



UI – NOTAT 06 - 35

Sak

Prognoser for maksimallast, vinter 2006/2007

Dokumentet sendes til

Tom Tellefsen
Bjørn Walther
Håkon Borgen
Bente Hagem
Øivind Rue
Landssentralen
Nordel

Saksnr.
 /-

Saksbehandler / Adm. Enhet
Arne Egil Pettersen / UI

Sign.

Ansvarlig / Adm. Enhet
Torkel Bugten / UI

Sign.

23.10.2006

Sammendrag

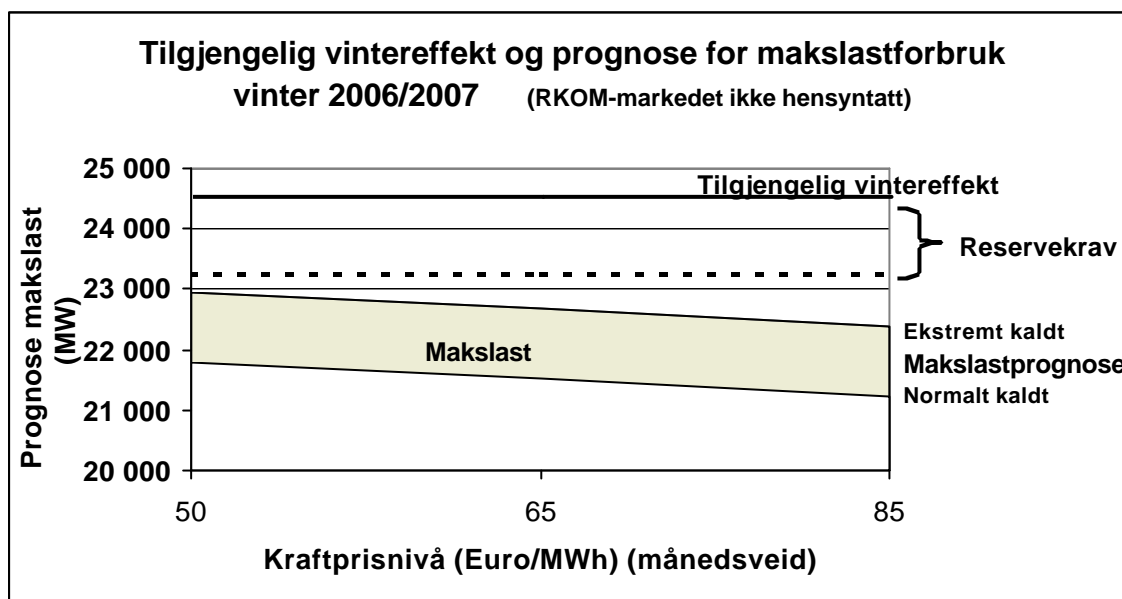
Notatet viser prognose for maksimallast i det norske kraftsystemet for vinteren 2006/2007. Forventet maksimallast ved ulike temperaturnivåer er beregnet, basert på det energiforbruksnivået en har ved inngangen til vinteren. I tillegg er prognosene korrigert i forhold til forbrukets priselastisitet. Notatet knytter sammen eksisterende statistisk materiale for lastforbruk, temperatur og kraftpris for på denne måten å finne sannsynlighet for ulike maksimallastnivåer. Prognosene hensyntar ikke forbruksreduksjon ved eventuell effektuering av RKOM-markedet.

Beregningene viser at maksimallasten for kommende vinter ut fra dagens energiforbruk og forventet prisenivå vil bli på i overkant av **21 500 MW, for normalt kald vinter**. Med normalt kald vinter menes vinter med temperatur en vil få 1 av 2 vintre. Sannsynligheten for å nå denne lasten er imidlertid bare 33% (hvert 3. år), noe som begrunnes i vedlegg 1. **For ekstremt kald vinter forventes et lastnivå på 22 700 MW**. Prognosene er vist i tabell 1 der en har tatt med prognoser ved ulike temperaturforhold og ved ulike kraftprisenivå, basert på beregnede priselastisiteter (kap.4).

Prognoser for Maksimallast 2006/2007	Normalt kald vinter	Ekstremt kald vinter
	(2 års returtid temperatur) (33% sannsynlighet)	(10 års returtid temperatur) (7 % sannsynlighet)
Meget våt høst (spotpris 50 Euro/MWh)	21 800 MW	23 000 MW
Normal høst (spotpris 65 Euro/MWh)	21 500 MW	22 700 MW
Tørr høst (spotpris 85 Euro/MWh)	21 200 MW	22 400 MW

Tabell 1 Forventet maksimallast vinteren 2006/2007. Tallene er beregnet ved ulike temperaturforhold og ulike kraftprisenivå. Effekt av RKOM-markedet ikke hensyntatt.

Figur 1 viser tilgjengelig vintereffekt sammen med prognosert makslastforbruk vinter 2006/07. Fratrukket reservekrav (1200 MW) vil en **både i en normalt kald vintersituasjon og en ekstremt kald vintersituasjon ha god driftsmargin**. Bildet vil endre seg ved endring i kraftprisene.



Figur 1 Tilgjengelig vintereffekt og prognosert makslastforbruk vinter 06/07.

Tallene presentert i tabell 1 er lavere enn både prognose og reelle tall for siste vinter. Årsaken til dette kan finnes ved å analysere de ulike forbruksgrupper:

- Temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning ligger på et noe lavere nivå enn det var vinteren 2005/06. Dette har sammenheng med en viss prisrespons fra den vanlige forbruker. Temperaturforhold og kraftpris kommende vinter vil være avgjørende for hvilket lastnivå en havner på.
- For kraftintensiv industri har en de siste månedene opplevd stadig nedgang i forbruket. Anslagsvis 350 MW forbruk er ute, noe som tilsvarer reduksjon i årsforbruk på 3 TWh.
- Utkoblbar forbruk styres av sammenhengen mellom kraftpris og oljepris. Selv om oljepris er på et høyt nivå, har det meget høye kraftprisnivået medført mindre og mindre elforbruk innenfor forbruksgruppen utkoblbart forbruk.

I forhold til fjorårets vinter reduseres det generelle makslastnivået med ca. 650 MW. Fjorårets makslastmåling skjedde med temperaturforhold nært normalen.

Værforhold fremover vil være avgjørende for hvorvidt prognosene for vinteren 2006/07 slår til. Det som kan legge forbruksnivået høyere vil være en våt høst, noe som vil medføre fallende kraftpriser og dermed økt forbruk, da først og fremst for kjeler samt industri. Dette kombinert med ekstremt kalde vinterdager vil løfte maksimallasten.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	4
2	Statistiske data for maksimallast.....	5
3	Prognose for vinteren 2006/2007	6
3.1	Makslastprognose.....	6
3.2	Makslastprognose kombinert med temperaturserie 1980-2006	6
4	Makslastprognose ved ulike kraftprisnivå	8
5	Tilgjengelig vintereffekt	9
Vedlegg 1	Forutsetninger temperaturfølsomhet.....	11
	Referansetemperatur	11
	Veid landstemperatur	11
	Temperaturfølsomhet.....	11
	Sannsynlighet for en normal vinter	12
Vedlegg 2	Statistikk forbruksgrupper	13
	Alminnelig forsyning	13
	Kraftintensiv industri	13
	Annet forbruk	14
Vedlegg 3	Beregning av brukstid	15
	Alminnelig forsyning	15
	Kraftintensiv industri	15
Vedlegg 4	Evaluering av prognosene	16

1 Innledning

Formålet med dette notatet er å vurdere trendene for maksimalbelastningene i Norge. En ønsker både å se på trend i forhold til maksimallast under virkelig temperatur, samt trender i forhold til hva belastningen kunne ha blitt ved dimensjonerende temperaturforhold. Videre har formålet vært å analysere effektfordelingen på forbruksgrupper ved maksimallast. Til sist har en ønsket å se på forbrukets priselastisitet og hvordan dette innvirker på forventet maksimallast.

Bakgrunnen er de årlige registreringer for maksimallast som gjøres hos Statnett. Maksimallasten vil være avhengig av flere forhold, men svingningen fra år til år skyldes for en stor del temperatursvingninger. I tillegg har variasjonen i kraftpris de seneste årene fått stadig sterkere betydning for maksimallasten. Rapporten vil være et bidrag til vurderingen rundt den innenlandske effektbalansen.

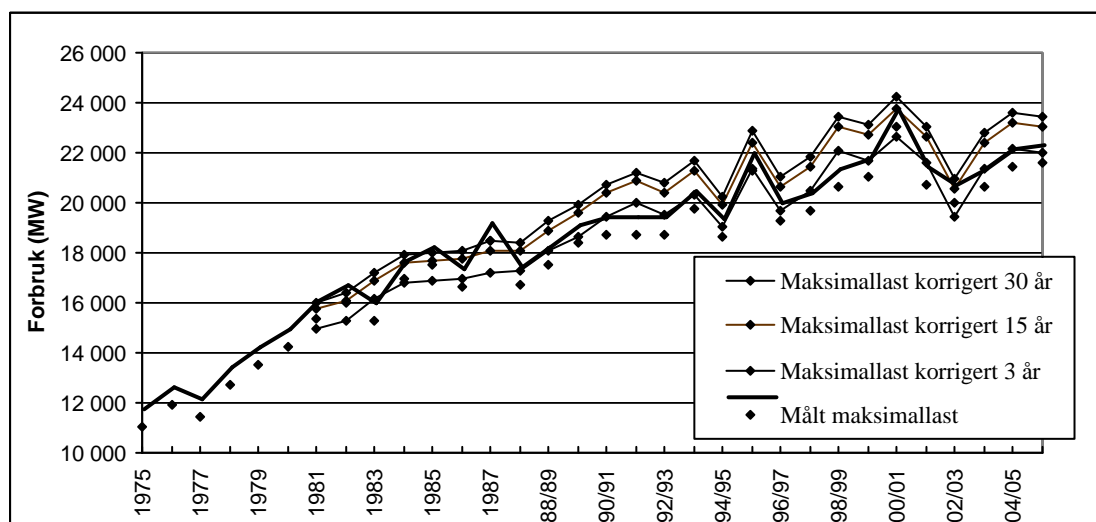
Målgruppen for notatet er de miljøer som er opptatt av den nasjonale effektbalansen.

2 Statistiske data for maksimallast

Ikke bare temperaturforhold vil influere på de årlige maksimallastmålinger. Økonomiske faktorer kan ha stor betydning. Dette kan gjelde økonomiske konjunkturer som påvirker det generelle forbruksnivået. En økonomisk faktor som spiller vel så stor rolle er prisen på kraft, som i Norge er veldig avhengig av tilsigsforhold. Kraftprisen påvirker forbruket i alle forbruksgrupper, men influerer spesielt på utkoblbart forbruk og forbruk innenfor kraftintensiv industri. Dette er nærmere kommentert i kapittel 4 og i vedlegg 2. I tillegg til dette, vil tidspunkt på vinteren maksimalasten inntreffer ha stor betydning [1].

Figur 2 viser statistikk for utviklingen av årlig maksimallast. Figuren viser både den målte maksimallasten, samt temperaturkorrigerte maksimalaster. De temperaturkorrigerte maksilaster er korrigert både i forhold til 2, 10 og 20 års returtid for temperatur. Dette betyr de lastene en ville fått dersom 3-døgn-middeltemperatur forut for maksmålingen var like lav som laveste 3-døgn-middeltemperatur en statistisk kan forvente hhv. hver 2., hver 10. og hver 20. vinter. Kun forbruk innenfor alminnelig forsyning blir temperaturkorrigert. Imidlertid er det et poeng at for langt færre enn halvparten av årene når *målt maksimallast* opp i den tradisjonelt definerte *normale maksimallasten* (2 års returtid temperatur). Sannsynlighetsberegninger vist i vedlegg 1 viser at den tradisjonelt definerte normale maksimallasten (temperaturkorrigert med 2 års returtid for temperatur) i dette notatet defineres som maksimallast (korrigert med 3 års returtid). Samme er gjort for last som inntreffer hvert 15. år (ektstrem last) og for last som inntreffer hvert 30. år. Videre viser figur 2 målte temperaturer ved maksimallast. Med målt temperatur menes 3-døgns-middeltemperatur for Oslo, Bergen, Trondheim og Tromsø. Temperaturen er veid der vektfordelingen er Oslo (60%), Bergen (17%), Trondheim (17%) og Tromsø (6%).

Detaljerte tall for de ulike forbruksgrupper er vist i vedlegg 2.



Figur 2 Viser maksimallastmålinger i Norge for faktiske målinger, samt korrigert i forhold til 3, 15 og 30 års returtid for temperatur.

3 Prognose for vinteren 2006/2007

Prognosene for vinteren 2006/2007 er basert på faktisk energiforbruksnivå i Norge pr. 1.oktober. Videre er prognosene basert på forventet kraftprisinivå vinter 2006/2007 lik 65 Euro/MWh (månedsmiddel) og på beregnede brukstider for de ulike forbruksgrupper. Ved å kombinere brukstider med nåværende forbruksnivå vil en kunne beregne forventet effektforbruk i maksimallasttimen for de forskjellige forbrukskategorier.

3.1 Makslastprognose

Ved å kombinere beregnede brukstider med energiforbruksnivået i Norge ved inngangen til ny vinterperiode vil en kunne beregne forventet maksimallast i Norge for vinteren 2006/2007. Forbruksnivå leses ut fra NVE's korttidsstatistikk [2]. Pr. 1.oktober 2006 ligger forbruksnivå av elektrisk energi i Norge på 124,5 TWh (temperaturkorrigert). Fra korttidsstatistikken henter en også fordelingen på energiforbruk innenfor de forskjellige forbrukskategorier. Kombinasjon av energiforbruksnivå og beregnede brukstider (vedlegg 3) er gjort for alminnelig forsyning og kraftkrevende industri og medfører de forventede maksimallastnivåer som vist i tabell 2. Videre er det ut fra figur 8 (vedlegg 2) gjort et estimat for utkoblbart forbruk. Beregningene vist i tabellen viser at en for kommende vinter ved prisnivå reflektert i dagnes terminmarked (normal vinter) (3 års returtid) kan regne med en maksimallast på 21500 MW, mens en ved ekstrem vinter (15 års returtid) kan regne med en maks.last på i overkant av 22700 MW. Tallene er basert på en månedsveid spotpris for vinter 2006/07 på 65 Euro/MWh.

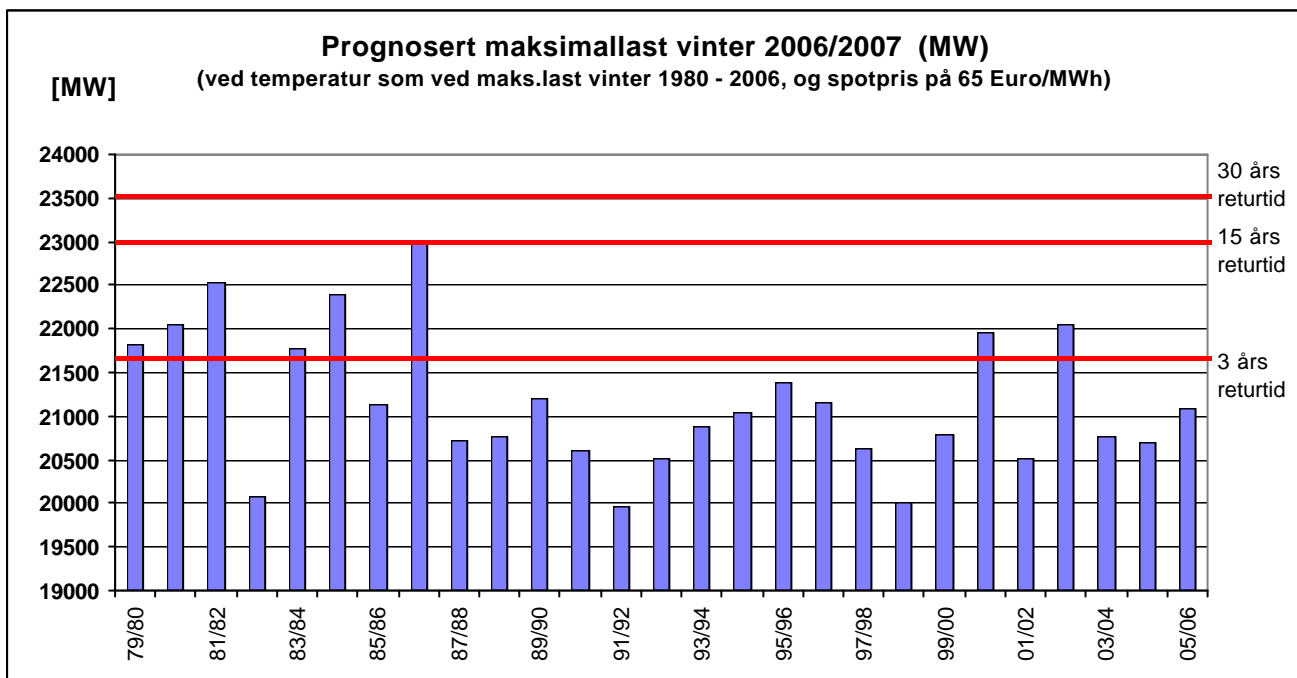
	Energiforbruk [TWh]	Maks.last normal vinter (3 års returtid) [MW]	Maks.last ekstrem vinter (15 års returtid) [MW]	Maks.last (30 års returtid) [MW]
ALM	78,7	15 689	16 754	17 169
KKI	32,4	3 715	3 715	3 715
Totale tap	9,7	1 709	1 816	1 857
Kjel	2,8	409	409	409
Pumpe	0,9	0	0	0
Totalt	124,5	21 522	22 694	23 150

Tabell 2 *Prognoser for maksimallast vinteren 2006/2007 ved brukstidsmetoden.
 Forutsetninger: Kraftpris 65 Euro/MWh. Effekt av RKOM-markedet ikke hensyntatt.*

I kapittel 4 er vist hvilken virkning endring i prisnivå har på forventet maksimallast. Det er her vist hva som skjer med makslastnivået dersom månedsveid spotpris faller til 50 Euro/MWh og dersom månedssnitt spotpris øker til 85 Euro/MWh.

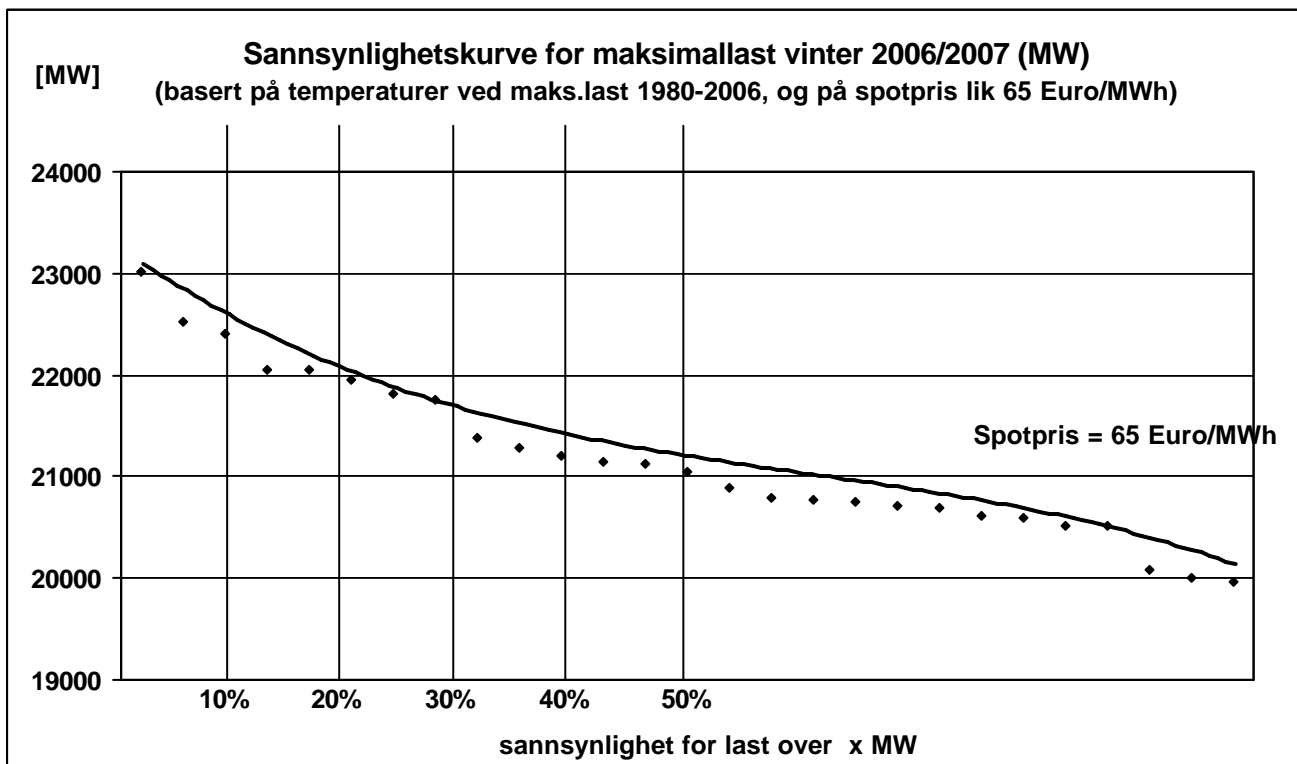
3.2 Makslastprognose kombinert med temperaturserie 1980-2006

Et alternativ til prognosene i kapitel 3.1 er å vise hvordan kommende vinters maksimallast blir, dersom temperaturen til vinteren blir som temperaturen ved foregående vintres maksimallast. Dette er vist grafisk i figur 3, der temperaturseriene for maksimallastene 1980 til 2006 er kombinert med prognosen for vinteren 2006/2007. Figuren viser også de beregnede maksimallastene med 3, 15 og 30 års returtid. Som en ser av figuren er den kaldeste vinteren i perioden, vinteren 1986/87 (veid landstemperatur: -18,5°C, 3 døgns middeltemperatur). Med denne temperaturen ville kommende vinters maksimallast etter prognosen bli 23 000 MW. Som en ser av figuren har en perioden 1990 til 2000 hatt relativt milde vintre målt etter temperatur ved maksimallast. Tiåret forut var generelt kaldere enn statistisk gjennomsnitt.



Figur 3 Maksimallast vinteren 2006/2007 dersom temperaturen ved maksimallast blir som temperaturen ved maksimallast 1980-2006 (spotpris lik 65 Euro/MWh).

En annen måte å betrakte kombinasjonen av dagens forbruksnivå med temperaturseriene for maksimallastene 1980 til 2006 er å fordele maksimallaster vist i figur 3 som en varighetskurve. På denne måten får en frem sannsynlighetskurve for maksimallast vinter 2006/2007 basert på temperatur ved maksimallast 1980-2004. Dette er vist i figur 4. Det statistiske grunnlaget er tynt (27 punkter), men allikevel er kurven godt sammenfallende med prognosene gjort i kapittel 3.1. Som en ser av kurvene er det eksempelvis 50 % sannsynlighet for at maksimallasten kommende vinter skal komme over 21000 MW og 20 % sannsynlighet for maksimallast over 22000 MW.



Figur 4 Sannsynlighetskurve for maksimallast vinteren 2006/2007 basert på temperaturserie ved maksimallast 1980-2006 og på månedssnitt spotpris lik 65 Euro/MWh.

4 Makslastprognose ved ulike kraftprisnivå

Med basis i pågående FoU-prosjekt omkring prisfølsomhet for de ulike forbruksgrupper har en laget makslastprognoser for ulike kraftprisnivåer. Det er her tatt utgangspunkt i et månedsveid spotprisnivå på 50, 65 og 85 Euro/MWh. De ulike nivåer for månedsveid spotpris er ment å skulle reflektere:

- 50 Euro/MWh Meget våt høst
- 65 Euro/MWh Normalt høsttilsig
- 85 Euro/MWh Tørr høst

Utgangspunktet er beregnede priselastisiteter i ulike forbruksgrupper. Med basis i disse er forventet energitilpasning gitt, og ut fra denne tilpasning er forventet maksimallast beregnet. Forutsetninger som er gjort i forhold til priselastisiteter er:

Energi:

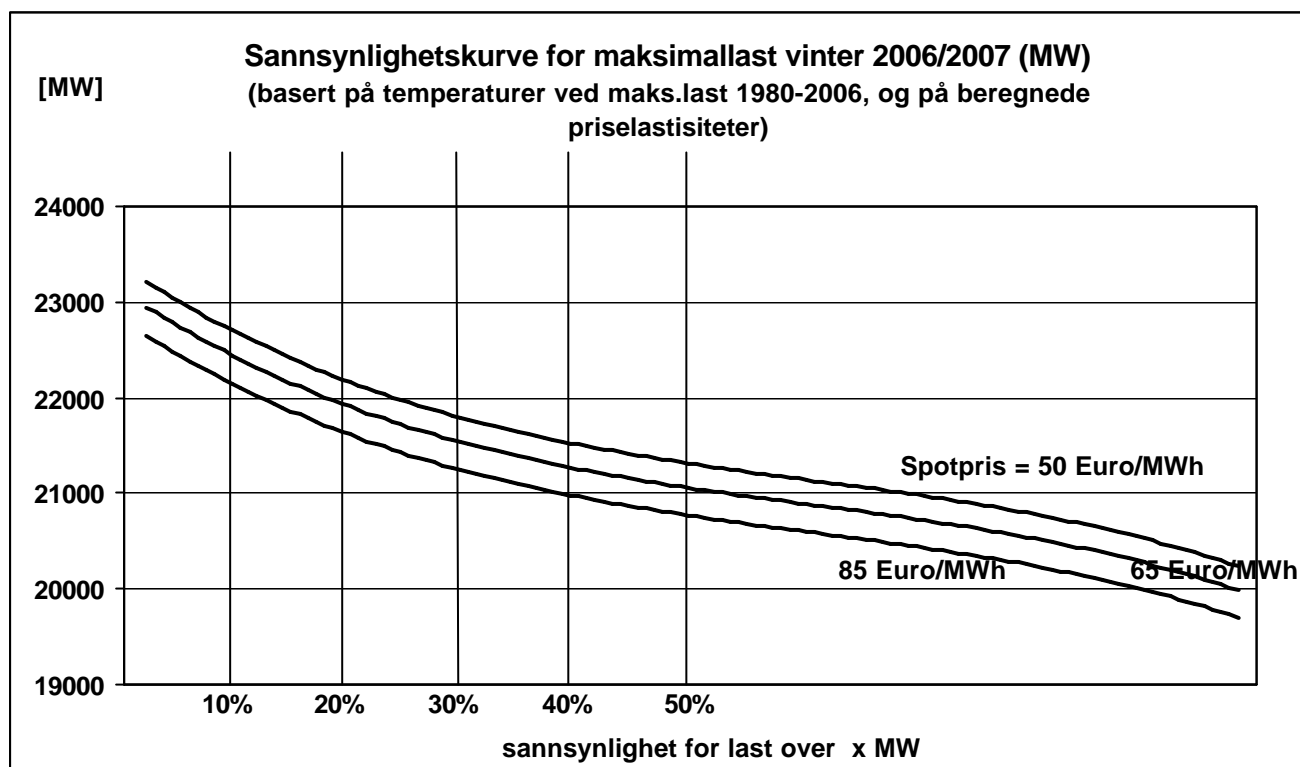
- Alminnelig forsyning, -0,05 (dobling av pris medfører 5 % lavere energiforbruk)
- Kraftkrevende industri, -0,1 (dobling av pris medfører 10 % lavere energiforbruk)
- Utkoblbart forbruk, -0,2 (dobling av pris medfører 20 % lavere energiforbruk)

Maksimallast:

- Alminnelig forsyning, -0,025 (dobling av pris medfører 2,5 % lavere makslastforbruk)
- Kraftkrevende industri, -0,1 (dobling av pris medfører 10 % lavere makslastforbruk)
- Utkoblbart forbruk, -0,2 (dobling av pris medfører 20 % lavere makslastforbruk)

	Energiforbruk Helt år [TWh]	Maksimallast			
		normal vinter (3 års returtid) [MW]	ekstrem vinter (15 års returtid) [MW]	(30 års returtid) [MW]	
Kraftpris: 50 Euro/MWh	ALM	79,3	15 743	16 812	17 228
	KKI	33,2	3 801	3 801	3 801
	Totale tap	9,8	1 724	1 831	1 873
	Kjel	3,5	510	510	510
	Pumpe	0,9	0	0	0
	Totalt	126,6	21 778	22 955	23 412
Kraftpris: 65 Euro/MWh	ALM	78,7	15 689	16 754	17 169
	KKI	32,4	3 715	3 715	3 715
	Totale tap	9,6	1 709	1 816	1 857
	Kjel	2,8	409	409	409
	Pumpe	0,9	0	0	0
	Totalt	124,5	21 522	22 694	23 150
Kraftpris: 85 Euro/MWh	ALM	78,0	15 616	16 677	17 089
	KKI	31,4	3 601	3 601	3 601
	Totale tap	9,5	1 692	1 798	1 839
	Kjel	2,2	321	321	321
	Pumpe	0,9	0	0	0
	Totalt	122,0	21 230	22 397	22 851

Tabell 3 Prognoser for maksimallast vinteren 2006/2007 ved ulike kraftprisnivå. Effekt av RKOM-markedet ikke hensyntatt.



Figur 5 Sannsynlighetskurve for maksimallast vinteren 2006/2007, basert på temperaturserie ved maksimallast 1980-2006 og på månedsveid spotprisnivå lik 50, 65 og 85 Euro/MWh.

Prognosene og priselastisitetene baseres på FoU-prosjekt [3, 4, 5]. Disse bygger både på statistikker samt på særskilte vurderinger av spesielle forbruksgrupper. Spesielt for kraftkrevende industri kan det være vanskelig å forutsi priselastisitet. En kan relativt enkelt se når ulike industribransjer produserer med økonomisk tap. Problemet vil være å se prisnivå samt varighet av prisnivå som skal til for produksjonsstans i forhold til faktorer som; bindende leveranser av sluttprodukt, start/stopp-kostnader, svingende råvarepriser, svingende valutakurser etc..

På samme vis som i figur 4 kan også de prisavhengige prognosene i tabell 3 fordeles på en sannsynlighetskurve for maksimallast vinter 2006/2007 basert på temperatur ved maksimallast 1980-2006 og på kraftprisnivå. Dette er vist i figur 5 som fremstiller de ulike sannsynlighetskurver for maksimallast for vinteren 2006/2007. Nåværende prisnivå i terminmarkedet viser at kurven med månedssnitt spotpris lik 65 Euro/MWh er den mest sannsynlige.

5 Tilgjengelig vintereffekt

Totalt installert effekt i det norske kraftsystemet vil pr. 1.desember 2006 være på ca. 28975 MW. Av dette er 328 MW vind, 255 MW gass-/dieselturbiner og 28391 MW vannkraft (1336 MW pumpeturbiner).

Endring i installert effekt i perioden 01.01.05 – 30.11.06 er:

- Øvre Otta, Oppland, 171 MW (2005)
- Nygard Pumpekraftverk, Hordaland, 56 MW (2005)
- Smøla vindpark trinn 2, Møre og Romsdal, 110 MW (2005)
- Follafoss kraftverk, Nord-Trøndelag, 19 MW
- Diverse små, 35 MW (2005)

- Blåfalli kraftverk, Hordaland, 150 MW (2006)
- Kjøllefjord/Gartefjell vindpark, Finnmark, 40 MW (2006)
- Hundhammerfjellet vindpark, Nord-Trøndelag, 20 MW (2006)
- Diverse små, 35 MW (2006)

Ved beregning av tilgjengelig vintereffekt følges følgende prinsipper:

- Vindkraft, 5 % tilgjengelighet.
- Gass-/dieselturbiner, 145 MW, basert på makslastobservasjoner siste 10 år.
- Vannkraft inkl. pumpeturbiner, 87 % tilgjengelighet. (referanse, effektregistreringer 15.desember 1989 og 18.januar 1994). Tilgjengeligheten tar hensyn til faktorer som redusert fallhøyde i normalår, ikke-tilgjengelig elvekraft etc. I tillegg frettrekkes det 400 MW som korleksjon på tapt fallhøyde ved vinterens forventede lave magasinsituasjon.

Basert på ovenstående forutsetninger gir tabell 4 oversikt over installert ytelse og tilgjengelig vintereffekt for det norske kraftsystemet ved inngangen til vinterperioden 2006/07.

	Installert ytelse 01.01.2005	Tilgang 2005/06	Installert ytelse 01.12.2006	Tilgj. Vintereffekt 2006/07
Vann	26645	410	27055	23138
Pumper	1280	56	1336	1162
Diverse varmekraft	255		255	145
Vind	158	170	328	16
Totalt	28338	636	28974	24462

Tabell 4 Installert ytelse og tilgjengelig vintereffekt for det norske kraftsystemet ved inngangen til vinterperioden 2006/07.

Referanser

- [1] KPK-notat 99-61 Temperaturfølsomhet i alminnelig forsyning, november 1999, dok.id.173837.
- [2] NVE's korttidsstatistikk august og september 2006.
- [3] ECON-notat 2003-034 'Kraftkrevende industries prislefølsomhet',
- [4] ECON-notat 2003-044 'Kartlegging av kjelmarkedet',
- [5] ECON-notat 2004-086 'Kortsiktig prislefølsomhet i alminnelig forsyning'

Vedlegg 1 Forutsetninger temperaturfølsomhet

Referansetemperatur

4 meteorologiske stasjoner antas å være representative for hvert sitt område; Blindern (60% av Norges totalforbruk), Flesland (17% av Norges totalforbruk); Værnes (17% av Norges totalforbruk); Tromsø (6% av Norges totalforbruk). Data for laveste 3 døgns middeltemperatur for disse stasjoner er med 2 og 10 års returtid vist i tabell 5. Beregningene er utført av Det norske meteorologiske institutt (DNMI):

	2 års returtid	10 års returtid
Blindern	-13,2°C	-18,9°C
Flesland	-6,5°C	-11,3°C
Værnes	-14,1°C	-19,8°C
Tromsø	-11,2°C	-14,2°C

Tabell 5 Laveste tre-døgnsmiddeltemperaturer for meteorologiske målestasjoner.

Veid landstemperatur

For landsprognoser for maksimallast er det hensiktsmessig å se på samtidighet. Sannsynligheten for at en gitt, veid landstemperatur skal inntreffe, er beregnet av DNMI og er vist i tabell 6. Tabellen viser data både for laveste døgnmiddeltemperatur og laveste tredøgnmiddeltemperatur. I de videre beregningene er data for laveste 3 døgns middeltemperatur brukt. Sannsynlighetsberegningen forutsetter i tillegg at Blindern, Flesland, Værnes og Tromsø er representative for hhv. 60%, 17%, 17% og 6% av forbruket i alminnelig forsyning.

De enkelte landsdelers andel av maksimallasten (innenfor alminnelig forsyning) vil variere fra år til år avhengig av temperaturforholdene. Andelen mellom landsdelene vil også kunne endre seg over tid.

	Laveste døgnmiddeltemperatur	Laveste tredøgnsmiddeltemperatur
2 års returtid	-12,2°C	-10,9°C
5 års returtid	-15,4°C	-14,2°C
10 års returtid	-17,5°C	-16,3°C
15 års returtid	-18,7°C	-17,5°C
20 års returtid	-19,6°C	-18,4°C
50 års returtid	-22,2°C	-21,0°C

Tabell 6 Veid landstemperatur mhp. samtidighet og lastens geografiske fordeling. Beregnet av DNMI for perioden 1961-90.

Temperaturfølsomhet

I [1] er beregninger for temperaturfølsomheten i det norske systemet utført. Konklusjonene viser at temperaturfølsomheten kan sies å være lineær, men at forskjellen i følsomhet kan variere mye utover vinteren. Forskjellen utover vinteren har hovedsaklig sammenheng med om norske husholdninger har oljefyring innkoblet eller ikke. For perioden desember til februar viser beregninger [1] at temperaturfølsomheten i snitt er på 1,3 % i forhold til forbruket innenfor alminnelig forsyning, og 1 % i forhold til totalforbruket i det norske systemet. Denne prosentsetningen er også brukt i datagrunnlaget bak dette notatet. Forbruket innen kraftkrevende industri påvirkes i liten grad av temperaturforholdene.

Målinger ved ekstrem kulde viser at forbruksøkningen da flater ut. I tillegg til prismessige mekanismer kan utflatingen skyldes tekniske faktorer så som at alternative oppvarmingsmuligheter tas i bruk og at sikringsstørrelsen begrenser ytterligere økning i strømforbruket. Da det ikke har vært ekstreme kuldeperioder siden 1987, er det usikkert hvor høy belastningen virkelig vil kunne bli. Konsekvensene av forhold som kuldeperiodenes varighet og vindforhold vurderes **ikke** i denne studien.

Sannsynlighet for en normal vinter

I utgangspunktet skulle det pr. definisjon være 50 % sannsynlighet for i løpet av vinteren å få en maksimallast som minst er like stor som den beregnede *normal maksimallast* (2 års returtid *temperatur*). Dersom en ser tilbake i tid på statistikken ser en imidlertid at de færreste år oppnår såkalt *normal maksimallast*. En kan her peke på forhold som uvanlig milde vintre. Hovedårsaken er imidlertid den at maksimallasttiden ikke alltid faller sammen med vinterens kaldeste periode. Dette skyldes hovedsaklig helgedager/helligdager (1 av 3 dager for perioden desember-februar). I tillegg kan det skje at noen av de andre forbruksgruppene (KKI, kjel) i kalde perioder med mulighet for høye priser, kjører med redusert last. Dersom en ser bort fra det siste punktet vil sannsynligheten for å få en såkalt normal vinter være:

Temperatur som oppnås 1 av 2 vintre ganget med sjansen for å havne på virkedag (2 av 3 dager)

$$\rightarrow 1/2 * 2/3 = 1/3.$$

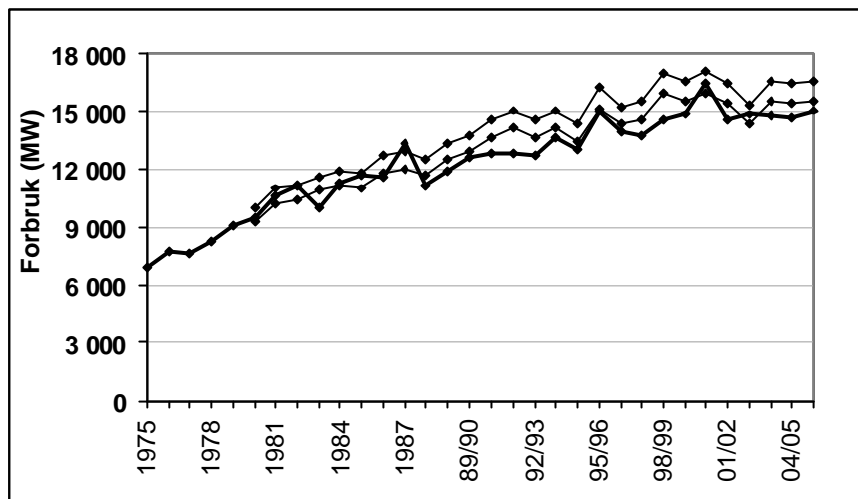
Dette medfører altså at en kun for 1 av 3 vintre vil oppnå den tradisjonelt definerte normale maksimallasten. Av denne grunn er den tradisjonelt definerte normale maksimallasten (temperaturkorrigert 2 års returtid) i dette notatet definert som maksimallast (korrigert 3 års returtid). Samme er gjort for de to andre korrigeringsene (korrigert 15 år returtid og korrigert 30 års returtid).

Vedlegg 2 Statistikk forbruksgrupper

Alminnelig forsyning

I figur 6 er forbruket innenfor alminnelig forsyning for maksimallasttiden vist. Tallene er referert forbruker og viser både faktiske verdier samt temperaturkorrigererte. Som en ser av figuren kan de årvisse sprangene være relativt store.

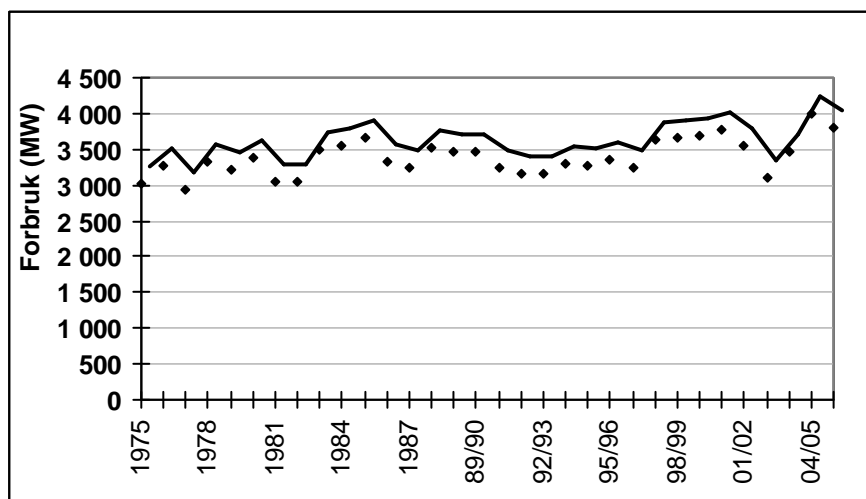
Figurene viser videre utviklingen i forbrukets årlige vekst. Tallgrunnet er her det ukorrigererte lastforbruket. Som en ser av kurven har vi de siste par årene hatt et synkende forbruk for alminnelig forsyning.



Figur 6 Forbruk i maksimallasttiden for alminnelig forsyning, faktisk og korrigerert for 3 og 15 års returtid.

Kraftintensiv industri

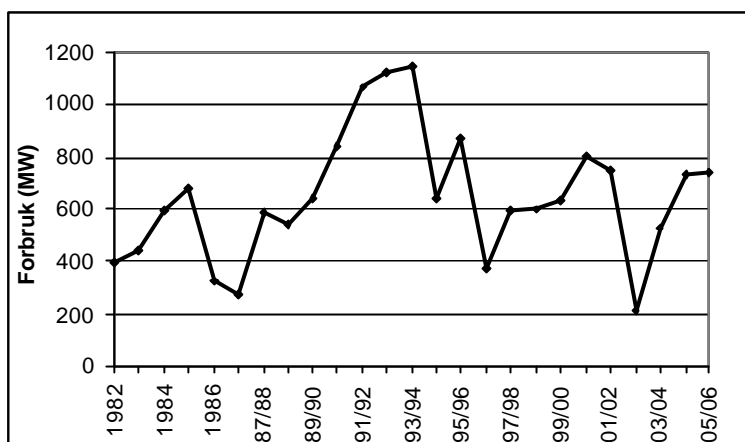
I figur 7 er forbruket innenfor kraftintensiv industri for maksimallasttiden vist. Tallene er referert forbruker. I og med at lasten er veldig jevn hele året kan en innenfor denne forbruksgruppen også ha høyere laster enn den registrert i totalsystemets maksimallasttime. Lastendringer er stort sett influert av langsiktige konjunktorendringer. En ser imidlertid også tilpasninger ved endringer i ytre faktorer. Et eksempel er forbruksnedgangen sist vinter, ved økningen i kraftprisene.



Figur 7 Forbruk i maksimallasttiden for kraftintensiv industri.

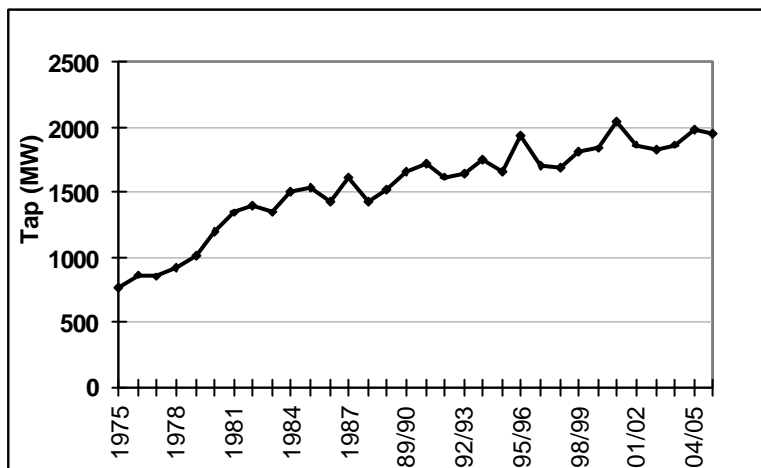
Annet forbruk

I figur 8 er forbruket innenfor forbruksgruppen kjelkraft (utkoblbart forbruk) vist. Tallene er referert forbruker. Lasten innenfor denne forbruksgruppen vil som regel være høyere utenfor makslastuken. Dette som følge av at den er meget prisavhengig. Lasten veksler mellom olje- og elfyring, avhengig av hva som er billigste fyringsmiddel. De siste 10 årene har lasten variert mellom 200 MW og 1100 MW i totalsystemets maksimallasttime.



Figur 8 Utkoblbart forbruk i maksimallasttiden.

I figur 9 er de totale nettapene i maksimallasttiden de siste 25 år vist. Verdiene er helt og holdent teoretisk beregnede verdier og vil derfor kunne avvike noe fra de reelle tap. Tapene er beregnet ved å regne med 3 % tap fra kraftintensiv industri, 7 % for kjeler og eksport og 10 % for alminnelig forsyning.

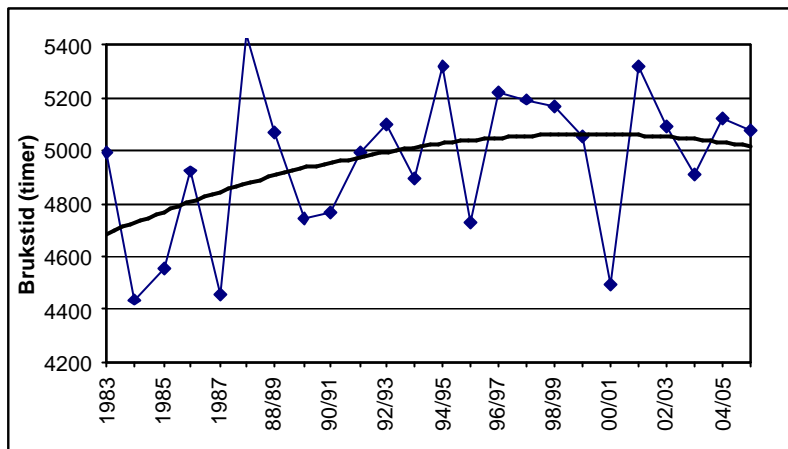


Figur 9 Totale tap i maksimallasttiden.

Vedlegg 3 Beregning av brukstid

Alminnelig forsyning

Ut fra tall for årlig energiforbruk og effektforbruk i årlig maksimallasttime er brukstider for alminnelig forsyning beregnet. Tallene baserer seg på kalenderårets energiforbruk og etterfølgende vinters maksimallast. Som en ser av figur 10 har brukstiden variert relativt mye fra år til år. I snitt har brukstiden for de siste 10 årene vært 5063 timer. Dersom brukstiden beregnes med utgangspunkt i temperaturkorrigert forbruk vil den være lavere. Dette er vist i tabell 7, som viser tall både for 3, 15 og 30 års returtid for maksimallasten.



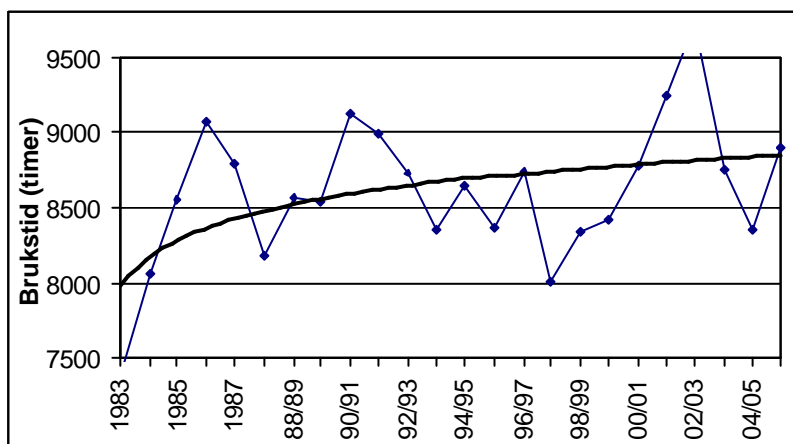
Figur 10 Brukstid for alminnelig forsyning.

	Målt last	Maksimallast (3 års returtid)	Maksimallast (15 års returtid)	Maksimallast (30 års returtid)
Brukstid	5063 timer	5017 timer	4698 timer	4585 timer

Tabell 7 Brukstid for alminnelig forsyning, beregnet både i forhold til målt og korrigert last. Tallene er basert på energi- og effektforbruk siste 10 år.

Kraftintensiv industri

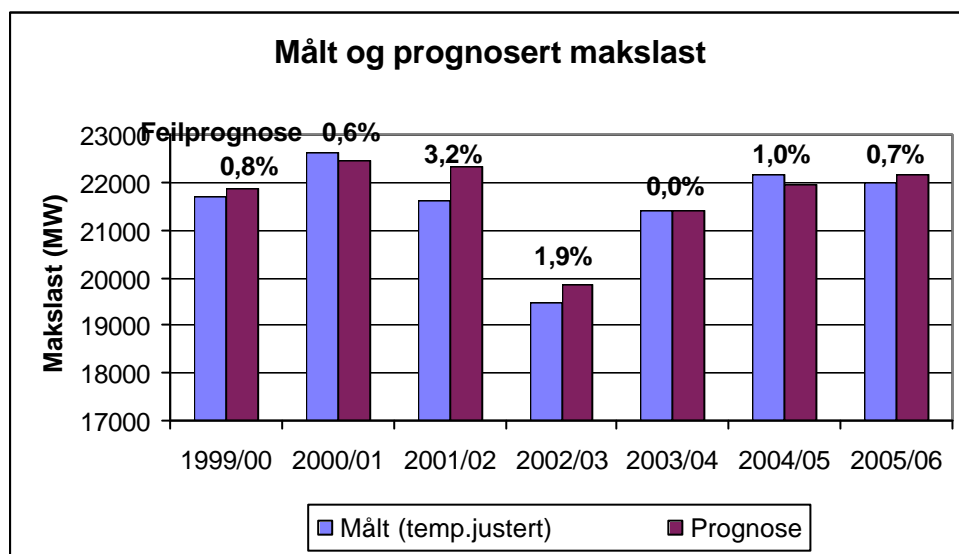
Figur 11 viser de årlige beregninger av brukstid for kraftintensiv industri. Gjennomsnittlig brukstid siste 10 år er på 8700 timer. Variasjonen kan være stor fra år til år. For enkelte år er brukstiden høyere enn 8760 timer. Dette har sammenheng med at effekten som brukes er effekt i totalsystemets maksimallasttime, og således ikke nødvendigvis maksimallasten for kraftintensiv industri. Tallene er beregnet etter formelen: kalenderårets energiforbruk dividert med etterfølgende vinters maksimallast.



Figur 11 Brukstid for kraftintensiv industri.

Vedlegg 4 Evaluering av prognosene

Makslastprognoser er gitt ut fra og med vinteren 1999/2000. Sammenligninger mellom prognosene og faktiske målte makslaster gir en god pekepinn på hvor god metoden er. Den målte makslasten temperaturjusteres til normal vintertemperatur, dette for å sammenligne måling og prognose ved like temperaturoforhold. Figur 12 viser at prognosene treffer faktiske verdier relativt godt. Spesielt med tanke på at makslasten har variert mye de evaluerte årene. Størst feilprognose fikk en vinteren 2001/02 med en bom på i overkant av 3%. Med eksempelvis makslast på 22000 MW utgjør dette en feilprognose på 700 MW. I snitt for alle fem år er feilprosenten 1,2 %. Med eksempelvis makslast på 22000 MW utgjør dette en feilprognose på 300 MW.



Figur 12 Sammenligning av målt (temp.justert) og prognosert makslast for de syv foregående vintre. Feilprosent er angitt for hvert år. I snitt er feilprosenten på 1,2%.