

Notat

Sak:

Norsk effektbalanse, maksimallast vinter 2011-2012

Dokumentet sendes til:
Nettdrift
ENTSO-E

Saksbehandler / Adm. enhet:
Arne Egil Pettersen / SE

Sign.

Ansvarlig / Adm. enhet:
Erik Skjelbred / SE

Sign.

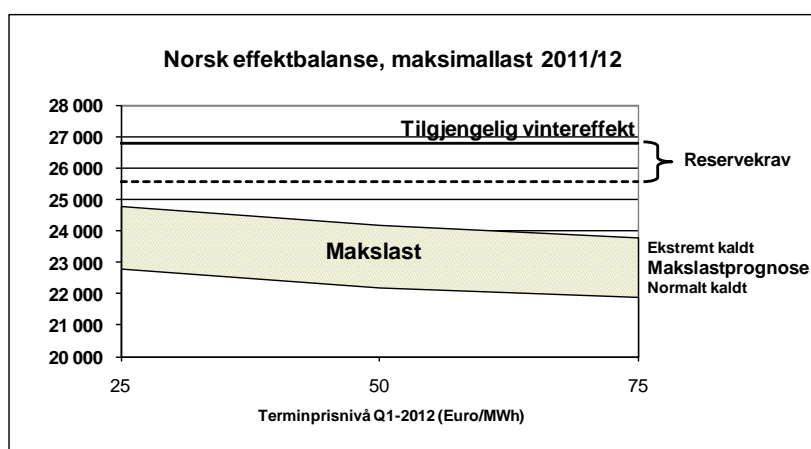
Til orientering:
Strategi og Samfunnskontakt
Kommersiell

Dato: 20.10.2011

SAMMENDRAG

Beregninger viser at maksimallasten for kommende vinter vil bli på **22 200 MW**, for en normalt kald vinter (50% sannsynlighet). For en ekstremt kald vinter forventes et lastnivå på **24 200 MW** (10% sannsynlighet). Tallene er basert på forbruksnivå pr. 1.september 2011.

På produksjonssiden er tilgjengelig vintereffekt kommende vinter beregnet til 26 800 MW. Fratrullet reservekrav (1200 MW), vil en både i en normalt kald vintersituasjon og en ekstremt kald vintersituasjon ha en god driftsmargin. Det forventes at Norge vil være i en eksportsituasjon mot Nederland, Danmark og Sverige. Figur 1 viser prognose for norsk effektbalanse (eksklusiv eksport) i maksimallastsituasjonen 2011/12.



Figur 1 Norsk effektbalanse i maksimallastsituasjon 2011/12. Prognosert tilgjengelig vintereffekt og maksimallastforbruk.

Både på forbruks- og produksjonssiden forventes små endringer kommende vinter.

På forbrukssiden har følgende skjedd det siste året:

- Innenfor kraftintensiv industri har det vært et stabilt forbruksnivå siste året. Fortsatt lave kraftpriser kan lede til en mulig svak oppgang. I motsatt retning drar den generelle usikkerheten i råvaremarkedet. Dette har eksempelvis medført at Hydro har utsatt innfasing av ovn 3 (160 MW) på Sunndalsøra.
- Innenfor alminnelig forsyning har det vært en forbruksnedgang det siste året, både reelt og temperaturkorrigert. 2010 var et meget kaldt år i Norge, noe som også påvirket forbruket. De to siste vintrene, under langvarig kaldt vær, har en opplevd et meget høyt forbruk. Både det kalde været og den såkalte varmpumpe-effekten har bidratt til ekstra høy last.
- Varmepumpe-effekten betyr at øvrig oppvarming øker når varmpumpenes virkningsgrad synker. Mye av økningen tas gjennom el-forbruk. Totalt er det installert 500 000 varmpumper i norske hjem.
- Kraftprisene for kommende vinter synes, som følge av magasinsituasjonen, å bli liggende på et vesentlig lavere nivå enn foregående vinter. Dette påvirker maksimallastnivået i retning høyere forbruk.
- I sum forventes et forholdsvis høyt maksimallastnivå vinter 2011/2012. Hvor høyt det blir, er som alltid temperaturavhengig.

På produksjonssiden har det skjedd flere endringer de siste årene:

- Hovedendringen er den økende andel gasskraft. Kårstø (420 MW CCGT) og Snøhvit (230 MW gassturbiner) ble idriftssatt i 2007. I tillegg ble kraftvarmeverket på Mongstad (280 MW el) idriftsatt i 2010. Foreløpig bare med en turbin (140 MW).
- Av ny vannkraft i 2010 og 2011 er Kjøsnesfjorden kraftverk (83 MW) og Svartisen 2 (250 MW) de største. Svartisen 2 har dog hatt store tekniske problemer og er ikke medregnet i kommende vinters prognoser.
- I tillegg er to større vindparker idriftssatt i 2011, Høg-Jæren (60 MW) og Nygårdsfjellet (25 MW).
- Videre er flere mindre kraftverk samt småkraftverk idriftssatt.

Dersom en ser isolert på den norske effektbalansen, er balansen positiv både ved kald vinter og ekstremt kald vinter. For øvrige nordiske land er balansen negativ for det som er definert som ekstremt kald vinter (1 av 10 år). For Danmark og Finlands del er balansen negativ også ved en normalt kald vinter. I Sverige er det en viss spenning knyttet til kjernekraft-tilgjengelighet. Svenska Kraftnät forventer i sine prognoser at alle kjernekraftverk er tilgjengelig, men har av driftskonservative hensyn kalkulert med en tilgjengelighet på 90 % for svensk kjernekraft.

Ser en på Europa er det i de foreløpige prognoser fra ENTSO-E prognosert med en tidvis anstrengt balanse ved langvarige kuldeperioder. Dette skyldes først og fremst store underskudd i Tyskland og Frankrike (5-7000 MW i en tiårsvinter). Dog er det tilgjengelig effekt i nabolandene, men både Tyskland og Frankrike synes å være kritisk avhengig av å unngå utfall av innenlandsk produksjon så vel som viktige forbindelser til naboland.

Innhold

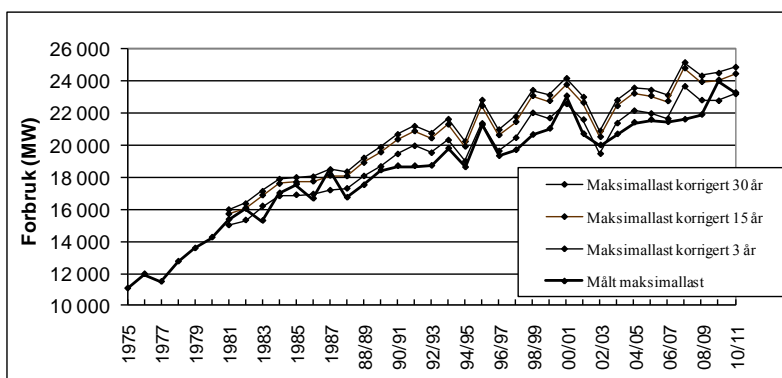
Sammendrag	1
1 Innledning	4
2 Statistiske data for maksimallast	4
3 Prognose maksimallast, vinteren 2011/2012	5
4 Tilgjengelig vintereffekt	6
Vedlegg 1 Forutsetninger temperaturfølsomhet	7
Vedlegg 2 Statistikk forbruksgrupper	9
Vedlegg 3 Nordisk effektbalanse 2011/2012	11

1 INNLEDNING

Notatet viser prognose for maksimallast i det norske kraftsystemet for vinteren 2011/2012. Forventet maksimallast ved ulike temperaturnivåer er beregnet, basert på det energiforbruksnivået en har ved inngangen til vinteren. 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 effektivisering 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. Denne faktoren har i Norge tradisjonelt vært veldig avhengig av tilsigsforhold, de senere årene har imidlertid andre forhold som olje/kull-pris samt kjernekraft-tilgjengelighet hatt vel så stor betydning. Kraftprisen påvirker forbruket i alle forbruksgrupper, men influerer spesielt på utkoblbart forbruk og forbruk innenfor kraftintensiv industri. I tillegg til dette, vil tidspunkt på vinteren maksimalasten inntreffer ha stor betydning [1].



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

Figur 2 viser statistikk for utviklingen av årlig maksimallast. Figuren viser både den målte maksimallasten, samt temperaturkorrigerede maksimalaster. De temperaturkorrigerede makslaster er korrigeret både i forhold til 2, 10 og 20 års returtid for temperatur. Dette betyr den maksimal-lasten 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 temperaturkorrigeret. 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, som skulle inntreffe 50 % av årene, kun inntreffer 33 % av årene. Forklaringen på dette er vist i vedlegg 1. Videre er det et poeng at vi går mot stadig mildere vintre. Statnett har gjennom sine klimaprosjekter, ambisjon om å kartlegge hvordan maksimallasten påvirkes av klimaendringer.

Målt temperatur for maksimallasten er definert som 3-døgns-middeltemperatur for Oslo, Bergen, Trondheim og Tromsø. Temperaturen er veid der vektfordelingen tenkes å følge forbruksfordelingen. Vektingen er Oslo (60%), Bergen (17%), Trondheim (17%) og Tromsø (6%). Detaljerte tall for de ulike forbruksgrupper er vist i vedlegg 2.

3 PROGNOSE MAKSIMALLAST, VINTEREN 2011/2012

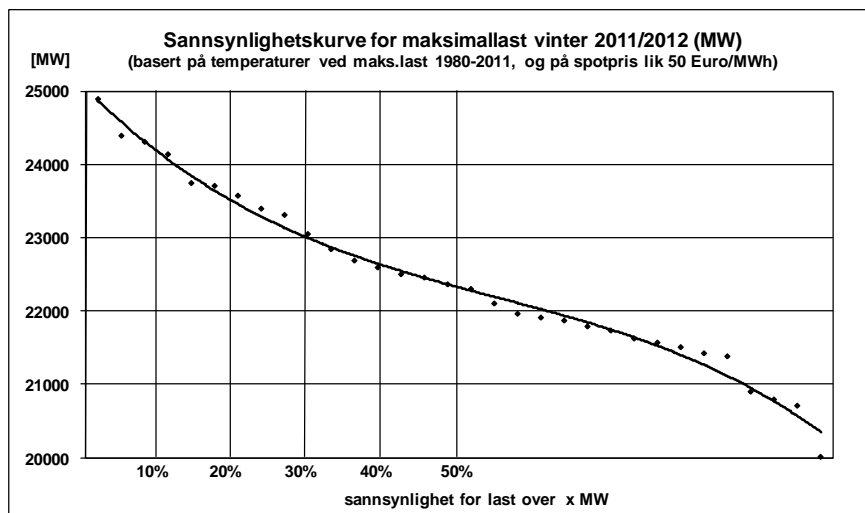
Prognosene for vinteren 2011/2012 er basert på faktisk energiforbruksnivå i Norge pr. 1. september 2011. Videre er prognosene basert på forventet kraftprisnivå vinter 2011/2012 lik 50 Euro/MWh (Q1-12) og på beregnede historiske brukstider for de ulike forbruksgrupper. Ved å kombinere brukstider med nåværende forbruksnivå vil en kunne beregne forventet effektforbruk i maksimallasttimen for de forskjellige forbrukskategorier. Tabell 1 viser prognose for det norske forbruket i dette bildet. I forhold til sist vinter er prognosen justert på to områder:

- Kraftintensiv industri ligger på samme forbruksnivå som et år tilbake, mens alminnelig forsyning har et noe lavere forbruk. Som følge av lave kraftpriser forventes et relativt høyt forbruksnivå.
- Alminnelig forsyning er oppjustert for den såkalte varmpumpe-effekten. Varmepumpe-effekten betyr i korthet at øvrig oppvarming øker når varmpumpenes virkningsgrad synker. Mye av dette tas gjennom økt elforbruk. Totalt er det installert 500 000 varmpumper i norske hjem. Totalt forventes dette å bety 500-1000 MW, avhengig av hvor kaldt det er.

Prognose 2011/2012	Normalt kald vinter	Ekstremt kald vinter
	(50 % sannsynlighet)	(10 % sannsynlighet)
Maksimallast Norge	22 200 MW	24 200 MW

Tabell 1 Forventet maksimallast vinteren 2011/2012. Tallene er beregnet ved ulike temperaturforhold. Effekt av RKOM-markedet ikke hensyntatt.

Forbruksnivå baseres på NVE's korttidsstatistikk [2]. Fra denne hentes også fordelingen på energiforbruk innenfor de forskjellige forbrukskategorier. Ved å kombinere forventet effektforbruk med temperaturer ved tidligere vintres maksimallast kan en lage en sannsynlighetskurve for maksimallastnivå. Dette er vist grafisk i figur 3, der temperaturseriene for maksimallastene 1980 til 2011 er kombinert med prognosen for vinteren 2011/2012. Ved å fordele punktene som en varighetskurve får en frem en statistisk basert sannsynlighetskurve for maksimallast vinter 2011/2012. Statistikken baseres på temperatur ved maksimallast 1980-2011.



Figur 3 Sannsynlighetskurve for maksimallast vinteren 2011/2012 basert på temperaturserie ved maksimallast 1980-2011.

4 TILGJENGELIG VINTEREFFEKT

Totalt installert effekt i det norske kraftsystemet er pr. 1. desember 2011 beregnet å være på ca 31600 MW. Av dette er i 534 MW vindkraft, 265 MW små industrielle gass-/dieselturbiner, 775 MW gasskraft (Snøhvit, Kårstø, Mongstad) og vel 30000 MW vannkraft. Tabell 2 viser produksjonstilgang siste 2 år.

Kraftstasjon og fylke	Maks. ytelse (MW)	Midlere årsprod. (GWh)
Endringer i 2010		
Tonstad (overføring), Vest-Agder	0	33
Jøssang, Rogaland	34	83
Mongstad, (gasskraft), Hordaland	140	1150
Kjøsnesfjorden, Sogn og Fjordane	84	247
Mehuken 2 (vindkraft), Sogn og Fjordane	18	53
Øvrige endringer	122	540
Netto tilgang i 2010	398	2106
Forventede endringer i 2011		
Kongsvinger, Hedmark	23	50
Høg-Jæren (vindkraft), Rogaland	60	189
Nygårdsfjellet II (vindkraft), Nordland	25	76
Svartisen 2, Nordland	0	0
Øvrige endringer	169	595
Antatt netto tilgang i 2011	277	910

Tabell 2 Endringer i produksjonskapasiteten siste 2 år (kilde NVE).

Ved beregning av tilgjengelig vintereffekt følges følgende prinsipper:

- Vindkraft, 5 % tilgjengelighet.
- Vannkraft, 87 % tilgjengelighet. (referanse, effektregistreringer 15. desember 1989 og 18. januar 1994). Tilgjengeligheten tar hensyn til faktorer som fallhøyde, ikke-tilgjengelig elvekraft etc. I tillegg er Svartisen 2 forutsatt ikke idriftssatt.
- Termisk kraft. Kårstø forutsettes ikke tilgjengelig, dette grunnet høye gasspriser og lave kraftpriser. For Mongstad forutsettes kun 1 turbin tilgjengelig (140 MW). For mindre enheter (industriturbiner, søppelforbrenning etc.) forutsettes 150 av 250 MW tilgjengelig.

Basert på ovenstående forutsetninger gir tabell 3 oversikt over installert ytelse og tilgjengelig vintereffekt for det norske kraftsystemet ved inngangen til vinterperioden 2011/12.

	Installert ytelse 01.01.2010	Tilgang 2010	Tilgang 2011	Installert ytelse 01.12.2011	Tilgj. Vintereffekt 2011/12
Vann	29647	240	192	30079	26169
Termisk	886	140	0	1026	606
Vind	431	18	85	534	27
Totalt	30964	398	277	31639	26801

Tabell 3 Installert ytelse og tilgjengelig vintereffekt for det norske kraftsystemet ved inngangen til vinterperioden 2011/12.

Referanser

- [1] KPK-notat 99-61 Temperaturfølsomhet i alminnelig forsyning, november 1999, dok.id.173837.
- [2] NVE's korttidsstatistikk august 2010.

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 4. 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 tredøgnsmiddeltemperatur. 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)

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

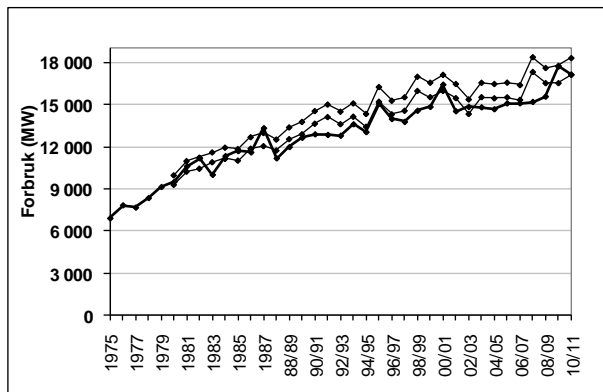
Dette medfører altså at en kun for 1 av 3 vintre vil oppnå den tradisjonelt definerte normale maksimallasten.

VEDLEGG 2 STATISTIKK FORBRUKSGRUPPER

Alminnelig forsyning

I figur 4 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.

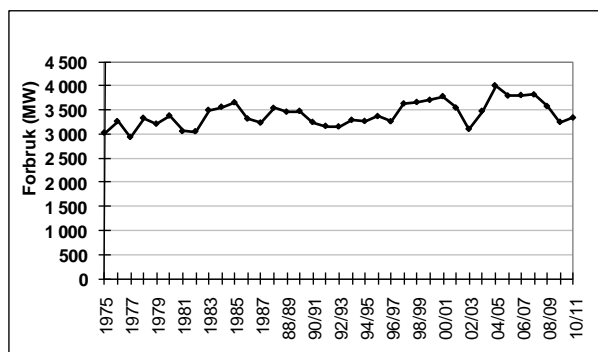


Figur 4 Forbruk i maksimallasttiden for Alminnelig forsyning, faktisk og korrigerert for 3 og 15 års returtid.

Kraftintensiv industri

I figur 5 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.

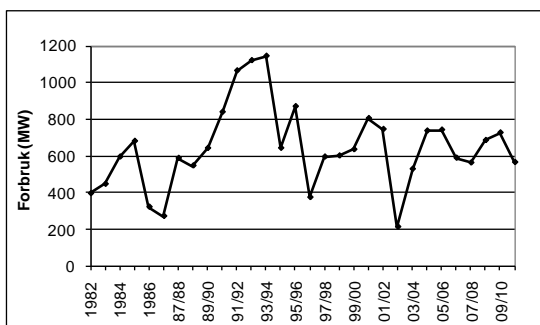
Lastendringer er stort sett influert av langsiktige konjunktur-endringer. En ser imidlertid også tilpasninger ved endringer i ytre faktorer. Et eksempel er forbruksnedgangen sist vinter, ved økningen i kraftprisene.



Figur 5 Forbruk i maksimallasttiden for kraftintensiv industri.

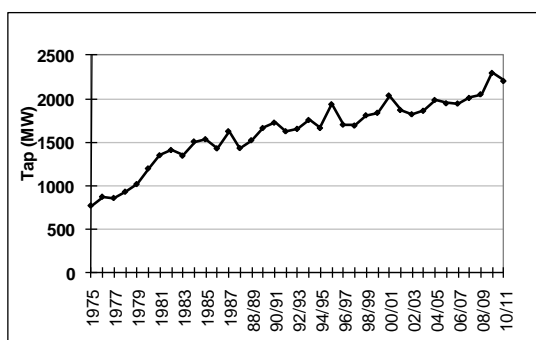
Annet forbruk

I figur 6 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 6 *Utkoblbart forbruk i maksimallasttiden.*

I figur 7 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 7 *Totale tap i maksimallasttiden.*

POWER BALANCE 2011/2012
Cold winter day (1 of 2 winters)

NORDIC MARKET	TOTAL
P = Available capacity TSO reserves excluded	72 900
C = Peak demand	*) 69 400
B = Balance without power exchange	3 500
R = Estimated reserves available for the TSOs	4 900

SWEDEN	
P	27 800
C	26 500
B	1 300
R	1 400

FINLAND	
P	13 300
C	14 300
B	- 1000
R	1 200

NORWAY	
P	25 600
C	22 200
B	3 400
R	1 200

DENMARK	
P	6 200
C	6 400
B	-200
R	1 100

*) 2 % lower than sum of national peaks.

Arrows between and to/from the Nordic countries indicate the most probable power flow direction during peak hour.

POWER BALANCE 2011/2012
Cold winter day (1 of 10 winters)

NORDIC MARKET	TOTAL
P = Available capacity TSO reserves excluded	72 900
C = Peak demand	*) 73 900
B = Balance without power exchange	- 1 000
R = Estimated reserves available for the TSOs	4 900

SWEDEN	
P	27 800
C	28 100
B	-300
R	1 400

FINLAND	
P	13 300
C	15 000
B	-1 700
R	1 200

NORWAY	
P	25 600
C	24 200
B	1 400
R	1 200

DENMARK	
P	6 200
C	6 600
B	- 400
R	1 100

*) 2 % lower than sum of national peaks.

Arrows between and to/from the Nordic countries indicate the most probable power flow direction during peak hour.

Dersom en ser isolert på den norske effektbalansen, er balansen positiv både ved kald vinter og ekstremt kald vinter. For øvrige nordiske land er balansen negativ for det som er definert som ekstremt kald vinter (1 av 10 år). For Danmark og Finlands del er balansen negativ også ved en normalt kald vinter. I Sverige er det en viss spenning knyttet til kjernekraft-tilgjengelighet. Svenska Kraftnät forventer i sine prognoser at alle kjernekraftverk er tilgjengelig, men har av driftskonservative hensyn kalkulert med en tilgjengelighet på 90 % for svensk kjernekraft.