
Arne H. Erlandsen, EnFO
Knut Ola Aamodt, EnFO
Marit Lundteigen Fossdal, EnFO

Som delmål skulle prosjektgruppen frembringe materiale til NOE innen nyttår 1995. Gruppen vil ellers være virksom frem til den nye vannressursloven trer i kraft. Dette notatet tar for seg analyser, beregninger og vurderinger knyttet opp til lovfremleggets forslag om minstevannføringer.

2 NOU 1994:12 og EnFO'S tolkning av lovfremlegget

Som nevnt i innledningen har vi her lagt vekt på lovfremleggets forslag til minstevannføringer.

Når det gjelder minstevannføringer står det blant annet i NOU 1994:12 § 10 (vannuttak og minstevannføring):

«Ved uttak og bortledning av vann som endrer vannføringen i elver og bekker med årssikker vannføring, skal minst den alminnelige lavvannføring være tilbake, hvis ikke annet følger av denne paragraf. Det samme gjelder når vann holdes tilbake ved oppdemming. I konsesjon til uttak, bortledning eller oppdemming skal det fastsettes nødvendige vilkår som sikrer minstevannføring i elver og bekker. Kravene bør ikke set-

tes lavere enn det som fremgår av første ledd.....»

Forholdet til særlover:

Ifølge § 17 (særregler for konsesjonsbehandling av vannkraftutbygging) gjelder § 10 for tiltak som skal konsesjonsbehandles etter vassdragsreguleringsloven.

Omgjøring av konsesjoner:

Et flertall i utvalget foreslår følgende ordlyd i lovutkastets § 27:

«I særlige tilfelle kan vassdragsmyndigheten oppheve eller endre vilkår av hensyn til allmenne eller private interesser. Det skal tas hensyn til kostnadene som en endring vil påføre konsesjonshaveren og de fordeler og ulemper som endringen forøvrig vil medføre.»

Forholdet til eldre tiltak:

I § 71 (forholdet til eldre tiltak) foreslår et flertall i utvalget som har utarbeidet NOU'en, bl.a. følgende:

«.....Eldre vassdragstiltak som ikke trengte tillatelse etter tidligere vassdragslovgivning, kan fortsette uten konsesjon etter § 8. Vassdragsmyndigheten kan likevel i forskrift eller enkeltvedtak bestemme at et eldre vassdragstiltak uten konsesjon er ulovlig etter en fastsatt frist, eller at det må søkes om konsesjon for tiltaket.

For eldre vassdragstiltak gjelder § 10 i den utstrekning tiltaket ikke har gjort bruk av den alminnelige lavvannføring før lovens ikrafttreden. Ved konsesjonsbehandling av eldre vassdragstiltak etter tredje ledd annet punktum gjelder § 10 fullt ut. Har et anlegg konsesjon etter vassdragloven, kan det ved omgjøring etter § 27 settes krav i samsvar med § 10

annet ledd. For eldre vassdragstiltak som faller inn under vassdragsreguleringsloven gjelder § 10 ikke....»

EnFOs tolkning av konsekvenser av flertallets forslag til lovtekst når det gjelder minstevannføringsbestemmelser:

Vannressursloven, som er den generelle loven når det gjelder inngrep i vassdrag, er foreslått å inneholde en paragraf som krever en minstevannføring minst lik alminnelig lavvannføring ved alle vassdragstiltak. Denne paragrafen vil i tilfelle også gjelde for nye konsesjoner etter vassdragsreguleringsloven og for eldre tiltak som skal opp til ny konsesjonsbehandling. Selv om § 10 i utgangspunktet ikke skal gjelde for eldre konsesjoner etter vassdragsreguleringsloven, tror vi ut fra det ovenstående at bestemmelsen etter hvert vil bli retningsgivende når vilkårene i gamle konsesjoner etter vassdragsreguleringsloven skal opp til ny vurdering.

Vi er kjent med at myndighetene har signalisert en forsiktig linje når det gjelder endringer av vilkår, og at vilkårsendringer ikke skal medføre vesentlige økonomiske ulemper for konsesjonshaveren. Det er uklart for oss hva som menes med vesentlige økonomiske ulemper og under alle omstendigheter er vi redd for at dette punktet blir nedtonet etter press fra interessegrupper som ønsker relativt høye minstevannføringer ved alle inngrep.

3 Minstevannføring

EnFO ønsker primært at § 10 skal endres slik at det ikke gis hjemmel for et

generelt pålegg om minstevannføring ved alle vassdragstiltak, men at pålegg skal vurderes ved hvert enkelt tiltak slik som praksis er i dag. Derneøst ønsker EnFO at eventuelle minstevannføringsspålegg ikke skal knyttes opp mot en fast nedre grense. Det minnes her om den enighet som gjennom års samarbeide mellom regulanter og biologiske miljøer, er oppnådd om fleksible minstevannføringer

For å dokumentere det uheldige i det fremlagte forslag har vi i dette avsnittet gjengitt

- betraktninger og analyser av størrelsen alminnelig lavvannføring
- betraktninger omkring begrepet «års-sikker vannføring»

For å arbeide med minstevannførings-spørsmål ble det nedsatt en arbeidsgruppe bestående av representanter for Øst-Telemarkens Brukseierforening, Hydro Energi, Statkraft, Glommens og Laagens Brukseierforening og EnFO.

3.1 Alminnelig lavvannføring

Bakgrunnen for at utvalget foreslår alminnelig lavvannføring som nederste grense for minstevannføringskrav, er å finne i tidligere lovverk der begrepet benyttes i forbindelse med bl.a. avgiftsberegninger. Størrelsen har derfor ingen klar sammenheng med de estetiske, økologiske og økonomiske vurderinger som bør ligge til grunn for fastlegging av en nedre grense for minstevannføringer. En bryter også med prinsippet om å veie fordeler og ulemper mot hverandre før vedtak fattes.

I begynnelsen av dette århundret valgte man å beregne et vassdrags «lavvannføring» («alminnelig lavvannføring») ved å ta utgangspunkt i den vannføring som overskrides 350 dager i året (Q350). Dette gjøres ved at de 15 dagene med lavest vannføring i et år trekkes ut når lavvannføringen skal beregnes. I den observasjonsperioden man har, skytes den tredjedelen av årene som har lavest Q350 ut. Den laveste Q350 for de gjenværende årene betegnes alminnelig lavvannføring. Beregningsmetoden har sammenheng med at størrelsen var enkel å plukke ut manuelt. I dagens EDB-baserte tid ville det være mer naturlig å benytte mer kjente statistiske størrelser, som midlere årlig døgnuminimumsvannføring eller en persentilverdi på varighetskurven.

For å undersøke nærmere størrelsen alminnelig lavvannføring ble det igangsatt et prosjekt ved konsultentselskapet Hydro Nova. Undersøkelsen er beskrevet i rapporten «Sammenligning av ulike lavvannføringsmål i 47 norske nedbørfelt» av Bredo Erichsen og Lena Tallaksen som kan fåes ved henvendelse til EnFO.

Undersøkelsen gikk ut på å se nærmere på:

- Hvilke resultat alminnelig lavvannføring gir sammenlignet med andre lavvannføringsmål
- Hvilke parametre er bestemmende for størrelsen av alminnelig lavvannføring
- Hvilke regionale variasjoner ulike lavvannføringsmål har
- Hvor lange dataserier som kreves for

å gi konsistente verdier for de ulike lavvann føringsmålene.

For å undersøke dette ble følgende beregninger utført for 47 dataserier i felt fra hele landet:

- Alminnelig lavvannføring
- Midlere årlig døgnminimumsvannføring
- Persentilverdier fra varighetskurven (Q95, Q90, Q70 og Q50)
- Midlere lavvannføring med varighet 1, 7, 14 og 30 døgn
- Persentiler av lavvannføringen for vinter- og sommersesongen. 10, 25, 50, 75 og 90 persentiler er benyttet
- Lavvannføringen med gjentakintervall 2, 5, 10, 20 og 50 år for varigheter 1, 7, 14 og 30 døgn for vinter- og sommersesongen

Undersøkelsen gav følgende resultater:

- De ulike målene for lavvannføring (alminnelig lavvarmføring, midlere årlig døgnminimumsvannføring og 95-persentilverdien fra varighetskurven) samvarierer sterkt. Generelt er 95-persentilverdiene større enn alminnelig lavvannføring som igjen er større enn midlere årlig døgnminimumsvannføring.
- For alle de undersøkte lavvannføringsmålene er det tilstrekkelig med en dataserielengde på 20-30 år for å få stabile verdier.
- De ulike målene for lavvannføring samvarierer sterkt med midlere vannføring samt effektiv sjøprosent. Standardiserte verdier av lavvannføringen (lavvannføring/midlere vannføring) varierer sterkt fra felt til felt. Alminnelig lavvannføring utgjør fra

4 til 22 prosent av middelvannføringen. De feltene som har høy lavvannføring relativt til middelvannføringen har høy sjøprosent og lav snau fjellsprosent.

- Regionalt sett oppstår lavvannføringsperiodene i de fleste feltene i vintersesongen. De felt som har sommerlavvannføring er lavlandsfelt langs kysten.
- I områder med lavvannføringsperioden om vinteren er alminnelig lavvannføring av samme størrelsesorden som årlig døgnminimumsvannføring med gjentakintervall på 2 år for vintersesongen og som 50-persentilen for døgnverdiene for vintersesongen. Tilsvarende forhold finnes for områder med lavvannføringsperioden om sommeren; alminnelig lavvannføring er av samme størrelsesorden som årlig døgnminimumsvannføring med gjentakintervall på 2 år for sommersesongen og som 50 persentilen for døgnverdier for sommersesongen.

Hvis man først skal benytte et bestemt mål for minstevannføringen, kan man i stedet for alminnelig lavvannføring benytte de mer kjente statistiske størrelsene midlere årlig døgnminimumsvannføring eller 95-persentilen fra varighetskurven.

3.2 Årssikker vannføring

I § 10 i NOU 1994:12 er minstevannføringskravet knyttet til elver og bekker med årssikker vannføring. Årssikker vannføring er definert som den vannføring som ved middeltemperatur over frysepunktet ikke tørker ut av naturlige

årsaker oftere enn hvert tiende år i gjennomsnitt (§3c). Dette begrepet bør klargjøres nærmere før det eventuelt kommer inn i en lovtekst. Vi er forundret over at det kun er perioder der temperaturen er over frysepunktet som betraktes. Økologisk sett må det være likegyldig om vannet i vassdraget blir borte på grunn av at det tørker om sommeren eller om det fryser om vinteren.

4 Produksjonstap pga minstevannføringsbestemmelse

Som nevnt foran, frykter EnFO hvis minstevannføringsbestemmelsen i NOU 1994:12 blir gjort gjeldende, at dette kravet på sikt vil bli retningsgivende for alle eksisterende vassdrags tiltak. Vi ønsker derfor å anskueliggjøre hva dette vil medføre av produksjonstap for eksisterende vannkraftanlegg. EnFO har gått ut til samtlige medlemmer i produsentforeningen for å få beregnet produksjonstapet gjennom et samarbeidsprosjekt. Videre er det foretatt vurderinger av konsekvenser av minstevannføringsbestemmelsen når det gjelder utgifter til investeringer, drift og vedlikehold av utstyr til slipping og kontroll av minstevannføring.

4.1 Metode for beregning av produksjonstap

Etter innledende beregninger ved anlegg tilhørende Hydro Energi, Statkraft og Glommens og Laagens Brukseierforenings medlemmer, ble det laget en mal for beregninger av produksjonstapet, slik at dette skulle gjøres på mest mulig enhetlig måte av de ulike kraftselskapene.

Produksjonstapet er beregnet som differensen mellom produksjonen beregnet på bakgrunn av

- dagens tilsig minus eventuelle eksisterende minstevannføringspålegg og
- dagens tilsig minus alminnelig lavvannføring hvis det ikke er pålagt minstevannføringer i dag eller eventuelt dagens tilsig minus den høyeste verdien av dagens pålegg og alminnelig lavvannføring hvis det idag er pålegg om minstevannføringer.

Produksjonen er enten beregnet på bakgrunn av simuleringer med f.eks. VANSIMTAP eller på bakgrunn av mer manuelle beregninger. Om mulig skulle produksjonstapet fordeles på sommer og vinter.

Det viste seg snart at alminnelig lavvannføring var av helt avgjørende betydning for produksjonstapet. Siden det trengs høy hydrologisk kompetanse for beregning/anslag av alminnelig lavvannføring og det ville være en fordel med en enhetlig beregning av størrelsen, engasjerte EnFO en konsulent hos Hydro Nova til å beregne alminnelig lavvannføring for de av medlemmene som ønsket det. De aller fleste benyttet seg av dette tilbudet, og de som ikke gjorde det benyttet konsulenten som diskusjonspartner/rådgiver under beregningene.

4.2 Medlemskontakt

27 av de forespurte medlemmene i Produsentforeningen har deltatt i undersøkelsen, en del av disse gjennom sine brukseierforeninger. Produksjonen ved de vannkraftanlegg som er med, utgjør

Tabell 1 Produksjonstap på grunn av minstevannføringskrav

SELSKAP	ANLEGG	Dagens prod. vinter (GWh)	Dagens prod. sommer (GWh)	Dagens prod. årlig (GWh)	Prod.tap vinter (GWh)	Prod.tap sommer (GWh)	Prod.tap årlig (GWh)	Prod.tap 1% vinter	Prod.tap 1% sommer	Prod.tap 1% Årlig	Prod.tap med dagens minstevannføringer (GWh)	Invest.utg. i forbindelse med bygging av reg.anlegg (mill.kr)
Statkraft	Alta	240	413	653	78	45	123	32,5	10,9	18,8		
	Aura	1.282	457	1.739	59	33	92	4,6	7,2	5,3		
	Folgeføn	748	375	1.123	15	15	30	2,0	4,0	2,7		
	Glomfjord/Svartisen	1.842	484	2.326	21	48	69	1,1	9,9	3,0		
	Innsø	897	149	1.047	47	38	85	5,2	25,5	8,2		
	Nore	783	571	1.354	76	102	178	9,7	17,9	13,1		
	Rana	2.055	364	2.240	118	29	147	5,7	8,0	6,1		
	Rossåga	1.898	578	2.471	122	250	372	6,4	43,7	15,1		
	Sima & Eidfjord	1.934	918	2.852	61	44	105	3,2	4,8	3,7		
	Skjomen	982	425	1.407	32	22	54	3,3	5,2	3,8		
	Tokke & Høgga	3.350	982	4.333	237	136	373	7,1	13,8	8,6		
	Ulla/Førre	4.339	150	4.490	327	43	370	7,5	28,7	8,3		
	Sum Statkraft	20.343	5.862	26.215	1.186	806	1.992	5,8	13,7	7,6	500	390
Oslo Energi	Aurland	1.991	786	2.777	61	41	102	3,1	5,2	3,7	27	
	Hallingdal	2.877	1.024	3.901	131	67	198	4,5	6,6	5,1	91	
	Sum Oslo Energi	4.868	1.810	6.678	191	108	300	3,9	6,0	4,5	118	49
Hydro Energi	Røldal/Suldal	1.759	888	2.646	66	40	106	3,7	4,5	4,0		
	Fortun	805	553	1.358	26	14	40	3,3	2,6	3,0		
	Tyin	841	263	1.104	59	43	103	7,1	16,5	9,3		
	Rjukan	2.105	1.036	3.140	140	155	295	6,7	14,9	9,4	7	
	Sum Hydro			8.248			544			6,6	7	184

SELSKAP	ANLEGG	Dagens prod. vinter (GWh)	Dagens prod. sommer (GWh)	Dagens prod. årlig (GWh)	Prod.tap vinter (GWh)	Prod.tap sommer (GWh)	Prod.tap årlig (GWh)	Prod.tap 1% vinter	Prod.tap 1% sommer	Prod.tap 1% årlig	Prod.tap med dagens minstevannføringer (GWh)	Invest.utg. i forbindelse med bygging av reg.anlegg (mill.kr)
GLB												
Røros El.verk	Kurosfossen	55		55			6			11,3		
	Rjøstefossen	20		20			2			7,7		
	Sum Røros Elektrisitetsv.	75		75			8			10,6		2
N.-Østerdal Kraftlag	Einunna	65		65			5			8,0		2
Opplands-kraft	Einunna ovt.pkt.						14			8,7		
	Savålen	160		160			3			1,6		
	Høyegga	600		600			25			4,2	84	
	Skjåk kraftv.	110		110			8			7,5		
	Hårpefoss	425		425			27			6,4	4,3	
	Øvre-Vinstra	570		570			46			8,1		
	Hunderfoss	550		550			33			6,1		
	Sum Opplandskr.	2415		2415			156			6,5		6,2
HEAS	Osa	260		260			10			3,8	37	
	Brakeridf.	115		115			22			18,7	0,2	
	Kongsvinger	120		120			21			17,4	0,2	
	Sum HEAS	495		495			53			10,7		0
Hamar-reg. E.verk	Løpet	120		120			16			13,6	0,2	
	Strandfossen	125		125			18			14,4	8,1	
	Sum Hamar-reg.E.verk	245		245			34			13,8		0
Elverum E.verk	Skjefstadfoss	120		120			25			21,3	0,3	0
AS Eidefoss	Veoverf.						8			2,6		
	Tessekraftv.	250		250			1			0,5	10	
	Eidefoss	70		70			3			3,8		
	Sum Eidefoss	320		320			12			3,8		4,2

SELSKAP	ANLEGG	Dagens prod. vinter (GWh)	Dagens prod. sommer (GWh)	Dagens prod. årlig (GWh)	Prod.lap vinter (GWh)	Prod.lap sommer (GWh)	Prod.lap årlig (GWh)	Prod.lap % vinter	Prod.lap % sommer	Prod.lap % Årlig	Prod.lap med dagens minstevannføringer (GWh)	Invest. utg. i forbindelse med bygging av reg.anlegg (mill.kr)
Vinstra Kraftselvsk	Nedre Vinsira	1100		1100			152			13,8		0
Mesna KS	Tyriall +2	29		29			2			7,2		
	Mesna	120		120			7			6,0	1,8	
	Sum Mesna Kraft	149		149			9			6,2		4
Atershus Energi	Funnefoss	180		180			33			18,2		
	Rånåsfoss	480		480			72			15,0		
	Bingsfoss	160		160			22			13,8	2,7	
	SumAEV	820		820			127			15,5		0
Oslo Energi & Statkraft	Solbergfoss	900		900			145			16,1		0
Hafslund & Oslo Energi	FKF/Kykkelsrud	1180		1180			174			14,8		0
Hafslund	Vamma	1235		1235			190			15,4		0
Hafslund & Borregaard	Sarpsfoss	860		860			39			16,2		0
	Sum GLEB	10.126		10.126			1.229			12,3	161	18,4
LyseKraft	Lysebotn	1.179		1.179			55			4,7		
	Tjodan	325		325			14			4,3		
	Floyri	282		282			11			3,9		
	Sum Lyse Kr.	1.786		1.786			80			4,5	0	111,6
AVB												
Aust-Agder Kraftverk	Jørundland	185		185			18			9,7	2,1	

SELSKAP	ANLEGG	Dagens prod. vinter (GWh)	Dagens prod. sommer (GWh)	Dagens prod. årlig (GWh)	Prod.tap vinter (GWh)	Prod.tap sommer (GWh)	Prod.tap årlig (GWh)	Prod.tap i % vinter	Prod.tap i % sommer	Prod.tap i % Årlig	Prod.tap med degens minstevannføringer (GWh)	Invest.utg. i forbindelse med bygging av reg.anlegg (mill.kr)
	Gjøv			56			7			12,5	0,2	
	Dyrtjannfoss			164			27			16,5		
	Berlifoss			56			9			16,1		
	Nisserdam			12			2			16,6		
	Tjønnfoss			38			7			18,4		
	Høgefoss			145			27			18,6		
	Nidelv			30			4			13,3		
	Rygene			284			49			17,2	7,5	
	SumAAK			970			150			15,5	9,8	
	Haukrei			46			2			4,3	2,0	
	Fjone			122			15			12,3		
	SumVK			168			17			10,1	2,0	
	Finndøla			280			23			8,2	4,9	
	Gausbu			36			0			0	5,7	
	Åndal			142			15			10,6		
	Skree			37			2			5,4	1,5	
	Osen			72			9			12,5		
	Sum Skafså			287			26			9,1	7,2	
	Arendals Fossekomp.			59			12					
	Bøylefoss			369			79					
	SumAF			428			91			21,2		
	Evenstad			119			23			19,3		
	Sum AVB			2.252			330			14,6	23,9	25

SELSKAP	ANLEGG	Dagens prod. vinter (GWh)	Dagens prod. sommer (GWh)	Dagens prod. årlig (GWh)	Prod.tap vinter (GWh)	Prod.tap sommer (GWh)	Prod.tap årlig (GWh)	Prod.tap 1% vinter	Prod.tap 1% sommer	Prod.tap 1% Årlig	Prod.tap med dagens minstevannføringer (GWh)	Invest.utg. i forbindelse med bygging av reg.anlegg (mill.kr)
Tafjord Kr.				1.050	48	32	80			7,7	0	30
Foren, Begna												
Oppland E.v.	Ylja		150				7			4,7		
	Kalvedalen		86				7			8,1		
Fosheimfoss			12				1			8,3		
	Sum Oppland E.v.		248				15			6,0		5
SKK/VF	Åbjøra		468				39			8,3		
SKK/VF/VO	Bagn		307				39			12,7		
Vang E.verk	Eidsfoss		22				2			9,1		
	Sum FBR		1.045				95			9,1	45	2
Sira-Kvina Kraftselskap			5.950				452			7,6	30	37,2
SKK	Sundsøarm		394				11			2,8	10	
	Hjartdøla		465				21			4,5	0	
	Sum SKK		859				32			3,7	10	6
Vest-Agder Energiverk			1.769				123			7,0	12	41,4
Oppland E.v.	Torpa		388				22			5,6	3	
	Dokka		138				15			10,9	23	
	Kjøljua		4				1			28,5		
	Sum Oppland E.v.		530				38			7,2	26	0,3
SUM			66.508				5.295			8,0	932,9	895
Sum nasj.			112.300				8.940			8,0		1.511

Tabell 2 Produksjonstap for de enkelte selskapene; oppsummerende tabell

SELSKAP	Dagens produksjon (GWh/år)	Produksjonstap pga ny vannressurslov (Gwh/år)	Produksjonstap i % av midlere produksjon	Produksjonstap med dagen minstevarmf. (Gwh/år)
Statkraft	26.215	1.992	7,6	500
Oslo Energi	6.678	300	4,5	118
Hydro Energi	8.248	544	6,6	7
Glommens og Laagens Brukseierforening	10.126	1.229	12,3	161
Lyse Kraft	1.786	80	4,5	0
Arendals Vasdrags Brukseierforening	2.252	330	14,6	24
Tafjord Kraftselskap	1.050	80	7,7	0
Foreningen til Bægnavassdragets Regulering	1.045	95	9,1	45
Sira-Kvina Kraftselskap	5.950	452	7,6	30
Skienfjordens komm. kraftselskap	859	32	3,7	10
Vest-Agder Energiverk	1.769	123	7,0	12
Oppland energiverk	530	38	7,2	26
Sum for de anlegg som var med i undersøkelsen	66.508	5.295	8,0	933
Hele landet	112.300	8.940	8,0	

66,5 TWh, dvs. vel halvparten av landets produksjon. Under beregningene har det vært utstrakt kontakt mellom selskapene, EnFO og konsulenten i Hydro Nova.

4.3 Produksjonstapet

Resultatene av beregningene er gitt i tabell 1. Tabellen gir følgende opplysninger for hvert kraftanlegg/selskap:

- Dagens midlere produksjon i GWh/år; for noen av selskapene er den fordelt på sommer- og vinterproduksjon
- Midlere årlig produksjonstap i GWh; for noen av selskapene er tapet fordelt på sommer og vinter
- Produksjonstapet i % av midlere produksjon; for noen av selskapene er tapsprosenten også oppgitt for sommer- og vinterperioden
- Midlere produksjonstap med dagens minstevannføringspålegg.

Tabellen viser også investeringsutgifter i forbindelse med minstevannføringsringslippene, men dette behandles nærmere i avsnitt 3.3.

Produksjonstapet varierer svært fra anlegg til anlegg; fra 0 til opp mot 30% av midlere vannføring. Brukes Statkrafts anlegg som eksempel ses det at tapet varierer fra 3-4% i Svartisen og Sima/Eidfjord til 15% i Røssåga og knapt 19 i Alta.

For samtlige av de anleggene som var med i undersøkelsen (tilsvarende 66,5 TWh), ble produksjonstapet i forhold til dagens situasjon på hele 5.3 TWh/år eller 8% av midlere produksjon. Til sammenligning tilsvarer dagens min-

stevannføringspålegg et produksjonstap på 0.9 TWh/år.

Hvis en antar at produksjonstapet på 8% er representativt for resten av norsk kraftproduksjon, blir det totale produksjonstapet på grunn av den nye minstevannføringsbestemmelen på sikt hele 9 TWh. Tabell 2 viser en oppsummering av resultatene.

4.4 Konsekvenser av tapt kraftproduksjon

Ifølge avsnitt 3.3 frykter EnFO at produksjonstapet i forbindelse med minstevannføringsbestemmelsen i den nye vassdragsloven på sikt minimum vil bli ca. 9 TWh. I tillegg kommer produksjonstapet på grunn av dagens minstevannføringspålegg (se tabell 1).

4.4.1 Konsekvenser for krafttilgangen

Det er i dag tilnærmet balanse mellom forbruk og produksjon. Antar man en årlig vekst i alminnelig forsyning på 1.5% frem til 2010 og 1% fra 2010 til 2020 og at kraftkrevende industri har konstant forbruk, vil innenlands kraftetterspørsel i 2020 være på 143 TWh/år. Med et produksjonstap på 9 TWh vil man med dagens produksjonssystem på dette tidspunkt ha et underskudd på 40 TWh, som må dekkes opp på en eller annen måte.

En strammere kraftbalanse/underskudd på kraft vil ventelig medføre økt kraftpris som i noen grad vil utløse energiøkonomiseringsiltak. Videre vil det bety et betydelig press på ny vannkraftutbygging og på gasskraftutbygging i Norge og på import av kraft, noe som igjen betinger forurensende utlipp i våre naboland.

Redusert kraftproduksjon vil også medføre lavere skatte- og avgiftstilgang til det offentlige.

4.4.2 Konsekvenser for det enkelte kraftselskap

For den enkelte kraftprodusent vil produksjonstapet ha betydelige økonomiske konsekvenser i form av at selskapet har mindre kraft å selge samt at det får betydelige utgifter til slipping og kontroll av minstevannføringen. Dette kan muligens kompenseres noe ved økte kraftpriser som følge av en strammere kraftbalanse.

5 Kostnader i forbindelse med slipping og kontroll av minstevannføringer

Kostnadene til bygging, drift og vedlikehold er vurdert av de ulike selskapene. Kostnadene varierer svært fra anlegg til anlegg. Enkelte har utstyr i dag, mens andre må installere nytt utstyr.

Statkraft har foretatt en vurdering av kostnadene ved sine anlegg (vedlegg 1). Det er her skilt mellom tre typer anlegg; bekkeinntak og magasin uten senkning og magasin med senkning (nærmere definert i vedlegg 1). For de tre kategoriene er det regnet med at de

Tabell 3. Kostnader i forbindelse med etablering av utstyr for slipping av minstevannføringer; oppsummerende tabell

SELSKAP	Kostnader (mill kr)
Statskraft	390
Oslo Energi	49
Hydro Energi	184
Glomen- og Laagens brukseierforening	18
Lyse Kraft	112
Arendals Vasdrags Brugseierforening	25
Tafjord Kraftselskap	30
Foreningen til Bægnavassdragets Regulering	2
Sira-Kvina Kraftselskap	37
Skienfjordens komm. kraftselskap	6
Vest-Agder Energiverk	41
Oppland energiverk	0,3
Sum for de anlegg som er med i undersøkelsen	896
Hele landet	1.511

gjennomsnittlige utgifter til ombygging/ installasjon av utstyr for minstevannførings-slipping er på hhv. 0.2 mill kr, 2 mill. kr og 3.5 mill. kr.

De anslåtte utgiftene som er gjengitt i høyre kolumne i tabell 1, er fastsatt etter diskusjoner med de enkelte anleggseiere. Noen har foretatt egne vurderinger og noen benytter Statkrafts anslag. Totalt utgjørt kostnadene til dette ca. 895 mill. kr for de selskapene som er med i undersøkelsen. Ekstrapoleres summen til hele landets produksjon utgjør beløpet i overkant av 1.500 mill kr. En oppsummering av undersøkelsen er gitt i tabell 3. I tillegg kommer betydelige kostnader til drift og vedlikehold av utstyret. Grovt kan de årlige kostna-

dene til dette anslås til 10% av kapital-kostnadene.

I tillegg kommer også kostnader i forbindelse med kontroll av minste-vannføringene. Dette omfatter utgifter til investeringer av kontrollutstyr, til drift og vedlikehold av utstyret og til kontroll og bearbeiding av måledataene. Kontrollutstyret kan være en enkel skala, en registrerende limnigraf eller limnigraf med fjernavlesningsmulighe-

ter. Et røft anslag på kostnader til installasjon av utstyret er ca. kr 10.000 til oppsetting av skala, kr 50.000 til opprettelse av limnigraf og kr 100.000 til investering i limnigraf med fjernavlesningsutstyr. Det er ikke gjort noe forsøk på å anslå hva dette totalt kan komme opp i; men med et stort antall slippsteder vil det bli et betydelig beløp. Bare ved de av Statkrafts anlegg som var med i undersøkelsen, vil det være ca. 350 slippsteder.