



UI - NOTAT 07 - 22

Sak

Norsk effektbalanse, maksimallest vinter 2007/2008

Dokumentet sendes til

Nettstyring

Marked

Utvikling og Investering

Landssentralen

Nordel

Saksnr.

/-

Saksbehandler / Adm. Enhet
Arne Egil Pettersen / UI

Sign.

Ansvarlig / Adm. Enhet
Grete Westerberg / UI

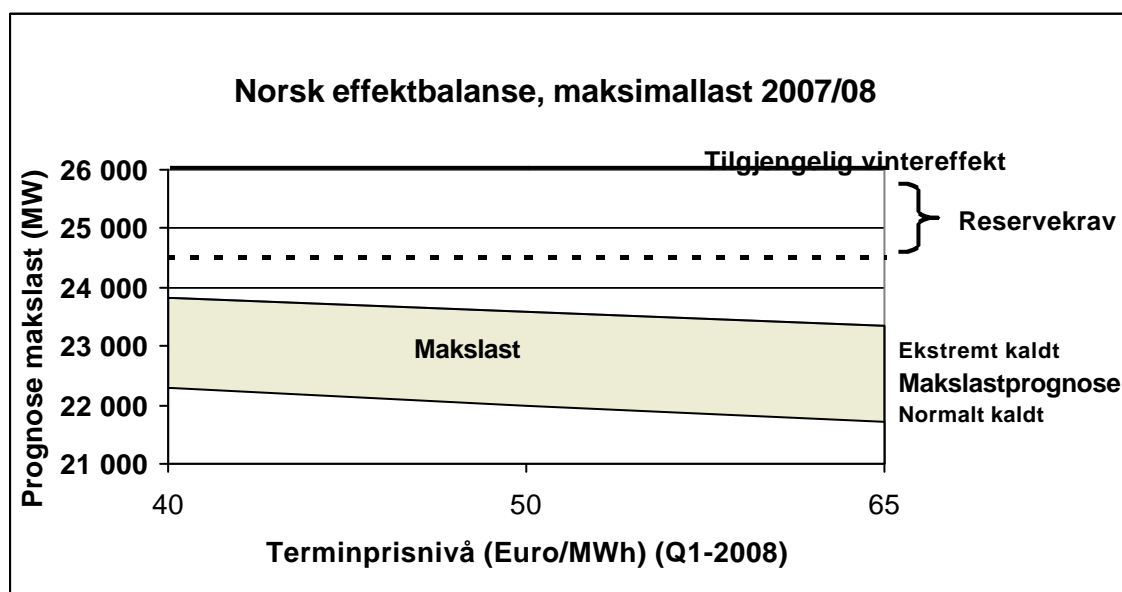
Sign.

30.10.2007

Sammendrag

Beregninger viser at maksimallesten for kommende vinter vil bli på **22 000 MW**, for en normalt kald vinter (50% sannsynlighet). For en ekstremt kald vinter forventes et lastnivå på **23 300 MW** (10% sannsynlighet).

På produksjonssiden er tilgjengelig vintereffekt beregnet til 25 700 MW. Fratrullet reservekrav (1200 MW), vil en både i en normalt kald vintersituasjon og en ekstremt kald vintersituasjon ha meget god driftsmargin. Figur 1 viser prognose for norsk effektbalanse i maksimallestsituasjonen 2007/08.



Figur 1 Norsk effektbalanse i maksimallestsituasjon 2007/08.
Prognosert tilgjengelig vintereffekt og makslastforbruk.

Både forbruks-og produksjonstall er høyere enn for siste vinter. Årsaken til dette er flerdelt:

- På forbrukssiden har en fått en solid vekst. Dette skyldes først og fremst nytt forbruk som kommer inn høst/vinter 2007/08 (Ormen Lange og Snøhvit). Videre har forbruket i alminnelig forsyning stabilisert seg på et noe høyere nivå enn et år tilbake.
- Veksten i ny produksjon vil være større enn veksten i forbruket. Dette har først og fremst sammenheng med at nytt gasskraftverk på Kårstø (420 MW) settes i drift oktober 2007. Videre vil anlegget på Snøhvit ha lokal egenforsyning (230 MW gassturbiner). Utover dette er Hundhammerfjellet vindmøllepark (53 MW) samt halve Bessakerfjellet vindmøllepark (28 MW) idriftssatt.
- Dersom en ser isolert på den norske effektbalansen, er balansen meget god vinteren 2007/08. For øvrige nordiske områder er tallene mer negativ. Spesielt Finland har en sterk negativ effektbalanse og vil være avhengig av import fra Russland/Estland.
- Sannsynligheten for å få et effektproblem i Norge under maksimallasten 2007/08 anses som svært liten.

Prognoser for Maksimallast 2007/2008	Normalt kald vinter	Ekstremt kald vinter
	(50 % sannsynlighet)	(10 % sannsynlighet)
Lav spotpris (Q1 2008 = 40 Euro/MWh)	22 100 MW	23 500 MW
Normal pris (Q1 2008 = 50 Euro/MWh)	22 000 MW	23 300 MW
Høy spotpris (Q1 2008 = 65 Euro/MWh)	21 700 MW	23 100 MW

Tabell 1 Forventet maksimallast vinteren 2007/2008. Tallene er beregnet ved ulike temperaturforhold og ulike kraftprisnivå. Effekt av RKOM-markedet ikke hensyntatt.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	4
2	Statistiske data for maksimallast.....	5
3	Prognose for vinteren 2007/2008.....	6
3.1	Makslastprognose.....	6
3.2	Makslastprognose kombinert med temperaturserie 1980-2007	6
4	Makslastprognose ved ulike kraftprinsnivå	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

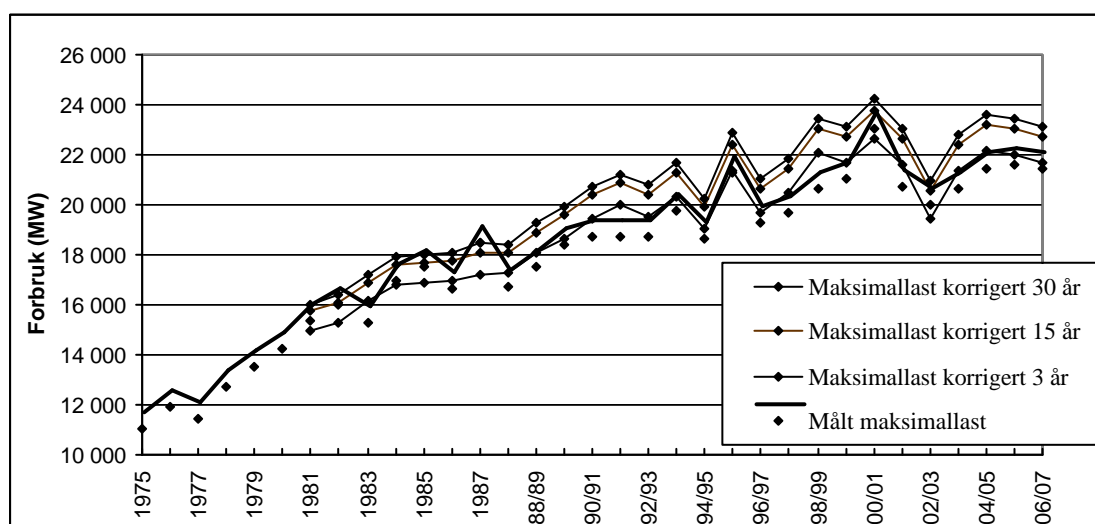
Notatet viser prognose for maksimallast i det norske kraftsystemet for vinteren 2007/2008. Forventet maksimallast ved ulike temperaturnivåer er beregnet, basert på det energiforbruksnivået en har ved inngangen til vinteren (inkludert nytt forbruk Ormen Lange, Snøhvit). I tillegg er prognosene korrigert 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 effektivering av RKOM-markedet.

2 Statistiske data for maksimallast

Ikke bare temperaturforhold vil influere på de årlige maksimallastmålinger. Økonomiske faktorer kan ha stor betydning. Økonomiske konjunkturer 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 utkølbart 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 temperaturkorrigerede maksimalaster. De temperaturkorrigerede 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 under 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. 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 2007/2008

Prognosene for vinteren 2007/2008 er basert på faktisk energiforbruksnivå i Norge pr. 1.oktober. Videre er prognosene basert på forventet kraftprisnivå vinter 2007/2008 lik 50 Euro/MWh (Q1-08) og på beregnede historiske brukstider for de ulike forbruksgrupper. Ved å kombinere brukstider med nåværende forbruksnivå vil en kunne beregne forventet effektforbruk i maksimallasttiden 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 2007/2008. Forbruksnivå leses ut fra NVE's korttidsstatistikk [2]. Pr. 1.oktober 2007 ligger forbruksnivå av elektrisk energi i Norge på ca. 127 TWh (temperaturkorrigert). Påpluset forventet forbruk på Snøhvit og Ormen Lange blir temperaturkorrigert forbruk ca. 130 TWh. Tallene er dog basert på et meget lavt prisnivå høsten 2007, dvs at ved stigende prisnivå vil forbruksnivået sannsynligvis reduseres. Fra korttidsstatistikken [2] hentes 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 viser at det for kommende vinters maksimallast vil være 33 % sannsynlighet for å overstige 22400 MW, 7 % sannsynlighet for å overstige 23600 MW og 3 % sannsynlighet for å overstige 24000 MW. Tallene er basert på en terminpris for vinter 2007/08 på 50 Euro/MWh.

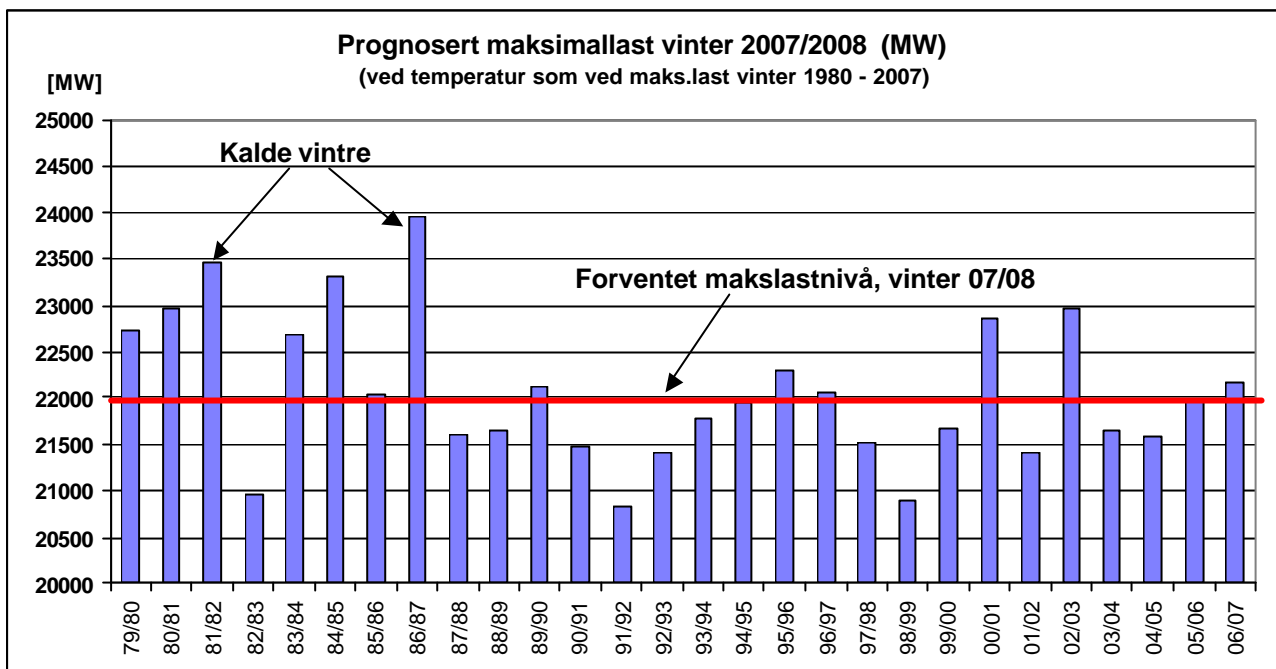
	Energiforbruk [TWh]	Maks.last 33 % sannsynlighet (3 års returtid)	Maks.last 7 % sannsynlighet (15 års returtid)	Maks.last 3 % sannsynlighet (30 års returtid)
		[MW]	[MW]	[MW]
ALM	80,6	16 012	17 097	17 519
KKI	34,9	4 019	4 019	4 019
Totale tap	10,1	1 766	1 875	1 917
Kjel	4,4	636	636	636
Pumpe	0,9	0	0	0
Totalt	130,8	22 433	23 626	24 091

Tabell 2 Prognoser for maksimallast vinteren 2007/2008 ved brukstidsmetoden.
Forutsetninger: Kraftpris 50 Euro/MWh. Snøhvit og Ormen Lange inne.
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 maksimallastnivået dersom terminpris faller til 40 Euro/MWh og dersom terminpris øker til 65 Euro/MWh.

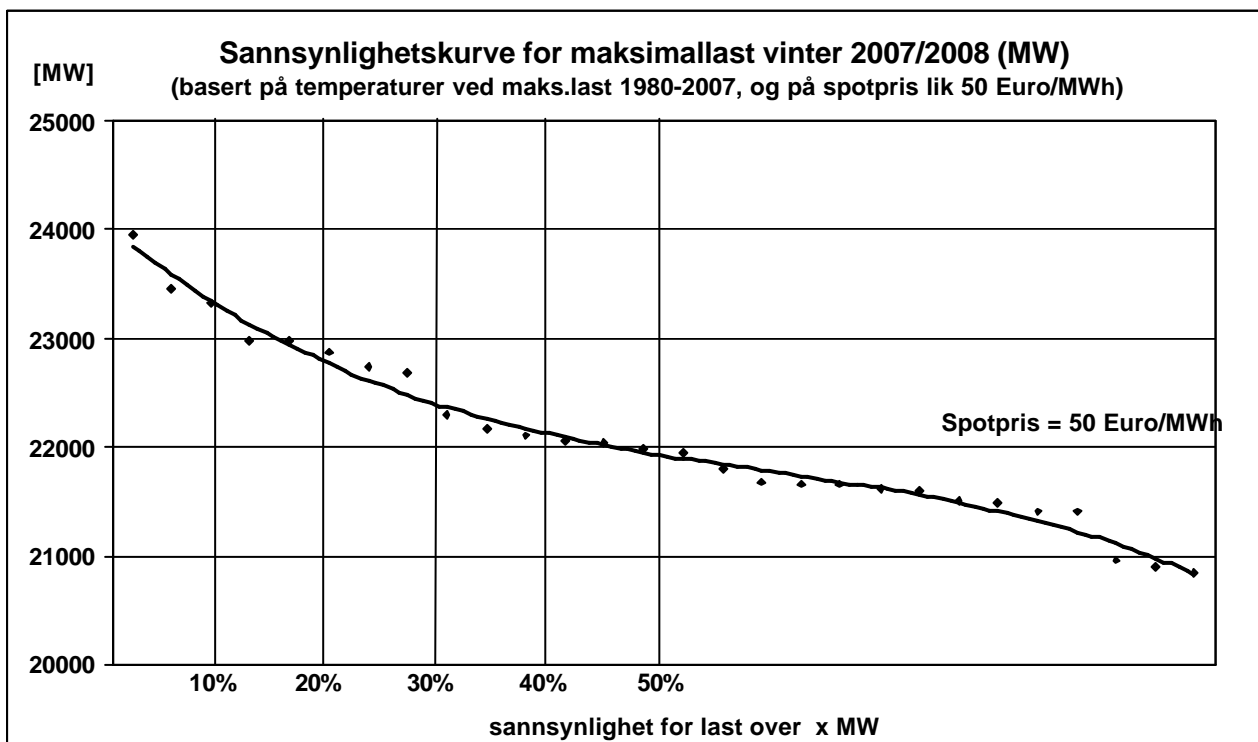
3.2 Makslastprognose kombinert med temperaturserie 1980-2007

Et alternativ til prognosene i kapittel 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 2007 er kombinert med prognosen for vinteren 2007/2008. 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 24 000 MW. Som en ser av figuren har en perioden 1990 til 2007 hatt relativt mange milde vintre (målt etter temperatur ved maksimallast). Tiåret forut var generelt kaldere enn statistisk gjennomsnitt.



Figur 3 Maksimallast vinteren 2007/2008 dersom temperaturen ved maksimallast blir som temperaturen ved maksimallast 1980-2007 (spotpris lik 50 Euro/MWh).

En annen måte å betrakte kombinasjonen av dagens forbruksnivå med temperaturseriene for maksimallastene 1980 til 2007 er å fordele maksimallaster vist i figur 3 som en varighetskurve. På denne måten får en frem sannsynlighetskurve for maksimallast vinter 2007/2008 basert på temperatur ved maksimallast 1980-2007. Dette er vist i figur 4. Det statistiske grunnlaget er tynt (28 punkter), men allikevel er kurven godt sammenfallende med prognosene gjort i kapitel 3.1. Som en ser av kurvene er det eksempelvis 50 % sannsynlighet for at maksimallasten kommende vinter skal komme over 22000 MW og 15 % sannsynlighet for maksimallast over 23000 MW.



Figur 4 Sannsynlighetskurve for maksimallast vinteren 2007/2008 basert på temperaturserie ved maksimallast 1980-2007 og på månedssnitt spotpris lik 50 Euro/MWh.

4 Makslastprognose ved ulike kraftprisnivå

- Med basis i pågående FoU-prosjekt omkring prisfølsomhet for de ulike forbruksgrupper er det laget makslastprognoser for ulike kraftprisnivåer. Det er her tatt utgangspunkt i et terminprisnivå (Q1-2008) på 40, 50 og 65 Euro/MWh.

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:

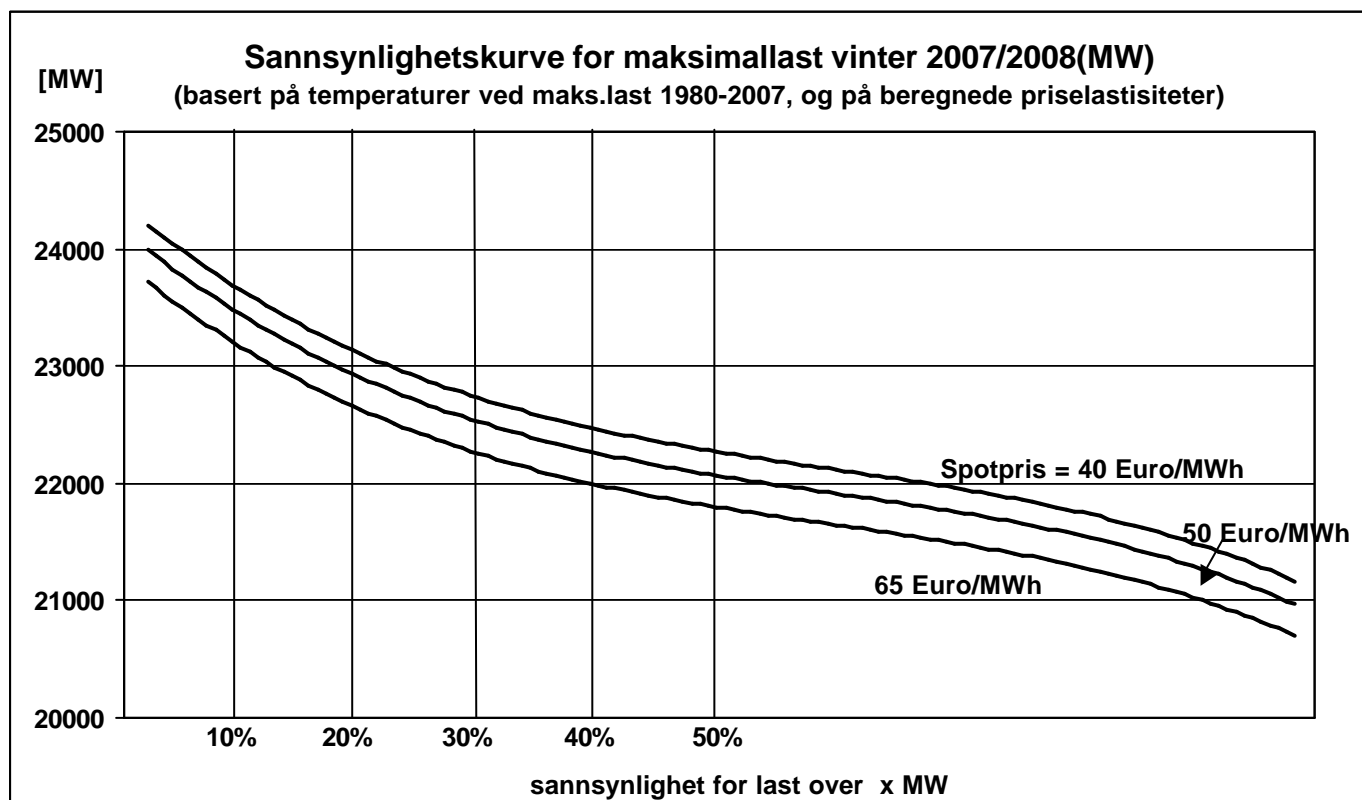
Energi:

- 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)

På samme vis som i figur 4 kan også de prisavhengige prognosene fordeles på en sannsynlighetskurve for maksimallast vinter 2007/2008 basert på temperatur ved maksimallast 1980-2007 og på kraftprisnivå. Dette er vist i figur 5 som fremstiller de ulike sannsynlighetskurver for maksimallast for vinteren 2007/2008.



Figur 5 Sannsynlighetskurve for maksimallast vinteren 2007/2008, basert på temperaturserie ved maksimallast 1980-2007 og på månedsveid spotprisnivå lik 40, 50 og 65 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..

5 Tilgjengelig vintereffekt

Totalt installert effekt i det norske kraftsystemet vil pr. 1. desember 2007 være på i overkant av 29900 MW. Av dette er 414 MW vind, 265 MW små industrielle gass-/dieselturbiner, 650 MW gasskraft (Snøhvit, Kårstø) og 28606 MW vannkraft (1336 MW pumpeturbiner).

Endring i installert effekt i perioden 01.01.06 – 30.11.07 er:

- Blåfalli kraftverk, Hordaland, 150 MW (2006)
- Kjøllefjord/Gartefjell vindpark, Finnmark, 40 MW (2006)
- Hundhammerfjellet vindpark, Nord-Trøndelag, 53 MW (2006/07)
- Diverse små, 35 MW (2006)
- Naturkraft Kårstø (CCGT), 420 MW (2007)
- Statoil Snøhvit (gass), 230 MW (2007)
- Bessakerfjellet vindpark del 1, Sør-Trøndelag, 28 MW (2007)
- Diverse små, 53 MW (2007)

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.

Basert på ovenstående forutsetninger gir tabell 3 oversikt over installert ytelse og tilgjengelig vintereffekt for det norske kraftsystemet ved inngangen til vinterperioden 2007/08.

	Installert ytelse 01.01.2006	Tilgang 2006	Tilgang 2007	Installert ytelse 01.12.2007	Tilgj. Vintereffekt 2007/08
Vann	26920	297	53	27270	23725
Pumper	1336			1336	1162
Termisk	265		650	915	805
Vind	282	51	81	414	21
Totalt	28803	348	784	29935	25713

Tabell 3 Installert ytelse og tilgjengelig vintereffekt for det norske kraftsystemet ved inngangen til vinterperioden 2007/08.

Referanser

- [1] KPK-notat 99-61 Temperaturfølsomhet i alminnelig forsyning, november 1999, dok.id.173837.
- [2] NVE's korttidsstatistikk august og september 2007.
- [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 4 Laveste tre-døgnsmiddeltemperaturer for meteorologiske målestasjoner (1961-1990).

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 5. 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 5 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 det er full kapasitetsutnyttelse på elektrisk oppvarmingsutstyr. 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)

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

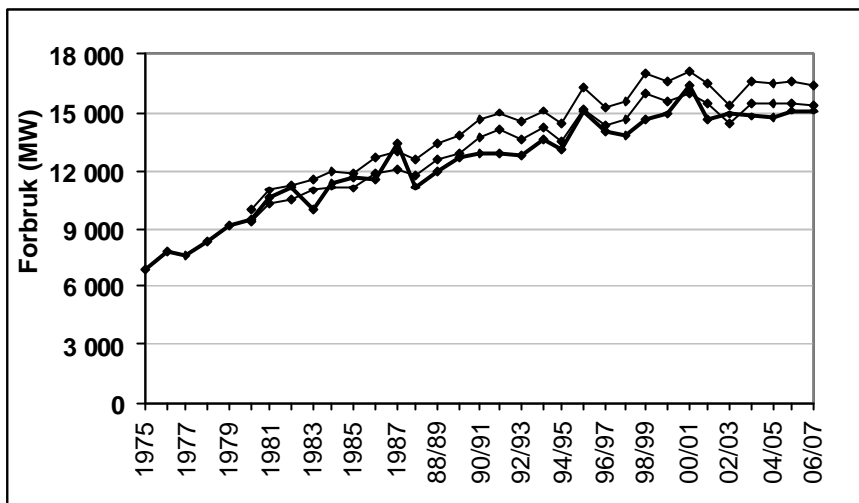
Dette medfører altså at en kun for 1 av 3 vintre vil oppnå den tradisjonelt definerte normale maksimallasten.

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.

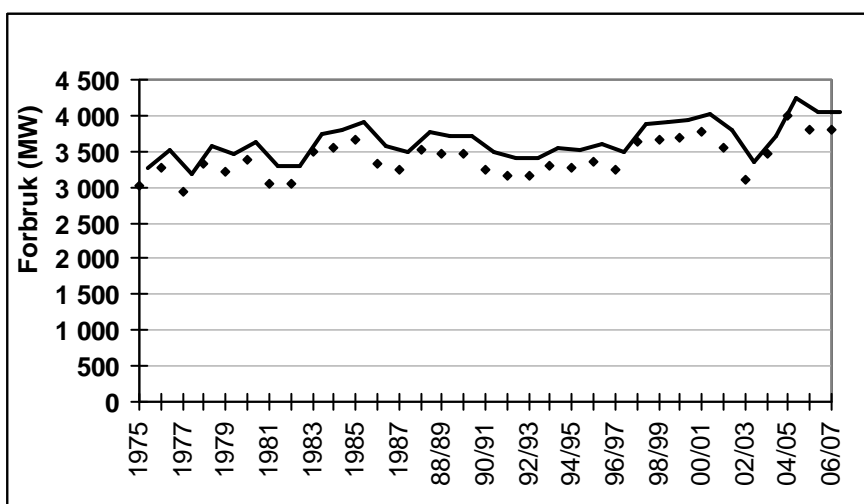
Figurene viser videre utviklingen i forbrukets årlige vekst. Tallgrunnlaget er her det ukorrigererte lastforbruket. Som en ser av kurven har vi de siste årene hatt et stabilt makslastforbruk for alminnelig forsyning.



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

Kraftintensiv industri

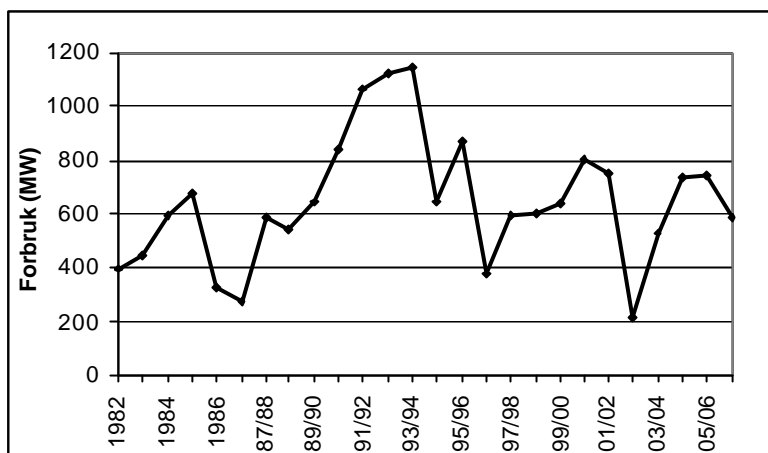
I figur 7 er forbruket innenfor kraftintensiv industri for makslasttiden vist. Tallene er referert forbruker. I og med at lasten er veldig jevn hele året kan en innenfor denne forbruksgruppen også ha høyere laster enn den registrert i totalsystemets maksimallasttime. Lastendringer er stort sett influert av langsiktige konjunktur- endringer. 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.

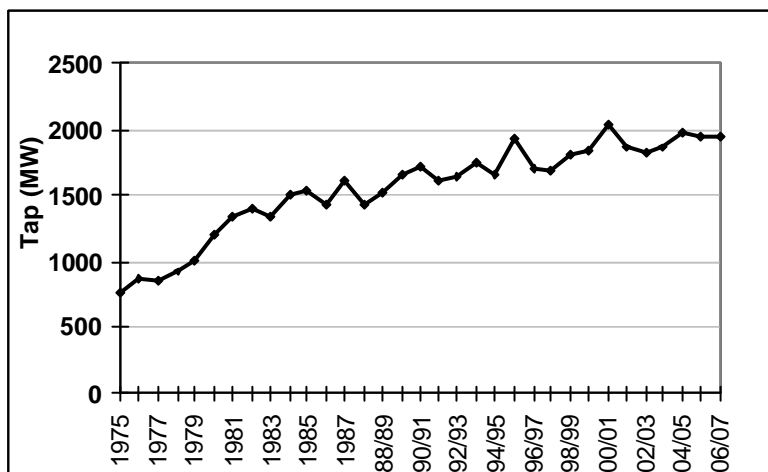
Annet forbruk

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.



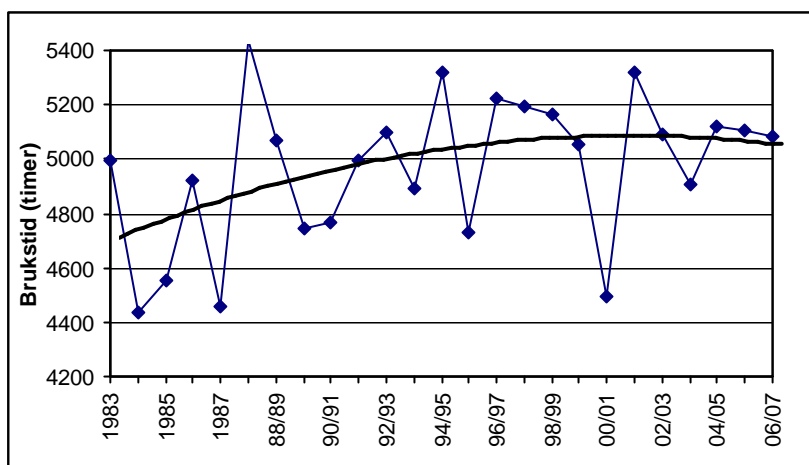
Figur 9 Totale tap i maksimallasttiden.

Vedlegg 3 Beregning av brukstid

Alminnelig forsyning

Ut fra tall for årlig energiforbruk og effektforbruk i årlig maksimumlasttime er brukstider for alminnelig forsyning beregnet. Tallene baserer seg på kalenderårets energiforbruk og etterfølgende vinters maksimumlast.

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 6, som viser tall både for 3, 15 og 30 års returtid for maksimumlasten.



Figur 10 Brukstid for alminnelig forsyning.

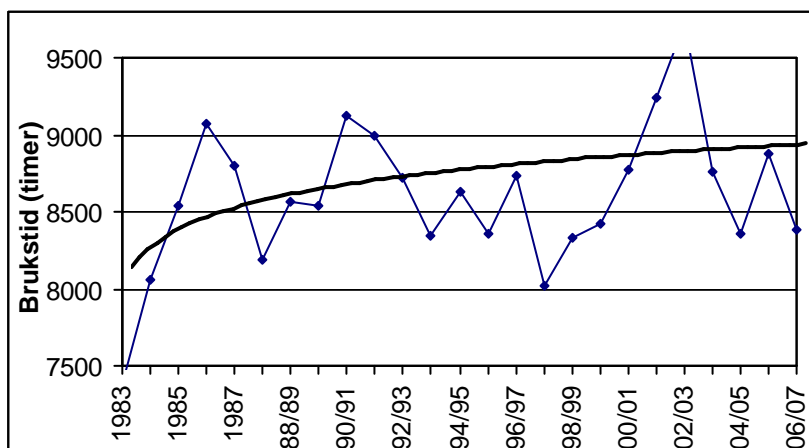
	Målt last	Maksimumlast (3 års returtid)	Maksimumlast (15 års returtid)	Maksimumlast (30 års returtid)
Brukstid	5052 timer	5033 timer	4714 timer	4600 timer

Tabell 6 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 maksimumlasttime, og således ikke nødvendigvis maksimumlasten for kraftintensiv industri. Tallene er beregnet etter formelen:

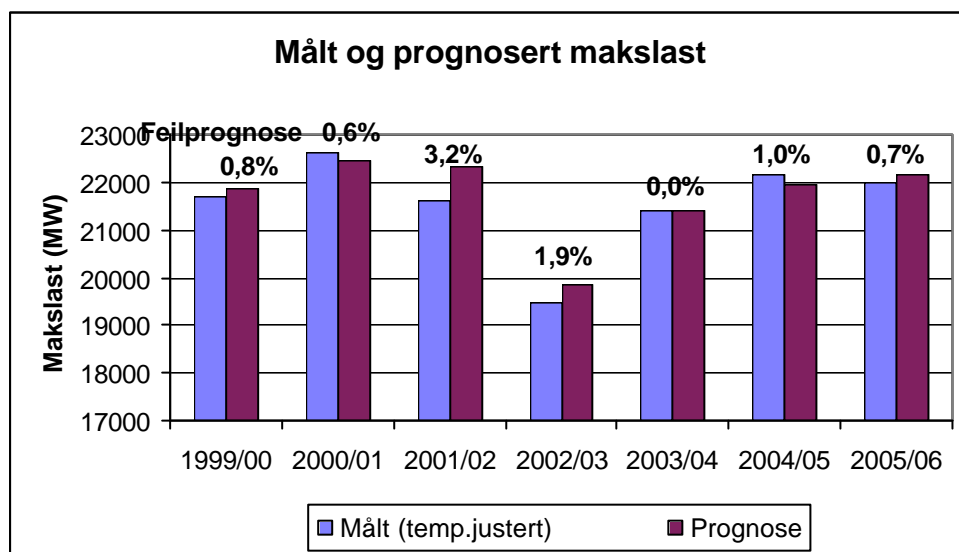
kalenderårets energiforbruk dividert med etterfølgende vinters maksimumlast.



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 makslasten 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%.