

ELMARKNAD 2004

Innehållsförteckning

Energipolitik och regelverk.....	3
Den nordiska elmarknadsreformen	3
En europeisk marknad för el.....	3
Kärnkraftsfrågan	5
Styrmedel	6
Skatter och avgifter	6
Utsläppshandel.....	9
Stöd	11
Elcertifikat	12
Elsystem.....	14
Elproduktion	14
Elanvändning	15
Överföring av el	16
Marknaden	19
Råkraftmarknaden.....	20
Slutkundsmarknaden.....	23
Elhandel på råkraftmarknaden	24
Elpris till slutkund.....	29
Ett internationellt perspektiv	35
Elproduktion	35
Elanvändning	36
Elpriser.....	37

Energipolitik och regelverk

Det har nu gått över åtta år sedan reformen av den svenska elmarknaden trädde i kraft den 1 januari 1996. Den första tiden efter avregleringen präglades av harmonisering av de nordiska elmarknaderna. Bland annat bildades Nord Pool, den nordiska elbörsen som en gemensam marknadsplats för handel mellan de nordiska länderna. På senare år har även arbetet inom EU med att skapa en inre marknad för el påverkat elmarknadens förutsättningar i Sverige. I detta avsnitt diskuteras på vilket sätt utvecklingen av den svenska elmarknaden påverkas av övriga Norden och EU.

Den nordiska elmarknadsreformen

Elmarknaden i de nordiska länderna har genomgått stora och långtgående förändringar sedan mitten av 1990-talet. Sverige avreglerade elmarknaden 1996 och införde nya regler för att främja konkurrens inom handel och produktion av el. Liknande reformer har skett i alla nordiska länder förutom Island. Norge avreglerade marknaden 1991, Finland 1995 och Danmark 1999. Syftet med avregleringen har varit att öka valfriheten för konsumenter samt att skapa bättre förutsättningar för konkurrens och ett bättre resursutnyttjande i produktionsledet.

I och med den svenska avregleringen övergick den norska elbörsen till en svensknorsk elbör, Nord Pool. Nord Pool är öppen för elproducenter, elhandlare och större elförbrukare. På Nord Pool agerar främst aktörer från de nordiska länderna men även viss handel med bland annat Tyskland och Polen förkommer. Elbörsen underlättar handeln med el mellan länderna och ökar därigenom konkurrensen. På så sätt kan kraftanläggningarna utnyttjas på ekonomiskt bästa sätt.

Även om den nordiska elmarknaden i dag till stor del är integrerad är aktörerna i respektive land föremål för inhemsk reglering och inhemsk tillsyn. För att den integrerade elmarknaden i Norden ska fungera och utvecklas är därför en ökad harmonisering av skatter, avgifter och andra typer av regelverk av stor vikt. Energipolitiken i övriga nordiska länder har i och med detta fått en allt större betydelse för Sverige.

Handeln med el mellan de nordiska länderna har ökat sedan avregleringen. De naturliga förutsättningarna för elproduktion är olika i de nordiska länderna, vilket har lett till skillnader i hur länderna väljer att utforma sina elproduktionssystem. Norge och Sverige har stor andel vattenkraft medan Finland och Danmark har mer förbränningsbaserad elproduktion.

En europeisk marknad för el

1995 blev Sverige medlem i EU. I december 1996 antogs elmarknadsdirektivet (96/92/EG). Målet var att skapa gemensamma regler för produktion, transmission och distribution av el.

2003 antogs Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el och gas (2003/54/EG respektive 2003/55/EG). I och med detta

upphörde det tidigare elmarknadsdirektivet från 1996. Enligt det nya direktivet ska marknaden för el och gas öppnas fullt ut för industrikunder den 1 juli 2004 och för hushållskunder den 1 juli 2007. Det är trots pågående harmonisering fortfarande stora skillnader mellan EU:s medlemsstater. Norden, Storbritannien och Tyskland räknas i dag som helt avreglerade enligt elmarknadsdirektivet.

Styrmedel och andra regelverk måste anpassas till den avreglering som pågår så att konkurrensen inte snedvrids och handelspolitiska hinder uppstår. En av riskerna med ett icke harmoniserat regelverk är att konkurrenter i ännu inte avreglerade länder ges möjlighet till korssubventionering och därmed snedvrider konkurrensen i unionen.

En av drivkrafterna bakom samordningen av de europeiska ländernas energipolitik är de ökande miljöproblemen. För att inte företag i vissa länder ska missgynnas krävs att likartade villkor i form av t.ex. harmoniserade miljöskatter och avgiftssystem råder. I annat fall kan dessa företag inte erbjuda konkurrenskraftiga priser på miljövänlig el.

Ett steg mot en harmoniserad energipolitik tog EU den 13 oktober 2003 i och med direktivet (2003/87/EEG) om handel med utsläppsrätter för växthusgaser. Syftet med direktivet är att, på ett kostnadseffektivt sätt, bidra till unionens klimatmål och åtagande enligt Kyotoprotokollet.

Vidare beslutade EU-rådet den 27 oktober 2003, efter nära tio års arbete, om en ökad harmonisering av energibeskattningen i form av ett energiskattedirektiv. Direktivet, som innehåller ett gemensamt regelverk för beskattning av inte bara oljor utan även el, kol och naturgas, trädde kraft den 1 januari 2004. En harmoniserad ram skapas härmed för energibeskattningen för alla fossila bränslen och el. Energiskattedirektivet bidrar därför till en ökad konkurrensneutralitet för svenska företag som verkar inom EU.

Implementering av det nya EU-direktivet i svensk lagstiftning

För att anpassa det svenska regelverket till det reviderade elmarknadsdirektivet krävs vissa förändringar i svensk lagstiftning. Regeringen tillsatte därför i februari 2003 en särskild utredare med uppdrag att se över behovet av förändringar av lagstiftningen på elmarknaden (Dir 2003:22). Utredningen lämnade sitt delbetänkande i december 2003, ”El- och naturgasmarknaderna - europeisk harmonisering” (SOU 2003:113).

I betänkandet lämnades förslag på ett flertal författningsändringar som krävs i ellagstiftningen för att införliva direktivet i svensk lagstiftning. Bland annat föreslår utredningen att det införs krav att elleverantörer på eller i samband med fakturor och i reklam som riktar till elanvändare lämnar uppgift om ursprunget av den el som säljs. Uppgifterna ska baseras på föregående års genomsnittliga bränslesammansättning. I samband med detta ska elleverantören också lämna uppgift om den miljöpåverkan i form av koldioxid- och radioaktivt utsläpp som föregående års genomsnittliga bränslesammansättning har givit upphov till, genom hänvisning till befintliga källor.

När det gäller utformningen av nätavgifter för överföring av el föreslår utredningen att nätkoncessionsinnehavaren särskilt ska beakta antalet anslutningspunkter, anslutningspunkternas geografiska läge, mängden överförd energi, abonnerad effekt och

kostnaderna för överliggande nät samt kvaliteten på överförd el. Vidare föreslås i betänkandet att nätkoncessionsinnehavaren vid utformningen av en engångsavgift för anslutning särskilt ska beakta var en anslutning är belägen och vilken avtalad effekt anslutningen har.

Utredningen föreslår vidare att villkor för tillhandahållandet av balanstjänster ska vara objektiva, icke-diskriminerande samt avspegla verkliga kostnader. Tillhandahållandet av dessa balanstjänster ska i förväg godkännas av nätmyndigheten.

För att tydliggöra åtskillnaden mellan nät och produktion av och handel med el föreslår utredningen att en styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare i ett nätföretag inte får vara styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare i en juridisk person som bedriver produktion av eller handel med el.

Utredningen har under 2004 fortsatt arbetet med att ge förslag till förändringar för att det svenska regelverket ska kunna anpassas till det reviderade elmarknadsdirektivet. Denna etapp av utredningen kommer bland annat att behandla frågor som den nordiska elbörsens funktion, kärnkraften och konkurrensen på elmarknaden. Den 14 september 2004 ska utredningen presentera ett betänkande.

Kärnkraftsfrågan

Parallellt med dessa internationella drivkrafter har svenska energipolitiska beslut haft stor vikt för utvecklingen av den svenska elmarknaden. En av dessa debatter rör kärnkraftsfrågan.

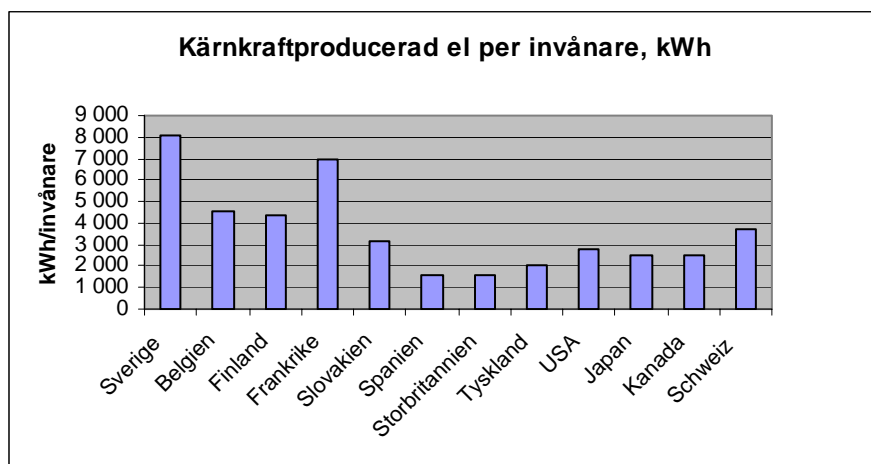
Kärnkraft står ett normalår för ungefär 40 procent av all elproduktion i Sverige. När det gäller kärnkraftproducerad el per invånare står Sverige i en särställning internationellt, se figur 1.

I den energipolitiska överenskommelsen från 1997 beslutades att Barsebäck 2 skulle stängas senast 2001. En rad villkor sattes dock upp för stängningen, bland annat fick stängningen inte medföra påtaglig negativ påverkan på effekthalansen, tillgången till el för industrin, elpriset eller klimatet och miljön.

I mars 2003 prövade regeringen för tredje gången frågan om en stängning av Barsebäck 2. Regeringen valde att inte stänga den andra reaktorn i Barsebäck och beslutade vidare att frågan bör hanteras tillsammans med förhandlingarna om de övriga 10 kvarvarande reaktorerna och frågan om energiomställningen i sin helhet.

Regeringen utsåg i juni 2002 en särskild förhandlingsman till att för statens del genomföra överläggningar med industrin i syfte att förbereda en överenskommelse om en långsiktigt hållbar politik för den fortsatta omställningen av energisystemet. Utgångspunkten för överläggningarna om kärnkraften har varit den så kallade ”tyska modellen”. Den innebär att kärnkraftindustrin får ett produktionstak för hur mycket el som sammanlagt över tiden får produceras vid alla kärnkraftverk. Sedan väljer industrin själv i vilken ordning reaktorerna ska läggas ner. En total avveckling av kärnkraften förväntas då ta 30 till 40 år.

Om parterna i förhandlingen inte kommer överens om en avvecklingsplan kan regeringen besluta om stängning av reaktorn med stöd av lagen om kärnkraftens avveckling (lag 1997:1320). Lagen ger regeringen rätt att besluta att rätten att driva en kärnkraftreaktor ska upphöra vid den tidpunkt som regeringen bestämmer.



Figur 1: Svensk kärnkraftproducerad el per invånare i jämförelse med andra länder
Källa: Electricity Information 2003, IEA

Styrmedel

I dag sker det stora förändringar av de styrmedel som nyttjas i Sverige. Från att tidigare ha använt främst skatter och investeringsstöd övergår nu styrmedlen till ett mer marknadsanpassat system. Detta illustreras väl av det elcertifikatsystem som introducerades i Sverige 2003 och av EU:s system för handel med utsläppsrätter som ska införas den 1 januari 2005.

För att undvika att konkurrens mellan länderna inom Norden och EU snedvrids är det viktigt att samtliga styrmedel är internationellt harmoniserade. Nedan ges en redovisning av de styrmedel som påverkar elförsörjningen i Sverige.

Skatter och avgifter

1990 inleddes en grön skatteväxling i Sverige. Detta innebär att skatter på energi höjdes och att inkomsterna från detta användes till att sänka skatter på arbete. 2001 inleddes ett nytt skatteväxlingsprogram som under en tioårsperiod kommer att omfatta sammanlagt 30 miljarder kronor. Skatteväxlingen under 2003 omfattade 2,6 miljarder kronor.

Syftet med skatteväxlingen är att uppnå miljömålen genom en ökad miljöstyrning via skattesystemet. Framför allt är det koldioxidskatten som har ökat av de miljörelaterade skatterna. Mellan den 1 januari 2001 och den 1 januari 2003 fördubblades koldioxidskatten. Samtidigt som koldioxidskatten har höjts har även elskatten ökat. Detta för att inte relativpriset på el ska sjunka för mycket och medföra att

elanvändningen ökar.

FAKTA SKATTER SOM RÖR ELFÖRSÖRJNINGEN I SVERIGE

I Sverige tas skatter och avgifter ut dels vid produktion av el, dels vid konsumtion av el. Skatter och avgifter på produktionssidan inkluderar inkomstskatt, fastighetsskatt, skatter och avgifter på bränslen och utsläpp till atmosfären samt skatt på termisk effekt i kärnreaktorer. Skatter på bränslen varierar beroende på om bränslet används för uppvärmning eller som drivmedel samt om det används i hushåll, industrin eller energisektorn. Skatter på konsumtionssidan inkluderar i huvudsak energiskatt på el och tillhörande moms, men också avgifter för bland annat myndigheters finansiering.

Skillnaden mellan skatter och avgifter i Sverige är att pengar som staten tar in via skatter går utan åtskillnad in i statskassan oavsett om de är motiverade av styrningsskäl eller intäktsskäl, medan pengar som staten tar in via avgifter är öronmärkta för särskild användning. Avgifter ger således ingen nettoinkomst till statskassan.

Skatter och avgifter på produktionsnivå i Sverige

Elproduktion som baseras på förbränning beläggs med svavelskatt och kväveoxidavgift. Svavelskatten betalas för utsläpp av svaveldioxid vid användning av fossila bränslen eller torv och uppgår till 30 kronor per kg utsläpp på fasta och gasformiga bränslen och med 27 kronor per kubikmeter för varje tiondels viktprocent i flytande bränslen. Kväveoxidavgiften, som uppgår till 40 kronor per kilo utsläppta kväveoxider från anläggningar med en årlig energiproduktion om minst 25 GWh, återbetas till de avgiftsskyldiga i proportion till deras andel av den sammanlagda nyttiggjorda energiproduktionen. Återbetalningssystemets utformning gör det intressant för de avgiftspliktiga att minimera kväveoxidutsläppen per energienhet.

Från och med den 1 januari 2004 får kraftvärmeproducenter göra avdrag för hela energiskatten och för 79 procent av koldioxidskatten för bränslen som förbrukas för värmeproduktion i kraftvärmeverk. Tidigare fick avdrag endast göras för halva energiskatten medan koldioxidskatten betalades fullt ut. En förutsättning för avdraget är att el- och värmeproduktion sker integrerat och samtidigt, dvs. att produktionen sker i en sammanhållen process och att förhållandena vid varje tillfälle är avgörande.

En bolagsskatt på 28 procent av resultatet före skatt och en fastighetsskatt på 0,5 procent av fastigheternas taxeringsvärde utgår i Sverige för alla företag.

Kärnkraftsproducenter belastas med en effektskatt på 5 514 kronor per MW för den termiska effekten i reaktorn. Effektskatten motsvarar i genomsnitt 2,7 öre per kWh och utgår oavsett om el produceras eller inte. Syftet med effektskatten är att påskynda en marknadsmässig avveckling av kärnkraften. Någon liknande skatt finns inte i andra länder. Vidare tas 0,15 öre per levererad kWh ut enligt den så kallade Studsvikslagen (lag 1988:1597) och i genomsnitt 0,6 öre per kWh enligt lagen om finansiering av framtida utgifter för använt kärnbränsle (lag 1992:1537).

Skatter och avgifter på produktionsnivå i Norden

Även om förutsättningarna för elmarknaden blir mer och mer likartade i de nordiska länderna finns det fortfarande skillnader när det gäller skatter som rör elförsörjningen. Detta är emellertid inte oväntat med tanke på de skillnader som råder mellan respektive länders elproduktionssystem.

Skatt på bränslen betalas, förutom i Sverige, även i Danmark där svavelskatt och koldioxidskatt utgår. I Norge präglas skatten på produktionsnivå av den omfattande vattenkraftproduktionen, och inkluderar bland annat en produktionsberoende koncessionsavgift samt en produktionsberoende naturresurskatt. I Finland är beskattningen inom elförsörjningsområdet koncentrerad till förbrukningen av el. Det finns inga produktionsberoende skatter vid elproduktion. De finländska kärnreaktorerna beläggs, i motsats till de svenska, inte med någon effektskatt. I alla nordiska länder utgår fastighetsskatt och inkomstskatt för elförsörjningsföretag. Storleken på inkomstskatten varierar från 28 till 32 procent på resultatet före skatt.

Skatter och avgifter på konsumtionsnivå i Sverige

Vid konsumtion av el för hushållskunder utgår energiskatt från den 1 januari 2004 med 18,1 öre per kWh i norra Sverige och 24,1 öre per kWh i övriga delar av landet. Detta är en ökning med 1,3 respektive 1,4 öre per kWh från 2003. För el som förbrukas i elpannor större än 2 MW är energiskatten under vinterhalvåret (1/11-31/3) 20,5 öre per kWh i norra Sverige och 24,1 öre per kWh i övriga delar av landet. I de allra flesta fall är det elleverantören som fungerar som uppbördsman, dvs. är den skattskyldige som tar ut skatten från konsumenterna via elräkningarna och betalar in den till staten. Elförbrukning i industriell verksamhet i tillverkningsprocessen beläggs inte med någon energiskatt.

Elskatten justeras sedan 1994 årligen enligt konsumentprisindex. Moms på elenergi uppgår till 25 procent och läggs på elpriset.

	1996 - 1 jan	1997 - 1 jan	1998 - 1 jan	1999 - 1 jan	2000 - 1 jan	2001 - 1 jan	2002 - 1 jan	2003 - 1 jan	2004 - 1 jan
Norra Sverige									
El, gas-, värme och vattenförsörjning	4,3	7,4	9,6	9,5	10,6	12,5	14	14	18,1
Industriell verksamhet	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Övriga användare	4,3	7,4	9,6	9,5	10,6	12,5	14	14	18,1
Övriga Sverige									
El, gas-, värme och vattenförsörjning	7,5	10,7	12,9	12,8	13,9	15,8	17,4	17,4	21,5
Industriell verksamhet	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Övriga användare	9,7	13,8	15,2	15,1	16,2	18,1	19,8	19,8	24,1

Tabell 1: Elskatter i konsumentledet i Sverige, öre per kWh

Källa: Skattemyndigheten

Skatter och avgifter på konsumtionsnivå i övriga Norden

Skatt på konsumtionsnivå utgår i samtliga nordiska länder genom elskatt eller elavgift samt moms. I Danmark utgår dessutom en nettokoldioxidavgift. Vidare är förbrukarna i Danmark förpliktigade att köpa en viss andel av sin förbrukning som prioriterad el (vindkraft och naturgasbaserad kraftvärme). Priset för denna elkraft ingår i tariffen och betraktas som en skatt för elkonsumenterna och ett stöd för elproducenterna.

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Hushåll	61,8	6,3	10,3	24,1
Industri	0	3,9	0	0
Moms	25	22	24	25
Övrig	69,8			
CO2 avgift	12,3			

Tabell 2: Elskatter i de nordiska länderna den 1 januari 2004, öre per kWh

¹ Elvärmekunder med en förbrukning över 4 000 kWh per år

Anm: Skatterna är angivna i svensk valuta där respektive lands valuta har beräknats utifrån mittkurser 2004 (jan-april) från Riksbanken.

Källa: www.finlex.fi, www.retsinfo.dk, www.skm.dk, www.skatteverket.se

Utsläppshandel

Den 13 oktober 2003 antog EU ett nytt direktiv (2003/87/EEG) om handel med utsläppsrätter för växthusgaser. Av direktivet följer att handel med utsläppsrätter, som inledningsvis ska omfatta endast koldioxid, ska starta 2005. Denna första handelsperiod ska avslutas 2007 och är en försöksperiod före perioden 2008-2012 då EU har ett åtagande om utsläppsbegränsningar enligt Kyotoprotokollet.

FAKTA UTSLÄPPSHANDEL

Kyotoprotokollet är en överenskommelse mellan ett stort antal länder att minska utsläppen av växthusgaser.

Kyotoprotokollet har försetts med tre så kallade flexibla mekanismer, varav en av dessa är handel med utsläppsrätter. De övriga två mekanismerna är projektbaserade och benämns *mekanismen för ren utveckling* samt *gemensamt genomförande*. Syftet med dessa mekanismer är att öka kostnadseffektiviteten i klimatåtgärder. Ett land som bekostar utsläppsminskningar i ett annat land kan räkna in denna minskning i det egna landets utsläppsminskning.

Med ett utsläppshandelssystem sätts ett tak på utsläppen. Genom handeln uppstår det ett pris på koldioxid på marknaden. Om utsläppsrätterna blir en knapp vara i en välfungerande marknad, kommer priset på utsläppsrätten motsvara marginalkostnaden för att minska ytterligare ett ton koldioxid i systemet. En aktör vars kostnader att minska utsläppen är högre än marknadspriset på utsläppsrätter väljer att köpa utsläppsrätten på marknaden istället för att genomföra den ”dyra” åtgärden. En aktör vars kostnad för att minska utsläppen understiger marknadspriset väljer att minska sina utsläpp och sälja ett eventuellt överskott av utsläppsrätter på marknaden.

Med ett utsläppshandelssystem vet man i förväg taket på utsläppen men inte kostnaden för att utföra minskningarna. Med en koldioxidskatt vet man kostnaden för att minska utsläppen men inte den slutliga utsläppsnivån.

Syftet med direktivet är att, på ett kostnadseffektivt och samhällsekonomiskt effektivt sätt, bidra till ett fullgörande av unionens åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Enligt detta ska utsläppen av växthusgaser minska med åtta procent fram till perioden 2008-2012 jämfört med utsläppen 1990.

Den 15 april 2004 presenterade regeringen förslag till lagstiftning i propositionen, ”Handel med utsläppsrätter I” (prop. 2003/2004:132). Den föreslagna lagen innebär att införandet av ett handelssystem för utsläppsrätter avseende koldioxid för en handelsperiod för i första hand åren 2005-2007 påbörjas. En verksamhetsutövare som omfattas av den föreslagna lagen måste senast den 1 januari 2005 inneha tillstånd till att släppa ut koldioxid. Utsläppsrätterna kommer att utfärdas efter ansökan om tilldelning för de verksamheter som har tillstånd för att släppa ut koldioxid och som därmed ingår i den så kallade handlande sektorn.

I april 2004 lämnade regeringen Sveriges nationella fördelningsplan för utsläppsrätter av koldioxid till EU-kommissionen för granskning. Taket för koldioxidutsläppen för de ca 500 anläggningar inom energisektorn och energiintensiv industri i Sverige sattes i fördelningsplanen till 22,9 miljoner ton koldioxid per år. I planen föreslår regeringen att den energiintensiva¹ industrin ska tilldelas rätter som motsvarar deras genomsnittliga utsläpp mellan 1998-2001. Energisektorn, däremot, får en tilldelning motsvarande 80 procent jämfört med 1998-2001. Anledningen är att energisektorn förväntas ha mindre svårigheter att sänka sina utsläpp och att den till skillnad från andra sektorer inte är utsatt för konkurrens utanför EU. Planen möjliggör också tilldelning för produktionsökningar och för nya anläggningar som kommer till efter den 31 mars 2004.

¹ Dvs. förbränningsanläggningar med en installerad effekt över 20 MW, oljeraffinaderier, anläggningar som producerar och bearbetar järn, stål, glas och glasfiber, cement och keramik, samt anläggningar som producerar papper och pappersmassa enligt de kapacitetsgränser som anges i direktivets bilaga I

FAKTA TIDPLAN FÖR INFÖRANDE AV EU:S HANDELSSYSTEM

EU:s handelssystem genomförs i etapper och i enlighet med en tidsplan som till vissa delar är gemensam för alla EU:s medlemsländer. Fortfarande råder dock osäkerheter om exakta tidpunkter för genomförandet i Sverige. Tidplanen kan därför komma att justeras efter hand.

våren 2004	Regeringen lämnar en nationell fördelningsplan till EU-kommissionen. Beslut om preliminär tilldelning till enskilda anläggningar framgår. Förslag till lag om införande av utsläppshandel (proposition 2003/2004:131) läggs fram.
1 augusti 2004	Lag om utsläppshandel beräknas träda i kraft. Dags för ansökan om tillstånd till utsläpp samt ansökan om tilldelning av utsläppsrätter.
aug-sept 2004	Beslut om anläggningars tilldelning bereds av ett råd bestående av representanter från Naturvårdsverket, Energimyndigheten och NUTEK. Beslut om individuell tilldelning fattas av Naturvårdsverket senast den 30 september 2004. Verksamhetsutövare som i god tid dessförinnan ansökt om tilldelning, får beslut senast den 30 september. Register upprättat vid Energimyndigheten. Här ska alla utsläppsrätter registreras och alla transaktioner genomföras. Det svenska registret kommer att sitta ihop med övriga nationella register inom EU.
aug-dec 2004	Beslut om tillstånd för att få släppa ut koldioxid gällande enskilda anläggningar. Beslut meddelas av länsstyrelsen i berörd region.
hösten 2004	Ny proposition om lag för hela handelssystemet inklusive registret.
1 januari 2005	EU:s handelssystem startar.
28 februari 2005	Sista dag för utfärdande av utsläppsrätter till enskilda aktörer inom den handlande sektorn i Sverige.

Taket för de svenska utsläppen, som anges i den nationella fördelningsplanen, kommer under våren och sommaren 2004 att granskas av den Europeiska kommissionen. Sista dag för Kommissionen att lämna synpunkter på den svenska planen är den 22 juli.

Stöd

För att stimulera användningen av förnybara energikällor har olika typer av stöd använts. Fram till och med 2002 utbetalades investeringsstöd som en stimulansåtgärd för produktion av el från förnybara källor. Stödet utbetalades till biobränsleeldad kraftvärme, vindkraft och småskalig vattenkraft. El producerad i alla slags anläggningar med en effekt mindre än 1 500 kW erhöll ett särskilt bidrag på 9 öre per kWh.

Statens stöd till elproduktion från förnybara energikällor ersattes från och med den 1 maj 2003 med ett elcertifikatsystem. Syftet med certifikatsystemet är att öka andelen elproduktion från förnybara energislager, se vidare i avsnittet Elcertifikat.

Miljöbonusen till vindkraften kvarstår men kommer successivt att trappas ned för att 2009 vara helt ersatt med stödet från elcertifikatsystemet. Miljöbonusen innebär under

2004 ett stöd på 12 öre per kWh producerad el i landbaserade vindkraftverk och 17 öre per kWh producerade el i havsbaserade vindkraftverk.

Från och med den 1 april 2004 är torv elcertifikatberättigat i godkända kraftvärmeanläggningar. Klassningen av torv som fossilt bränsle förändrar torvens situation i det svenska energisystemet.²

Stödsystem i övriga Norden

Stöden skiljer sig åt mellan de nordiska länderna och varierar i dagsläget mellan olika tekniker. Formerna för de statliga stöd till el från förnybara energikällor ses över i flera länder.

Samtliga länder har någon form av stöd till förnybar elproduktion, antingen i form av investeringsbidrag eller i form av driftbidrag. I Danmark har de stora statliga bidragen till elproduktion baserad på vindkraft och biomassa upphört och ersatts med konsumentavgifter. Avsikten är att detta i framtiden ska ersättas med gröna elcertifikat. I Danmark subventioneras även naturgasbaserad el genom statliga produktionsbidrag och investeringsbidrag.

Elcertifikat

FAKTA ELCERTIFIKAT

Elcertifikat är ett marknadsbaserat stöd inom energisektorn som ska stimulera förnybar elproduktion. Elcertifikatsystemet syftar till att öka mängden el som produceras med hjälp av sol, vind, vatten och biobränsle. Från 2002 till 2010 ska andelen förnybar el öka med 10 TWh. I elcertifikatsystemet får producenter av el från förnybara energikällor ett elcertifikat av staten för varje MWh el de producerar. Den el som produceras vid anläggningen säljs som vanlig el och producenten får en intäkt från elförsäljningen. Utöver detta kan också elcertifikatet säljas som en finansiell tillgång och därigenom får elproducenten ytterligare en intäkt. På detta sätt blir elproduktion baserad på förnybara energikällor mer lönsam.

Elcertifikat infördes som stödsystem för förnybar elenergi den 1 maj 2003. Det är ett marknadsbaserat stödsystem, där priset på elcertifikaten (stödet) inte fastställs på förhand, utan är ett resultat av förhållandet mellan utbud och efterfrågan på elcertifikatmarknaden. Målet med systemet är att öka andelen ny förnybar el med 10 TWh jämfört med 2002 års nivå fram till 2010. Systemet innebär att producenter av el från förnybara energikällor får elcertifikat av staten i proportion till hur mycket el som producerats i anläggningen. Varje producerad MWh el ger ett certifikat som producenten kan sälja vid sidan av den el som produceras. Systemet medför därigenom att en innehavare av en elproduktionsanläggning som använder förnybara energikällor får intäkter från både sin elförsäljning och sin försäljning av elcertifikat. Detta innebär att elproduktion baserad på förnybara energikällor blir mer lönsam för producenterna. Elproduktion från vindkraft, solenergi, torv, vissa biobränslen samt i huvudsak småskalig vattenkraftsproduktion kan erhålla elcertifikat.

² Regeringen följde Näringsutskottets linje och rekommenderade att torven beviljades elcertifikat av miljöskäl.

Liknande stödsystem finns även i andra länder som till exempel Belgien, Storbritannien, Italien, Australien och USA. I dagsläget omfattar det svenska elcertifikatsystemet endast el producerad i Sverige. Regeringen (prop. 2002/2003:40) har dock uttryckt sin avsikt att elcertifikat ska kunna handlas internationellt i framtiden. För närvarande planerar Norge att införa ett elcertifikatsystem och diskussioner pågår med Sverige om formerna för elcertifikathandel mellan länderna.

För att skapa efterfrågan på elcertifikat är det obligatoriskt för elanvändare (med vissa undantag) att köpa en viss mängd elcertifikat i förhållande till sin elanvändning, så kallad kvotplikt. Under 2003 uppgick kvotplikten till 7,4 procent av den el som användes från 1 maj till 31 december. Denna kvotplikt ökas successivt fram till 2010 då den är 16,9 procent på årsbasis. Kvotperioden följer kalenderåret och de kvotpliktiga måste senast den 31 mars varje år annullera (lösa in) elcertifikat motsvarande kvotplikten. Den som inte fullgör sin kvotplikt måste istället betala en kvotpliktsavgift till staten. Kvotpliktsavgiften uppgår till 150 procent av det volymvägda medelvärdet av elcertifikatpriset under perioden från och med den 1 april föregående år till och med den 31 mars påföljande år. För elcertifikat som annulleras 2004 och 2005 tas kvotpliktsavgift ut med högst 175 kronor respektive 240 kronor per uteblivet elcertifikat. Elcertifikaten har obegränsad livslängd och får fritt sparas mellan kvotperioder.

Elleverantörerna är skyldiga att hantera elcertifikatsystemet och kvotplikten åt sina kunder såvida inte kunden anmäler sig som frivilligt kvotpliktig. Elleverantören har rätt att ta ut kostnaden för den tjänst det innebär att hantera kvotplikten åt elanvändaren. När leverantören fakturerar användaren för dennes förbrukning av el, måste en särskild uppgift lämnas om vad denna tjänst kostar, så kallad elcertifikatpris. Elcertifikatpris beror på det pris till vilket elleverantören förvärvat sina elcertifikat och förväntningar därom, samt på de administrativa kostnader respektive leverantör har för att hantera kundernas kvotplikt. Därför varierar elcertifikatpriset mellan olika elleverantörer. För tillfället ligger leverantörernas elcertifikatpriser i intervallet 2 till 4 öre per kWh förbrukad el (inklusive moms).

Över 7 miljoner elcertifikat utfärdades under perioden maj 2003 till och med mars 2004. Under 2003 utfärdades elcertifikat motsvarande 5,5 miljoner elcertifikat. Dessa elcertifikat kom från cirka 1 700 anläggningar. Den största andelen elcertifikat utfärdades för biobränslebaserad elproduktion; cirka 74 procent av elcertifikaten kommer från biobränslebaserad produktion, för vattenkraft och vindkraft är motsvarande andelar 18 respektive 8 procent. Kvotplikten för 2003 uppgick till cirka 4,4 miljoner elcertifikat. De kvotpliktiga löste in nästan 3,5 miljoner elcertifikat vilket ger en kvotpliktsuppfyllnad på ungefär 79 procent (se tabell 3). Det genomsnittliga priset på elcertifikat uppgick under perioden till 216 kronor.

Vägt medelpris	216 kr
Utfärdade elcertifikat	7 214 927 st
Kvotplikt 2003	4 430 984 st
Annulerade elcertifikat:	3 489 984 st
Kvotpliktsuppfyllnad 2003:	79%

Tabell 3: Marknadsstatistik för elcertifikatsystemet under perioden maj 2003 till och med mars 2004

Källa: Svenska kraftnät och Energimyndigheten

De kunder och elleverantörer som inte fullgjort sin kvotplikt under 2003 måste betala en kvotpliktsavgift på 175 kronor per uteblivet elcertifikat till staten.

Elsystem

El kan inte lagras och måste därför produceras och förbrukas momentant. Produktionen och förbrukningen av el måste därför vid varje tidpunkt vara i jämvikt. Processen kallas på fackspråk för balansreglering. I avsnittet beskrivs elsystemets komponenter och hur balansreglering fungerar i praktiken.

Elproduktion

Elproduktionen i Sverige baseras huvudsakligen på vattenkraft och kärnkraft. 2003 svarade vattenkraften för 40 och kärnkraften för 50 procent av den svenska elproduktionen. Den fossil- och biobränslebaserade produktionen svarade för 10 procent. Den totala elproduktionen uppgick till 132 TWh vilket är 11 TWh lägre än 2002 och 25 TWh lägre än 2001. Den låga elproduktionen kan till stor del förklaras av den låga tillrinningen till de svenska vattenmagasinen. Vidare var elproduktionen i de svenska kärnkraftverken relativt låg under 2003. Detta berodde på att flera reaktorer var avställda under hösten, dels för revision, dels på grund av tekniska problem.

Elproduktionen varierar med elanvändningen, vilket innebär att produktionen är hög under vintern och låg under sommaren. Underhåll av kärnkraftsanläggningarna planeras till sommaren då efterfrågan på el är som lägst. Under våren och sommaren fylls vattenmagasinen och det magasinerade vattnet utnyttjas sedan under vintern fram till vårfloden.

Elproduktion i Sverige	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Produktion	141,7	136,6	145,3	154,7	151,0	142,0	157,7	143,2	132,3
Vattenkraft	71,4	51,2	68,2	73,8	70,9	77,8	78,4	65,8	52,8
Vindkraft	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6
Kärnkraft	65,2	71,4	66,9	70,5	70,2	54,8	69,2	65,6	65,5
Övrig värmekraft	5,1	14,0	10,0	10,1	9,5	8,9	9,6	11,3	13,5
varav: kraftvärme i industrin	2,6	4,0	4,2	4,0	3,9	4,2	3,9	4,6	5,2
Kraftvärme i fjärrvärmenäten	2,4	7,1	5,6	6,0	5,6	4,7	5,6	6,3	7,6
Kondenskraft	0,0	2,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,6
Gasturbiner	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Användning	139,9	142,7	142,6	144,0	143,5	146,6	150,4	148,6	145,1
varav distr. Förluster	9,1	10,2	10,7	10,9	10,6	11,1	11,9	11,8	10,9
Import-export	-1,8	6,1	-2,7	-10,7	-7,5	4,7	-7,3	5,4	12,8

Tabell 4: Elproduktion i Sverige åren 1990, 1996-2003, TWh

¹ Nettoproduktionen exklusive egenanvändning

² För 1990 innehåller import och export även en statistisk restpost

³ Uppgifterna för 2002 och 2003 baseras på preliminär statistik

Anm: Pga. Avrundning överensstämmer totalsumman inte alltid med summan av delposterna

Källa: SCB EN 20

Elproduktion i Danmark, Norge och Finland

Elproduktionen i Norden baseras huvudsakligen på vattenkraft, kärnkraft och konventionell värmekraft. Vidare finns en mindre mängd oljekondenskraft, gasturbiner samt vindkraft. Danmarks elproduktion baseras till största delen på förbränning av kol och naturgas i kraftvärmeverk och kondenskraftverk. Danmark har också satsat på en kraftig utbyggnad av vindkraften. Det finländska elproduktionssystemet baseras på

konventionell värmekraft, kärnkraft och vattenkraft. I Norge baseras nästan all elproduktion på vattenkraft.

Norge	
Elproduktion	107,2
Nettoimport	7,9
Elanvändning per inv.	25 193
Sverige	
Elproduktion	132,6
Nettoimport	12,9
Elanvändning per inv.	16 207
Danmark	
Elproduktion	43,6
Nettoexport	8,5
Elanvändning per inv.	6 536
Finland	
Elproduktion	79,9
Nettoimport	4,8
Elanvändning per inv.	16 226

Figur 2: Elproduktion i de nordiska länderna, TWh och elanvändning per invånare år 2003, kWh per invånare – Karta med cirkeldiagram

Källa: Nord Pool

Elanvändning

I Sverige har elanvändningen sedan början av 1970-talet ökat med närmare 3 procent per år. Ökningen var kraftig under 1970-talet, därefter har ökningstakten dämpats. Under perioden 1990–2001 steg den faktiska elanvändningen med 7,6 procent totalt, men om elanvändningen temperaturkorrigeras blir ökningen 5,8 procent under perioden. Sektorn bostäder, service m m stod 2003 för hälften av den totala elanvändningen, medan industrins andel var något mindre än 40 procent.

Elanvändning i Sverige	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Industri	53,0	51,5	52,7	53,9	54,5	56,9	56,2	55,7	54,9
Bostäder, service mm	65,0	71,6	69,6	69,9	69,1	69,0	73,1	72,5	72,3
varav elvärme	25,8	27,3	26,1	23,9	21,5	21,4	22,2	22,1	22,1
hushållsel	17,9	19,3	18,6	19,4	16,9	17,7	19,2	19,5	19,5
driftel	21,3	25,0	24,9	26,7	30,7	29,9	31,7	31,0	30,7
Transporter	2,5	3,1	3,0	2,8	3,0	3,2	2,9	2,9	2,8
Fjärrvärme, raffinaderier	10,3	6,3	6,8	6,6	6,3	6,5	6,3	5,7	4,2
Distributionsförluster	9,1	10,2	10,7	10,9	10,6	11,1	11,9	11,8	10,9
Total användning netto	139,9	142,7	142,6	144,0	143,5	146,6	150,4	148,6	145,1
Total användning netto, temperaturkorrigerad	143,1	141,7	143,3	145,0	144,8	149,5	151,3	149,7	145,6

Tabell 5: Elanvändning åren 1990, 1996-2003, TWh

¹ Uppgifterna för 2002 och 2003 baseras på preliminär statistik

Anm: Observera att hushållsel och elvärme för 2003 har antagits vara desamma som för 2002 eftersom statistiken för små hus, flerbostadshus och lokaler kommer först sommaren 2004.

Källa: SCB EN 20

Elanvändning i Danmark, Norge och Finland

Elanvändningen har ökat samtliga nordiska länder mellan 1990 och 2002. Störst ökning noteras i Finland med i genomsnitt 2,6 procent årligen sedan 1990.

I Norge och Finland står industrisektorn för en stor andel, 42 respektive 55 procent av den totala elanvändningen. Detta beror på att Norge och Finland, i likhet med Sverige, har en stor andel energiintensiv industri. I Danmark, som har en stor jordbrukssektor, används en större del i bostads- och servicesektorn.

Sett i ett internationellt perspektiv har alla nordiska länder utom Danmark en relativt hög genomsnittlig elanvändning per invånare. Viktiga orsaker är en stor andel elintensiv industri och det jämförelsevis kyliga klimatet.

Överföring av el

Det dominerande kraftflödet i Sverige går från norr till söder. Nätet har till stor del byggts för att kunna föra ner vattenkraft från Norrland till Mellan- och Sydsverige, där elförbrukningen är stor.

Överföringen av el från kraftstationerna till förbrukarna sker på ledningsnät. Nätet indelas i tre nivåer: stamnät, regionnät och lokalnät. Stamnätet utgörs av ca 15 000 km 220 kV- och 400 kV-ledningar och omfattar huvuddelen av förbindelserna med grannländerna. De regionala näten, normalt på spänningsnivåerna 70–130 kV och i vissa fall på 220 kV, transporterar el från stamnätet till lokalnäten och ibland till elanvändare med hög förbrukning, exempelvis större industrier. Från de lokala näten, normalt högst 20 kV, transformeras kraften inom distributionsområdena till den normala hushållsspänningen 400/230 volt.

Balanstjänst

I varje land finns en *systemoperatör* som har till uppgift att upprätthålla balansen i nätet. Genom att kontinuerligt mäta frekvensen kan systemoperatören avgöra om nätet är i balans eller inte. Är förbrukningen större än produktionen sjunker frekvensen och är förbrukningen mindre än produktionen ökar frekvensen. Genom att öka eller minska produktionen regleras frekvensen till tillåten nivå 50 Hz (0,1 Hz). Balanshållningen är en mycket komplicerad process. Förbrukningen ändras från sekund till sekund. Systemoperatören har därför ett antal företag till sin hjälp för att mäta och upprätthålla balans i elnätet.

Balanstjänsten är i dag uppdelad i tre ansvarsnivåer med olika ansvarsfördelningar.

Den första ansvarsnivån är Svenska kraftnäts balanstjänst. Svenska kraftnät sammanställer förbrukningsprognoser och har tillgång till snabbt reglerbara produktionsanläggningar för att kunna jämna ut smärre obalanser i nätet. Balanstjänsten har också tillgång till en *störningsreserv* av snabbstartade produktionsanläggningar på drygt 1 300 MW.

Den andra ansvarsnivån är de *balansansvariga* företagen som har skrivit avtal med Svenska kraftnät om att leverera kontinuerliga förbruknings- och produktionsprognoser.

Den tredje ansvarsnivån är elleverantörerna som skrivit avtal med balansansvariga företag att hantera balansen åt dem.

Balansreglering

Svenska kraftnät sköter balansregleringen. Kontrollrummet som ligger i Råcksta utanför Stockholm är bemannat dygnet runt. Balansregleringen delas upp i primärreglering och sekundärreglering.

Primärreglering innebär en *automatisk* finjustering av den fysiska balansen i elsystemet genom att produktionen automatiskt ökas eller minskas. En nordisk överenskommelse anger hur stor reglereffekt varje land ska ha i beredskap för primärregleringen.

Sekundärreglering är en *manuell upp- eller nedreglering* av reglerobjekt och sker i form av kraftaffärer med de balansansvariga som har tillgång till produktionsanläggningar och som tecknat avtal med Svenska kraftnät om att delta i balansregleringen.

Balansansvariga som har möjlighet att ändra sin produktion under drifttimmen kan lämna bud om upp- eller nedreglering till Svenska kraftnäts balanstjänst. Buden lämnas senast 30 minuter före drifttimmens början och anger pris (kr per MWh) och kvantitet (MW). Svenska kraftnät avropar sedan buden i prisordning efter behov.

Balansavräkning

I balansavräkningen regleras kostnaderna för obalansen med det balansansvariga företagen. Underlag är den mätning av produktion och förbrukning som görs varje timme av nätägarna samt de handelsvolymerna som de balansansvariga företagen har haft. Balansavräkningarna sammanställs och faktureras halvmånadsvis.

Flaskhalsar

De stora variationerna i produktionen av vattenkraft i speciellt Norge och Sverige har medfört variationer i kraftsystemets överföringsbehov. Detta har tidvis lett till att överföringsbehovet varit större än kapaciteten i det nordiska kraftnätet.

Stamnätet i Sverige byggdes ursprungligen för att föra vattenkraft från norr till söder. I överföringsnätet finns vissa begränsande flaskhalsar, vilka kallas snitt. Snitt två, i höjd med Söderhamn, begränsar den effekt som kan överföras till mellan 6 700 och 7 000 MW mellan norra och mellersta Sverige. Överföringskapaciteten i snitt fyra, mellan mellersta och södra Sverige i höjd med Växjö, uppgår till mellan 4 000 och 4 500 MW. I figur 3 visas kraftnätet i Nordeuropa.

De nordiska ländernas stamnätsoperatörer har valt olika tillvägagångssätt för att hantera flaskhalsar i överföringen inom de enskilda länderna.

Sverige har valt att hantera interna flaskhalsarna i driftsfasen varför Sverige använder motköp för att hantera dessa. Motköp innebär att stamnätsoperatören kommer överens med aktörer på en eller båda sidor om en flaskhals att reglera produktionen så att överföringsbehovet anpassas till överföringskapaciteten i nätet. Detta kan ske genom att Svenska kraftnät beställer nedreglering av produktion på den sida om flaskhalsen där det råder överskott och det motsatta och på underskottssidan. En kraftproducent i ett överskottsområde blir kompenserad genom att köpa motsvarande volym av stamnätsoperatören. En kraftproducent i ett underskottsområde blir kompenserad för att öka sin produktion genom att sälja motsvarande volym till stamnätsoperatören. Motköp

innebär därmed att regionala uppdelningar av den inhemska elmarknaden undviks. Kostnaden för detta belastar Svenska kraftnät och ger signaler om att nätförstärkningar behövs.

Övriga Norden

Stamnätet i Norge ägs i huvudsak av *Statnett*, som har systemansvaret. Ungefär 15 procent ägs av andra aktörer. Statnett har ansvaret för drift och utbyggnad av hela stamnätet och ansvarar också för utlandsförbindelserna. Balansen mellan produktion och användning hanteras av Statnett.

I Danmark finns två systemansvariga stamnätsföretag: *Eltra*, som är ansvarig för stamnätet på Jylland och Fyn, samt *Elkraft*, som är stamnätsföretag på Själland. I likhet med övriga stamnätsföretag äger Eltra och Elkraft 400 kV-nätet och utlandsförbindelserna till Sverige och Tyskland. Eltras och Elkrafts ledningssystem är i dag inte sammankopplade med varandra men man planerar för en förbindelse.

I Finland har *Fingrid* systemansvar och äger stamnätet i Finland samt utlandsförbindelserna. Fingrid System Oy ansvarar för att elsystemet i Finland fungerar tekniskt och att driftsäkerheten upprätthålls. De sköter även balansregleringen och avräkningen samt övervakar och planerar driften i stamnätet. Varje part inom den finska elmarknaden är ansvarig för att balansen mellan elproduktion och elförbrukning kontinuerligt upprätthålls. I dag finns ett 30-tal balansansvariga företag. Villkoren för de balansansvariga regleras i avtal. Vid obalanser under drifttimmen använder sig Fingrid av balansreglering.

Mellan de nordiska länderna samt i Norge och Danmark hanteras flaskhalsar med hjälp av prisområden. Detta innebär att områdena på respektive sida om flaskhalsen prissätts var för sig så att handeln över flaskhalsen inte överstiger tillgänglig överföringskapacitet. Detta görs genom att priset i underskottsområdet ökas för att stimulera ökad produktion och lägre konsumtion. I området med överskott sänks priset för att minska produktionen och öka konsumtionen. Detta betyder att den nordiska marknaden ibland delas upp i flera prisområden. I Finland, liksom i Sverige, hanteras flaskhalsar genom motköp.



Figur 3: Karta Kraftnätet i Nordeuropa

Källa : Svenska kraftnät

Marknaden

Den svenska elmarknadsreformen genomfördes den 1 januari 1996. På den konkurrensutsatta marknaden styr utbud och efterfrågan priset.

Elmarknaden i Sverige består av elproducenter, elhandlare, nätbolag och slutanvändare. Elhandlare köper el antingen via den nordiska elbörsen Nord Pools, Elspotmarknad eller direkt från elproducenter genom egna upprättade avtal, så kallade bilaterala avtal.

På Elspotmarknaden bestäms priset på el för nästkommande dag. För längre perioder kan handel ske på Nord Pools finansiella marknad. I och med den gränsöverskridande handeln med el är Norden den geografiskt relevanta marknaden för råkraft.

FAKTA ELMARKNAD

Elleverantören säljer el på elmarknaden i konkurrens med andra leverantörer. Elleverantör är ett samlingsnamn för alla som säljer el på marknaden och innefattar både elproducenter och elhandelsföretag. Reformeringsen av elmarknaden har inneburit att alla konsumenterna fritt kan välja elleverantör samt att handeln med el ska ske i konkurrens. Nätverksamheten förblev dock ett reglerat monopol. På dagens elmarknad ska det finnas en klar skillnad mellan nätverksamhet och produktion och handel med el. Detta innebär att en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte får bedriva handel eller produktion av el.

Elmarknaden i Sverige präglas av vertikalt integrerade företag. Vertikal integration på elmarknaden innebär att ett företag kontrollerar verksamheter inom både elproduktion och elhandel. De tre stora kraftföretagen Vattenfall, Sydkraft och Fortum dominerar i dag såväl elproduktionen som elhandeln i Sverige.

Råkraftmarknaden

När elmarknaden avreglerades stod sju företag för 90 procent av elproduktionen i Sverige. I dag svarar tre företag för 86 procent. Vattenfall svarar ensam för 46 procent av elproduktionen i landet. Från ett nordiskt perspektiv svarade de tre största svenska elproducenternas marknadsandelar för ca 39 procent av den samlade nordiska produktionen. Det klart dominerande företaget var Vattenfall med en marknadsandel på 17 procent. De största elproducenterna i Sverige och Norden sammanfattas i tabell 6 och 7.

De tre största elproducenterna i Sverige är:

Vattenfall AB ansvarar för ungefär hälften av den svenska elproduktionen. Bolaget är den största elproducenten i Norden och den femte största i Europa. Under 2003 producerade Vattenfall 61,5 TWh. Den svenska marknaden är fortfarande störst för Vattenfall, men försäljningen i Finland och Norge ökar. Utanför Norden är Vattenfall även verksam i Nederländerna, Tyskland, Tjeckien, Baltikum, Polen, Sydostasien och Sydamerika.

Sydkraft AB är den andra stora svenska elproducenten. Elproduktionen i koncernens bolag uppgick 2003 till 27,1 TWh. Hösten 2003 köpte Sydkraft Gräninge, som då var Sveriges fjärde största elproduktionsbolag.

Fortums totala elproduktion i Sverige 2003 uppgick till 24,7 TWh exklusive minoritetsandelar och utarrenderad kraft. Under 2002 förvärvades resterande 50 procent av Birka Energi.

Under senare år har utländska bolag köpt betydande andelar av aktiekapitalet i svensk kraftproduktion. Mellan 1996 och 2001 ökade det utländska ägarinflytandet i svensk kraftproduktion från 13 till 40 procent. Ökningen har främst skett genom uppköp av kommunala verksamheter, som t.ex. finska Fortums övertagande av Birka Energi 2002. Vidare har Sydkraft sedan 2001 två stora ägare; tyska E.ON Energie och norska Statkraft, vilka innehar ca 55 respektive ca 45 procent av rösterna.

Sydkrafts köp av Graninge under slutet av 2003 blev ett omtalat ämne när det gäller marknadskoncentration på elproducentensidan i Sverige. Efter Sydkrafts bud på Graninge, den femte största producenten i Sverige, i slutet av augusti granskades affären av EU-kommissionen. Granskningen, som blev klar i slutet av oktober samma år, visade att uppköpet får liten effekt för konkurrensen eftersom Graninges produktionskapacitet är så liten i förhållande till Sydkrafts. Kommissionen gav därför grönt ljus till affären. En anledning till Sydkrafts intresse för Graninge är att affären skulle kunna leda till synergieffekter eftersom de båda företagens anläggningar och distribution finns nära varandra. Sammanslagningar och effektiviseringar skulle därför också kunna gynna konsumenterna genom lägre kostnader för elproduktion.

Det råder olika åsikter om hur konkurrensen på elproduktionsmarknaden fungerar. Enligt utredningen "Konkurrensen på elmarknaden" (SOU 2002:7) finns det risker för att konkurrensen är ineffektiv och att företag använder marknadsmakt för egen vinning. Utredningens bedömning är dock att konkurrensen fungerar förhållandevis väl.

	2002	2003	Andel i Sverige
Vattenfall	70,3	61,5	46,6%
Sydkraft	28,5	27,1	20,5%
Fortum	24,5	24,7	18,7%
Skellefteå	3,4	2,4	1,8%
Graninge	2,4	2,4	1,8%

Tabell 6: Sveriges största elproducenter och deras elproduktion åren 2000-2004, TWh

Källa: Svensk Energi

Anm: Beräknad på nettoproduktion

	2002	2003	Andel i Norden
Vattenfall	70,6	61,8	17,0%
Fortum	46,5	49,9	13,7%
Statkraft SF	34	32,5	9,0%
Sydkraft	28,5	27,1	7,5%
Elsam	16,205	18,019	5,0%
Pohjolan Voima OY	16,628	18	5,0%

Tabell 7: Nordens¹ största elproducenter och deras elproduktion år 2003

¹ Exklusive Island

Källa: Svensk Energi samt årsredovisningar (Statkraft.com, Pohjolanvoima.fi, Elsam.com)

FAKTA NORD POOL

Nord Pool organiserar handel med el på en fysisk och en finansiell marknad samt erbjuder clearingtjänster.

Den fysiska marknaden omfattar produkterna Elspot och Elbas. Elspot är en 24-timmars marknad för kortsiktig handel med fysiska elkontrakt. På Elspot fastställs systempriset (spotpriset) ett dygn i förväg för varje timme på dygnet. Systempriset fastställs som ett jämviktspris, baserat på de samlade köp- och säljbuden i området. Elbas är en fysisk justeringsmarknad för handel med timkontrakt i Sverige och Finland. Handel kan ske intill en timme före leverans under dygnets alla timmar.

På den finansiella marknaden kan aktörer säkra elpriset mot förändringar i spotpriset. Detta sker genom produkterna Eltermin och Eloption. På Nord Pools terminsmarknad kan aktörerna säkra elpriset med hjälp av futures och forwards för en tidsperiod på upp till fyra år. Handel kan göras på dygn-, vecko-, block-, säsongs- eller årskontrakt. Eloption är ett finansiellt instrument för riskstyrning och prissäkring av framtida intäkter och kostnader knutna till handel med elkontrakt.

Nord Pools clearingverksamhet innebär att Nord Pool Clearing går in som kontraktsmotpart i kraftkontrakt. Därigenom reduceras den finansiella risken för dem som har handlat kontrakten. För detta kräver Nord Pool Clearing en clearingavgift samt att företagen kontinuerligt deponerar en säkerhetssumma baserat på aktuell portfölj. Detta för att täcka den risk som elbörsen tar genom att agera motpart.

Den svenska marknaden för råkraft är en del av en gemensam nordisk marknad, där alla länder utom Island ingår. På den nordiska elmarknaden köps och säljs el via den nordiska elbörsen, Nord Pool. Stora delar av året är Norden ett gemensamt prisområde på Nord Pools Elspotmarknad. Under denna tid har den stora marknadskoncentrationen av svenska företag på råkraftmarknaden inte någon oroväckande effekt på konkurrensen. Detta eftersom de i ett nordiskt perspektiv inte har den marknadsmakt som skulle behövas för att störa konkurrensen.

Elnätet i Norden har dock vissa begränsningar i överföringskapaciteten, så kallade flaskhalsar. Som tidigare nämnts hanteras flaskhalsar i Sverige genom motköp. Sverige utgör ett område på Elspotmarknaden och vid händelse av flaskhalsar i driftsfasen hanteras de med motköp och delas således inte upp i flera prisområden, detsamma gäller i Finland.

I Norge hanteras flaskhalsar i överföringen genom så kallad marknadsdelning. Detta medför att marknaden i Norge delas upp i flera prisområden under perioder då överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att tillgodose marknadens önskemål om överföring av el.

Flaskhalsar i överföringen leder således till att mindre delmarknader på den nordiska elmarknaden uppstår. Detta innebär att enskilda kraftproducenter tidvis kan ha möjlighet att utöva marknadsmakt. Tillsammans med den starka koncentrationen på elmarknaden

finns då en risk att de dominerande aktörerna kan ha ett större inflytande över börspriserna än när marknaden är nordisk.

Nord Pools prisområden är Sverige, Finland, Jylland/Fyn, Själland, Oslo, Tromsö och Trondheim. Tabell 8 visar antalet timmar i procent när priset i ett Elspotområde är isolerat från alla andra områdespriser. Exempelvis kan vi se att områdespriset för Sverige aldrig var isolerat från samtliga övriga områdespriser under 2003.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Stockholm	3,2	0,6	5,5	0,0	0,1	0,0
Oslo	22,9	33,2	55,0	8,9	25,4	23,8
Tromsö	23,1	36,6	41,7	23,8	21,9	10,9
Helsingfors		4,0	15,8	0,9	5,0	29,2
Jylland/Fyn		33,8	44,8	19,1	40,1	48,9
Själland			7,2	5,4	9,3	2,0

Tabell 8 Antal timmar i procent när ett Elspotområde är isolerat från alla andra områden Källa: Nord Pool

Slutkundsmarknaden

En elkund kan ha en eller flera uttagpunkter för el. För varje uttagpunkt för el i Sverige måste det finnas en balansansvarig registrerad hos Svenska kraftnät. Den som är balansansvarig har genom avtal med Svenska kraftnät tagit på sig att planera så att tillförsel och förbrukning balanserar för de kunder han har balansansvar för. Den balansansvariga kan vara elhandlaren eller någon elhandlaren köper balanstjänsten av. Slutkunder kan också vara balansansvariga men detta är förenat med stora risker och kostnader. Slutförbrukare köper därför normalt sin el från ett företag som är etablerat i Sverige och som har avtal med Svenska kraftnät. Slutkundsmarknaden kan därför betraktas i ett nationellt perspektiv, till skillnad från råkraftmarknaden.

Antalet elhandelsföretag på den svenska slutkundsmarknaden har minskat efter avregleringen. I samband med avregleringen fanns det ca 250 elhandelsföretag i Sverige. I dag finns det ca 130 registrerade elhandelsföretag hos Svenska kraftnät.

Det har funnits flera drivkrafter för denna utveckling. Elhandelsreformen innebar nya krav och risker för den som ville handla med el. De små fristående eller kommunala företagen hade att välja mellan att i någon form gå samman med andra eller att sälja. Samtidigt fanns ett stort intresse främst från de största företagen att köpa upp mindre företag för att öka sin kundbas. Det fanns därför pengar att hämta för de ägare som sålde sina elföretag.

Många företag som av kunden uppfattas som konkurrenser kan vara knutna till varandra på olika sätt, antingen genom hel- eller delägarande eller genom olika inbördes avtalsrelationer. De tre stora kraftproducenterna (Vattenfall, Sydkraft och Fortum), tillsammans med företagen som kan kopplas till dessa, bildar tre sfärer som tillsammans bedöms stå för ca 70 procent av slutkundsförsäljningen.

Utöver att se till antalet aktörer på marknaden kan förutsättningarna för konkurrens på slutkundsmarknaden ses ur ett konsumentperspektiv. Aktiva konsumenter är en

förutsättning för en fungerande slutkundsmarknad. Under de första åren med avreglerad marknad innebar kravet på att installera en dyr timmätare ett hinder för byte av elleverantör. Sedan detta krav togs bort från den 1 november 1999 finns dock inga väsentliga hinder mot att byta leverantör. Byte kan ske den första i varje månad, och anmälan om byte måste ske minst en månad före bytesdatum. Byte kan i praktiken inte ske så länge ett tidsbegränsat avtal löper.

En Temo-undersökning som branschorganisationen Svensk Energi låtit genomföra visar att andelen konsumenter som bytt elleverantör eller omförhandlat sitt elavtal ökat från 30 procent år 2000 till 45 procent år 2003. Av dessa har 10 respektive 23 procent bytt leverantör, resterande har tecknat nytt avtal med den tidigare leverantören. Fortfarande har dock en majoritet, eller ungefär 55 procent av hushållskunderna, inte gjort ett aktivt val av elleverantör. De som byter leverantör är främst företag och andra kunder med stor elförbrukning.

Det inte är helt lätt för kunden att byta elleverantör. Ett omfattande informationsflöde måste genomföras mellan flera parter. Om inte alla uppgifter är riktiga, försenas processen och bytet kan kanske inte genomföras vid avsedd tid. Om det brister i kommunikationen mellan nätägare och elhandlare kan resultatet till exempel bli att kunden får felaktiga fakturor. Kunderna anser också att det är svårt att göra relevanta jämförelser mellan olika leverantörers erbjudanden, i synnerhet beträffande priser. Konsumenterna anser sig inte heller vara tillräckligt informerade om den avreglerade elmarknadens förutsättningar. Informationen har emellertid förbättrats. Både Konsumentverket och Energimyndigheten publicerar informationsmaterial på sina hemsidor. El- och gasmarknadsutredningen har i uppgift att föreslå förbättringar i regelverket på elmarknaden.

Elhandel på råkraftmarknaden

På den nordiska elmarknaden köps och säljs elen i konkurrens via bilaterala avtal eller via Nord Pool, den nordiska elbörsen. I dag sker ungefär 30 procent av all elhandel i Norden via Nord Pool.

Bilateral handel

Bilaterala avtal utgör inte en organiserad marknadsplats utan är mäklardriven vilket innebär att kraftmäklare erbjuder marknadsaktörerna sina tjänster. Förutom handel via mäklare omsätts även kontrakt direkt mellan aktörer på marknaden. Kontraktspriset vid bilaterala avtal är konfidentiellt och aktörerna har ingen skyldighet att offentliggöra denna information.

Nord Pool

Ungefär 30 procent av den totala handeln med råkraft sker via Nord Pool. Elpriset på Nord Pool är offentligt och publiceras dagligen. Det utgör därför en referens för den bilaterala handeln. Priset bestäms både för nästkommande dag och för längre perioder. De dagliga priserna görs upp på Elspotmarknaden. Långsiktiga överenskommelser träffas på terminsmarknaden. Genom att i förväg sätta ett önskat pris på elen kan alla inblandade lättare planera sin ekonomi, dvs. framtida intäkter och kostnader.

Fördelarna med en nordisk elbörs är att de nordiska kraftanläggningarna kan utnyttjas på ekonomiskt bästa sätt. I första hand kör man de anläggningar som är billigast i drift, vattenkraftverk och kärnkraftverk. Detta gynnar också miljön. Om mer el behövs, måste man starta de kraftanläggningar som drivs med fossila bränslen, vilket är dyrare. En annan fördel med börshandel är att transaktionskostnaderna är lägre jämfört med handel via bilaterala avtal.

Nord Pool ASA ägs till lika delar av systemoperatörerna i Norge (Statnett) och Sverige (Svenska kraftnät). Nord Pool Spot som organiserar den fysiska krafthandeln ägs till 20 procent vardera av Nord Pool ASA, Svenska kraftnät, Statnett och Fingrid. De danska systemoperatörerna Elkraft och Eltra äger vardera 10 procent av Nord Pool Spot. 2003 omsattes 31 procent av förbrukningen i Norden på Elspotmarknaden.

Nord Pools aktörer består av kraftproducenter, distributörer, industriföretag och andra slutförbrukare samt portföljförvaltare. Antalet aktörer på Nord Pools marknader var 362 i maj 2004, vilket är en ökning med 13 procent sedan samma tid 2003. Aktörerna kommer huvudsakligen från Norden, men de senaste åren har andelen utomnordiska aktörer ökat. 101 aktörer är svenska, 44 är finska, 168 är norska och 23 är danska aktörer. Övriga 26 aktörer är från 8 andra länder.

2003 var det första året i Nord Pools historia som handeln på den finansiella marknaden minskat. Handeln på den finansiella marknaden uppgick till 545 TWh under året, vilket är en minskning med 47 procent jämfört med 2002. Därutöver clearades 1 219 TWh i bilaterala standardiserade kontrakt under 2003, vilket är en minskning med ca 42 procent gentemot 2002. Att handeln på den finansiella marknaden minskade under 2003 förklaras av Nord Pool genom höga priser och marknadens volatilitet under året. Vidare kan minskningen ses som en effekt av global ekonomisk turbulens. När priser och marknadens osäkerhet ökar, tenderar marknadens aktörer att reducera sin marknadsexponering. Resultatet blev att den totala handelsvolymen minskade.

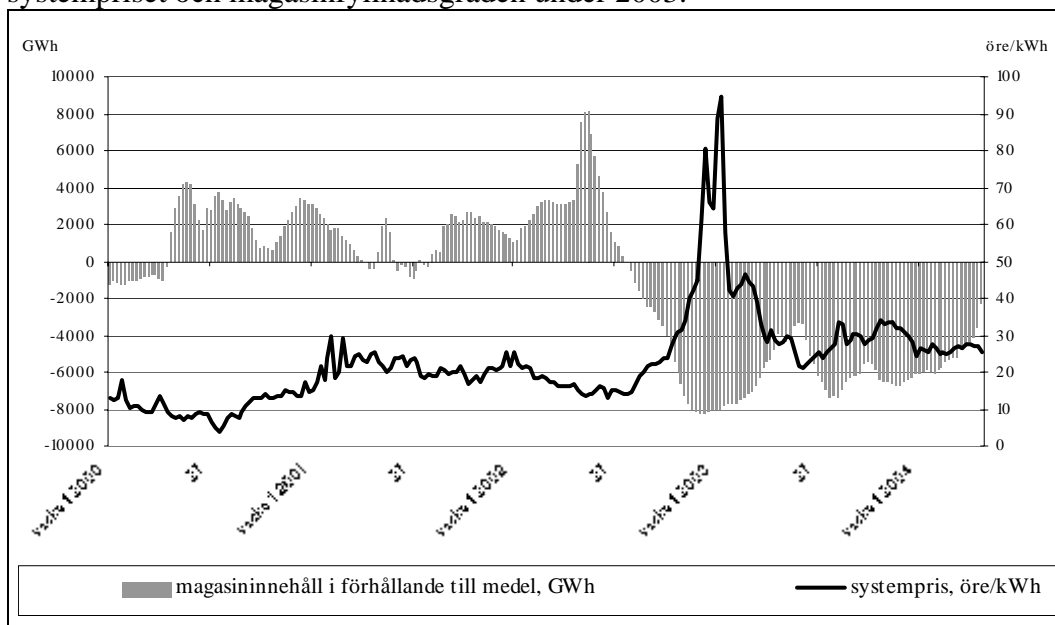
Till skillnad från den finansiella marknaden var handelsvolymen på Nord Pools fysiska spotmarknad relativt konstant från 2002 till 2003. Under 2003 omsattes 119 TWh el på den fysiska marknaden, vilket är en minskning med 5 TWh jämfört med 2002. Till följd av högre priser ökade emellertid det totala värdet av handeln på spotmarknaden med drygt 30 procent.

Prisvariationer på Nord Pools Elspotmarknad

Priset på Nord Pools Elspotmarknad varierar kraftigt både inom och mellan år. Mot bakgrund av detta är det av vikt att påpeka att dessa prisvariationer inte är oväntade och att det finns logiska förklaringar till detta.

Det nordiska elförsörjningssystemet är mycket beroende av vattenkraftsystemen i Norge och Sverige. Tillrinningen i de två länderna är i allmänhet väl korrelerad, dvs. när tillrinningen är liten i Norge så brukar den vara det också i Sverige. På nordisk basis medför detta att vattenkraftproduktionen varierar kraftigt mellan torra och våta år. Ett normalår uppgår den i Norden till ca 180-190 TWh. Torråret 2003 uppgick den samlade

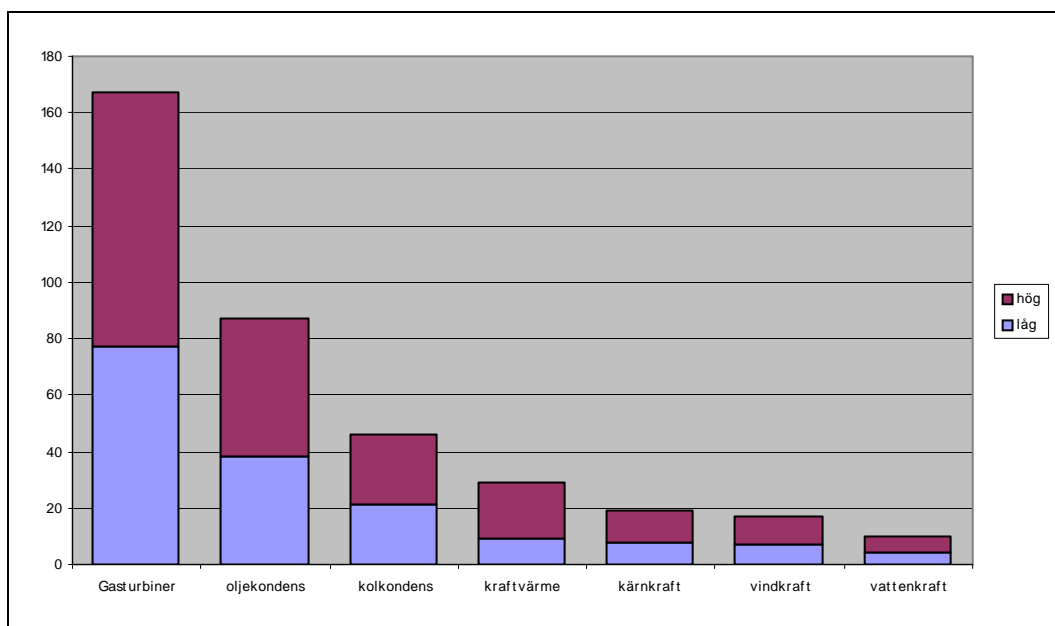
vattenkraftproduktionen till 168 TWh. Figur 4 visar kopplingen mellan utvecklingen av systempriset och magasininfyllnadsgraden under 2003.



Figur 4: Koppling mellan Nord Pools systempris och magasininfyllnad, 2002-2004

Källa: ftp-databas, Nord Pool

Vattenkraften har relativt låg rörlig kostnad i det nordiska elförsörjningssystemet och är därför den produktionskälla som blir utnyttjad först. Med minskat utbud av vattenkraft kommer sedan övriga kraftslag i drift i stigande ”marginalkostnadsordning”, se figur 5. Även om mängden nederbörd på lång sikt är relativt stabil så förekommer det på kort sikt stora variationer både inom och mellan åren. Detta leder till att kostnaden för att producera el i Norge och Sverige varierar, vilket i sin tur resulterar i ett fluktuerande pris på Nord Pools Elspotmarknad. Vattentillgången, eller den hydrologiska balansen, spelar således en stor roll för prisen på elbörsen.



Figur 5: Rörlig elproduktionskostnad i Norden 2003, öre per kWh

Källa: Energimyndighetens bearbetning av uppgifter från Elforsk rapport 03:14, El från nya områden 2003 och bränslepriser från ICR Coal statistics Monthly april 2004 och Energimyndighetens prisblad för biobränslen, torv m.m. nr. 1/2004.

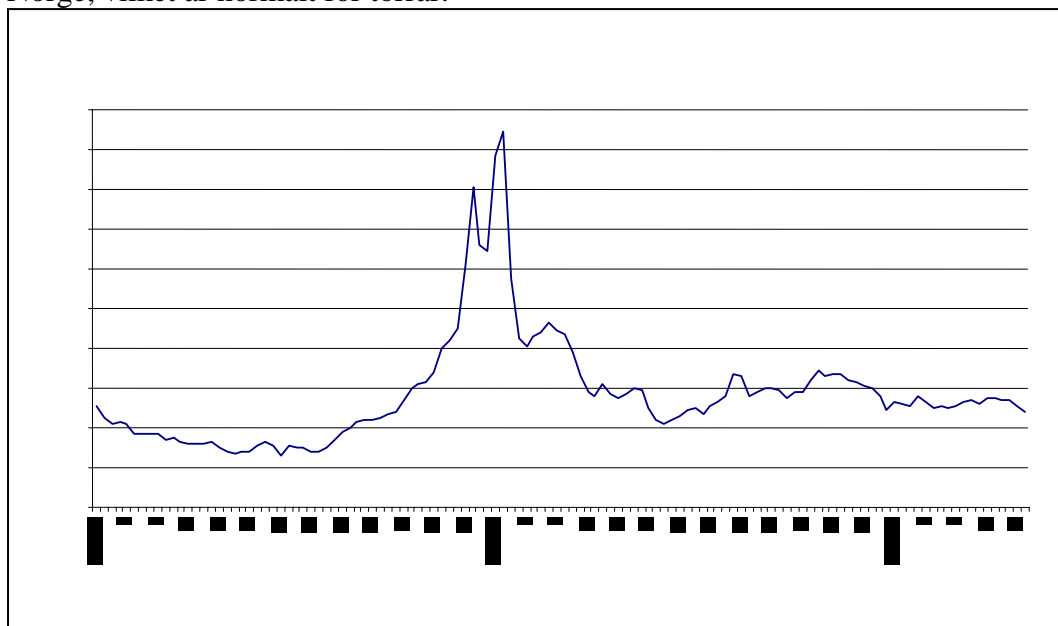
2002 var ett extremt torrår i både Sverige och Norge. Den låga vattenkraftproduktionen innebar att dyrare elproduktionsslag kom in i systemet för att täcka efterfrågan på el vilket medförde historiskt höga systempriser under den sista delen av 2002.

Under 2003 fortsatte systempriset att ligga på en hög nivå och inte förrän i slutet av mars föll priset under 30 öre per kWh. Detta ska jämföras med tidigare år då priset bara överstigit 30 öre per kWh vid ett par tillfällen. Under sommaren låg priset på ca 20 öre per kWh för att sedan stiga till nivåer mellan 25 och drygt 30 öre per kWh under hösten och vintern.

Sveriges import och export av el 2003

2003 blev ett rekordår avseende nettoimport (import - export) av el för Sverige. Under 2003 uppgick nettoimporten till 13 TWh. Nettoimporten har sedan 1970 som högst varit 6,1 TWh för ett helår, vilket inträffade 1996.

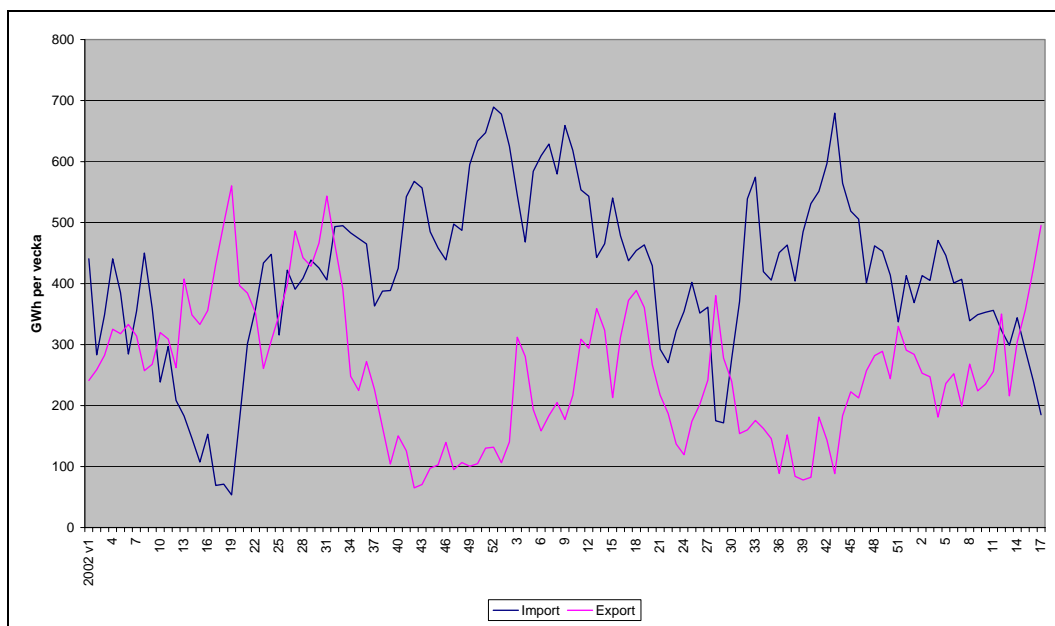
Den totala importen av el uppgick 2003 till 24 TWh och exporten till 11 TWh. Den största importen kom från Danmark och Finland. Den största exporten har gått till Norge, vilket är normalt för torrår.



Figur 6: Systempris på Nord Pool åren mellan januari 2002 och april 2004, öre per kWh

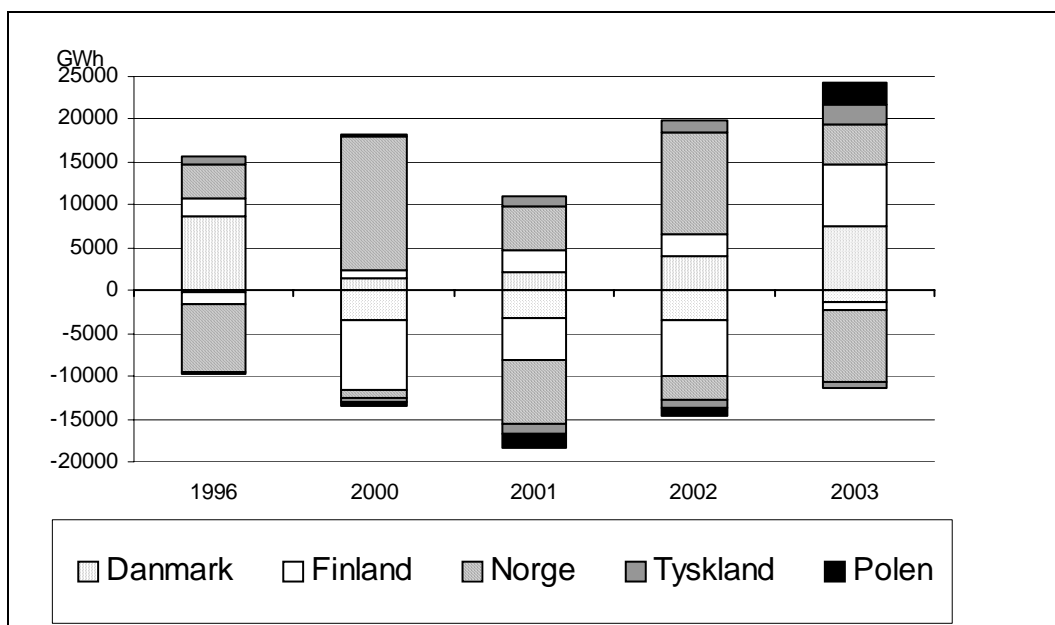
Källa: ftp-databas, Nord Pool

Under torra år har både Sverige och Norge ett stort importbehov. Elen importeras från Finland, Danmark, Tyskland och Polen. I Finland finns möjligheter till import från Ryssland. I figur 8 framgår Sveriges import och export av el.



Figur 7: Sveriges elhandel med utlandet mellan januari 2002 och april 2004, GWh per vecka
Källa: Kraftläget, Svensk Energi

Den svenska magasininfyllnadsgraden föll under medelvärdet tidigare än i Norge. Handelsflödet gick från Norge till Sverige under större delen av 2002. Efter en tid med låg tillrinning i Norge så vände handelsflödet, vilket skedde ungefär vid årsskiftet 2002/2003. Handelsflödet under 2002 resulterade att 6,8 TWh el nettoimporterades från Norge. Under 2003 nettoexporterade Sverige 3,2 TWh till Norge. Sedan sommaren 2002 har Sverige varit nettoimportör men har agerat som transitland för el till Norge, därav nettoexporten till Norge.



Figur 8: Sveriges import och export av el, GWh
Källa: Kraftläget i Sverige, Svensk Energi

Elpris till slutkund

Det sammanlagda elpriset varierar mellan olika kundkategorier, mellan stad och landsbygd och mellan länder. Orsakerna till detta är varierande distributionskostnader, skillnader i beskattning, subventioner, statliga regleringar och elmarknadens struktur.

Det sammanlagda elpriset till kunden består av:

- pris för elenergi
- pris för nättjänst (nätavgift)
- skatter (energiskatt och moms)
- pris för elcertifikat

Det totala elpriset för en kund med eluppvärmd villa bestod den 1 januari 2004 av ca.40 procent elenergi, 20 procent nätavgift, 40 procent energiskatt och moms samt 2 procent elcertifikatpris. Kunden kan genom att välja elleverantör påverka priset för elenergi och elcertifikatavgiften.

Börspriserna har varierat kraftigt under åren. Konsumentpriserna har däremot varit relativt stabila.

Till följd av avregleringen infördes konkurrens för elhandel. Detta ledde till att elhandelsföretagen var tvungna att anpassa sina priser, vilket har resulterat i att elhandelspriserna sjunkit stadigt sedan 1996. Under början av år 2001 och år 2002 bröts trenden och priserna började stiga till följd av utvecklingen på Elspotmarknaden.

Den 1 januari 2004 var elpriset för såväl lägenhetskunder som villakunder utan elvärme i genomsnitt ca 8 procent högre i löpande penningvärde jämfört med samma tidpunkt 2003. För villakunder med elvärme ökade priset med 7 procent. Dessa prisökningar drabbar framförallt kunder med tillsvidareavtal.

FAKTA TYPKUNDER

Lägenhet	2 MWh/år, mätarsäkring 16 A.
Villa utan elvärme	5 MWh/år, mätarsäkring 16 A.
Villa med elvärme	20 MWh/år, mätarsäkring 20 A.
Jord- eller skogsbruk	30 MWh/år, mätarsäkring 35 A.
Näringsverksamhet	100 MWh/år, säkringsstorlek 50 A.
Småindustri	350 MWh/år, effektbehov 100 kW alternativt 160 A.
Mellanstor industri	5 000 MWh/år, effektbehov 1 MW.
Elintensiv industri	140 GWh/år, effektbehov 20 MW.
Stor elintensiv industri	130 kV, 500 GWh/år, effektbehov 66 MW.

Medianen är variabelvärdet för det mittersta företaget då företagen ordnats efter variabelns storlek. Hälften av företagen har ett värde som är lägre än medianen och hälften av företagen ett värde som är högre än medianen. På motsvarande sätt har 25 % av företagen ett värde som är lägre än den undre kvartilen och 25 % av företagen ett värde som är högre än den övre kvartilen.

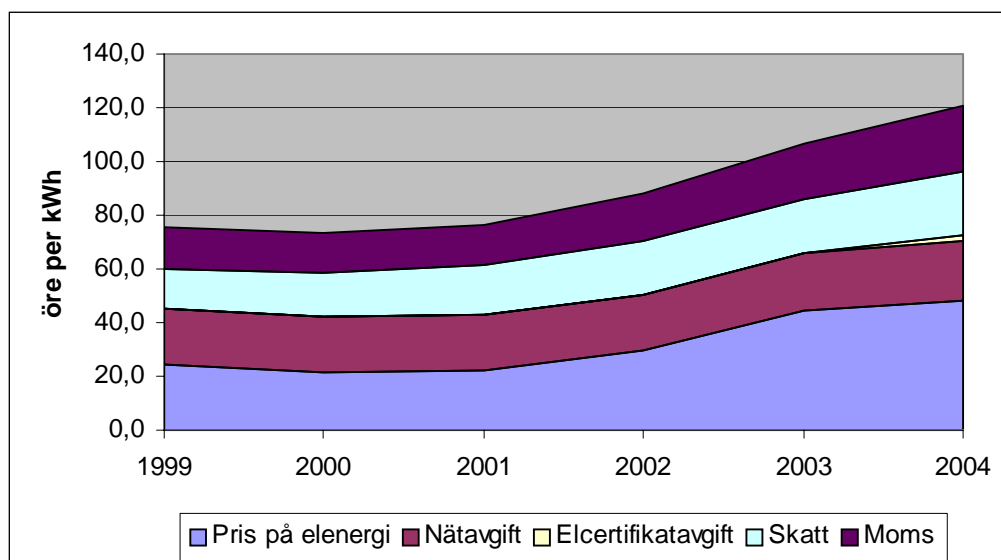
Även för de större kunderna som industri och jordbruk ökade priset ordentligt. Detta återspeglar den låga tillgången på vattenkraft i det nordiska systemet vilket har resulterat i kraftigt höjda elpriser på den nordiska elbörsen. Det är dock viktigt att poängtera att större företag huvudsakligen handlar med långsiktiga bilaterala kontrakt. Detta gör att dessa aktörer inte påverkas i samma grad av kortsiktiga variationer av spotpriset på el, varför dessa prisuppgifter inte heller presenteras i statistiken. I tabell 9 redovisas priser för kunder med normalprisavtal, dvs. tillsvidareavtal för åren 1996-2004.

	1/7	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Lägenhet	28,2	29,2	29,0	27,1	25,8	27,0	35,6	51,9	55,8
Villa utan elvärme	26,7	27,6	26,8	26,3	23,4	24,2	31,6	47,1	50,7
Villa med elvärme	24,7	25,9	25,1	24,4	21,8	22,5	29,6	44,7	48
Jord- och skogsbruk	23,7	24,9	24,1	23,1	21,4	22,1	29,3	44,5	47,5
Näringsverksamhet	-	25,8	24,5	23,3	21,0	22,1	28,8	43,6	46,7
Småindustri	24,0	25,6	24,1	22,8	20,4	22,0	28,5	44,3	45,7

Tabell 9: Prisutveckling på elenergi exklusive skatter och nätavgifter för olika typkunder mellan 1996 och 2004, medelvärde öre per kWh³

Anm: Prisstatistiken från 2000 skiljer sig från tidigare års uppgifter. Tidigare års uppgifter gäller under leveranskoncession. Från och med 2000 redovisas elpriser för normalprisavtal, dvs. tillsvidareavtal. Se typkundernas förbrukningsprofil i faktarutan.

Källa: SCB EN 17



Figur 9: Elpris för en typisk hushållskund i förhållande till skatt, moms, nättariff och elcertifikatavgift, öre per kWh, 1999-2003

Källa: SCB EN 17

Nätavgifter

Riksdagen beslutade under våren 2002 om vissa förändringar i ellagen. Bland annat ändrades kriterierna för skälig nätavgift. Enligt den nya bestämmelsen ska skälighetsbedömningen baseras på nätkoncessionsinnehavarens prestation. Prestationen ska bedömas på grundval av dels de objektiva förutsättningarna att bedriva nätverksamhet i det aktuella området, dels nätkoncessionsinnehavarens sätt att bedriva nätverksamheten. Den nya bestämmelsen trädde i kraft den 1 juli 2002.

³ Prisuppgifter för medelstor industri, elintensiv industri samt stor elintensiv industri redovisas inte eftersom dessa sektorer huvudsakligen handlar med ångsiktiga bilaterala avtal.

FAKTA NÄTAVGIFTER

Med nättavgift avses avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till ledningen eller ledningsnät. Betald nättavgift innebär att en aktör får tillgång till hela överföringssystemet och kan köpa och sälja el inom hela elmarknadsområdet. För kunder som köper elen på lokalnät är region- och stamnätsavgifterna inkluderade.

Nättavgifterna är offentliga och övervakas av Energimyndigheten. Dessa ska vara skäliga. Efter ändring i ellagen gällande från juli 2002 ska avgifterna relateras till nätföretagens prestation. Deras skälighet ska således relateras till kundnyttan. Nättavgifterna ska även fortsättningsvis vara objektiva och icke-diskriminerande.

Kunder får indelas i grupper efter kostnadsbild, t.ex. kunder med elvärme eller tidstariff. Vid bedömningen av en nättavgifts skälighet ska konsumenternas intresse av låga och stabila priser särskilt beaktas. Avgifterna får dock inte utformas med hänsyn till var inom ett område en kund är belägen. Ellagen tar inte ställning till om nättavgifterna bör bestå av en fast och en rörlig del. Flera nätföretag har under de senaste åren förändrat nättavgifterna, så att den fasta avgiften utgör en större del av den totala nättavgiften.

I sitt arbete med att vidareutveckla den svenska reglermodellen har Energimyndigheten tagit fram en ny modell, Nätnyttomodellen, för bedömning av nättavgifternas skälighet. I modellen baseras nättavgifternas skälighet på nätföretagens prestationer i enlighet med den nya skälighetsdefinitionen i ellagen (se vidare om nätnyttomodellen). Den bedöms bli ett effektivare och mer marknadsanpassat instrument i regleringen av nättavgifternas än nuvarande metod. Modellen tas i bruk under 2004.

	Kvartil Övre			Median			Kvartil Nedre		
	1997	2004	%	1997	2004	%	1997	2004	%
Lägenhet	47,2	53,1	12	41,3	46,2	12	33,1	37,5	13
Villa utan elvärme	42,0	45,6	9	36,0	40,1	11	29,7	34,2	15
Villa med elvärme	24,6	25,2	3	21,3	22,1	4	18,6	19,3	4
Jord- eller skogsbruk	26,4	26,4	0	22,2	23,7	7	19,3	20,8	8
Näringsverksamhet	17,6	19,0	8	15,4	16,6	8	13,2	14,6	11
Småindustri	18,6	18,9	2	16,7	16,6	0	14,2	14,3	1
Mellanstor industri	10,6	11,3	6	9,3	10,2	10	8,0	9,0	12
Elintensiv industri	6,9	7,4	7	5,4	6,3	16	4,3	4,5	6

Tabell 10: Nättavgifter den 1 januari 1997 och den 1 januari 2004 samt den procentuella förändringen, öre per kWh

Källa: SCB EN 17

Utvecklingen av nättavgifter för olika kundgrupper mellan 1997 och 2004 redovisas i tabell 10. Mellan 1997 och 2004 har medianen för nättavgiften ökat med 12 procent för lägenhetskunder och 11 procent för villakunder utan elvärme. För kundkategorin villa med elvärme har avgiften ökat med 4 procent under samma period. Nättavgifterna för kundkategorin jordbruk har under perioden ökat med 7 procent. Den största förändringen och ökningen av nättavgifterna har skett för kundkategorin elintensiv industri. Sedan 1997 har tariffnivån ökat med 16 procent.

Tillsynsmyndigheten har till uppgift att övervaka att nätavgifterna är skäliga och sakliga, dvs. med utgångspunkt i nätföretagens prestation. I Sverige, Norge och Finland publiceras nätavgifterna regelbundet.

FAKTA NÄTNYTTOMODELLEN

Nätnyttomodellen är ett verktyg som Energimyndigheten tagit fram för att bedöma om nätavgifterna är skäliga eller inte. Nätnyttomodellen möjliggör en skälighetsprövning som utgår från företagets prestation enligt den lagändring som trädde i kraft den 1 januari 2003 att göra.

Nätföretagen ska varje år skicka in ett antal data till Energimyndigheten. Företagen ska bland annat rapportera effekter, överförd energi, fakturerade belopp samt koordinater för alla sina kunder. Utifrån dessa skapar Nätnyttomodellen ett referensnät, som konstrueras på ett ekonomiskt och tekniskt effektivt sätt. Modellen beräknar sedan värdet på referensnätet och därefter värdet på den prestation som företaget utför åt sina kunder. I prestationen vägs även leveranskvaliteten in i form av antal avbrott under året och avbrottens längd. Det ekonomiska värdet på prestationen, nätnyttan, jämförs sedan med vad företaget har fakturerat sina kunder. Genom att dividera den fakturerade intäkten med nätnyttan skapas en debiteringsgrad. Om debiteringsgraden är över 1,0 har nätföretaget fakturerat mer än vad prestationen är värd enligt modellen. Detta kan tyda på att nätavgiften varit för hög.

Den 31 2004 mars började nätföretagen att rapportera in uppgifter för den första prövningen till myndigheten i enlighet med de föreskrifter myndigheten beslutade den 1 juni 2003 (STEMFS 2003:3).

Elpriser och nätavgifter i övriga Norden

Danmark har de högsta elpriserna i Norden för samtliga typkunder. Danska hushållskunder betalar upp till det tredubbla elpriset jämfört med övriga nordiska hushållskunder. Detta förklaras till stor del av de höga skatterna på hushållskundernas elkonsumtion. När det gäller industrikunder är elpriserna lägst i Sverige och Norge, medan priserna för hushållskunder är längst i Finland. Priserna i Sverige, Norge och Finland är dock relativt samstämmiga.

När det gäller nätavgifterna i Norden är det för samtliga av de nordiska länderna så att det finns en övervakning av nätmonopolen. I Norge sköter Norges Vassdrag- och Energidirektorat, NVE, övervakningen. I Finland har en särskild tillsynsmyndighet, Energimarknadsverket, bildats för denna uppgift. Sedan den 1 januari 2000 har även Danmark en särskild tillsynsmyndighet för nätverksamheten, Energitilsynen.

I Norge och Danmark fastställer tillsynsmyndigheterna de totala intäkterna från nätavgifterna i förväg (så kallad ex ante reglering). I Sverige och Finland granskas nätavgifterna i efterhand (så kallad ex post reglering).

Nätavgifterna mellan de nordiska länderna varierar kraftigt vilket till stor del kan förklaras av ländernas olika geografiska förutsättningar, nät- och företagsstruktur, skattepolitik, egen produktionskapacitet och elanvändarnas förbrukningsmönster.

Nätavgifterna som sammanställts i figur 10 har beräknats för en elanvändning på 20 000 kWh per år. Uppgifterna i tabellen visar att Sverige är det land där nätavgifterna varit mest stabil och lägst under de jämförande åren i förhållande till de övriga nordiska länderna. Finland följer ett liknande mönster men på en högre nivå. Vad gäller Danmarks och Norges nätavgifterna har de skiftat mer mellan åren. En offentlig förbrukningsavgift är flyttad från och med den 1 januari 2004 till ett påslag på nätavgifterna från att tidigare debiterats i kombination med elpriset.

	Liten industri ²	Mellanstor industri ³	Stor industri ⁴	Hushållskund 3 500 kWh	Hushållskund 20 000 kWh
Sverige	64	59	56	124	102
Norge	59	45	35	193	143
Finland	61	55	43	91	57
Danmark	71	-	-	215	184

Tabell 11: Elpriser för industri- och hushållskunder i Norden¹ 2003, inklusive skatter och moms, öre per kWh

¹ Exklusive Island

² 1,25 GWh per år, 0,5 MW, 2 500 timmar

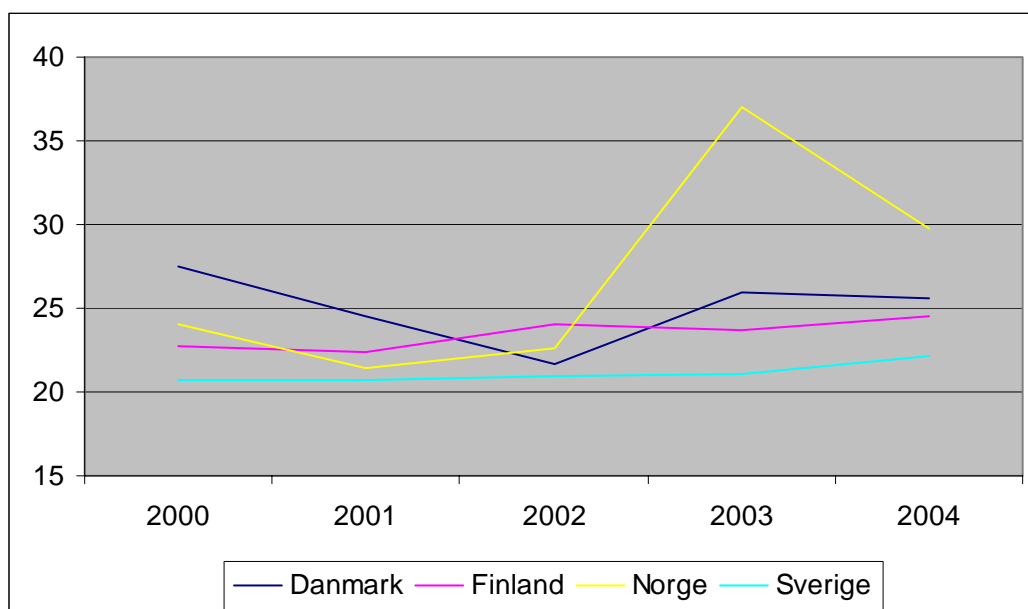
³ 10 GWh, 2,5 MW, 4 000 timmar

⁴ 70 GWh, 10 MW, 7 000 timmar

Anm: För industrikunder redovisas priser exklusive moms, för hushållskunder inklusive moms

Anm: Växelkursen är en mittkurs för januari 2003

Källa: Electricity prices 1990-2003, Eurostat



Figur 10: Nätavgifter i Norden¹ för en typisk hushållskund² den 1 januari 2003, öre per kWh

¹ Exklusive Island

² "Villa med elvärme", 20 000 kWh, median

Källa: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE); www.nve.no, Finska Elenergiförbundet Adato Energia Oy; www.energia.fi, Danska Energisällskapetets förening; www.danskenergi.dk

Ett internationellt perspektiv

Elbranschen genomgår för tillfället stora förändringar i många delar av världen. Nya marknadsförutsättningar är en viktig komponent i detta förändringsarbete, växande miljökrav är en annan.

Förutsättningarna på den svenska såväl som den nordiska elmarknaden skiljer sig i flera avseenden från förutsättningarna i Europa och övriga världen. Vid internationella jämförelser är det av stor vikt att ha de enskilda ländernas specifika förutsättningar i åtanke. För Sveriges del förklaras exempelvis den höga elanvändningen av den elintensiva industrin och det jämförelsevis kalla klimatet.

Elproduktion

Av OECD-ländernas samlade elproduktion 2001 stod USA för 40 procent, EU-15 för knappt 28 procent och Sverige för ca 2 procent. Den samlade elproduktionen i EU-länderna ökade med drygt 23 procent mellan åren 1990 och 2001. Den svenska elproduktionen ökade med 13 procent under motsvarande period.

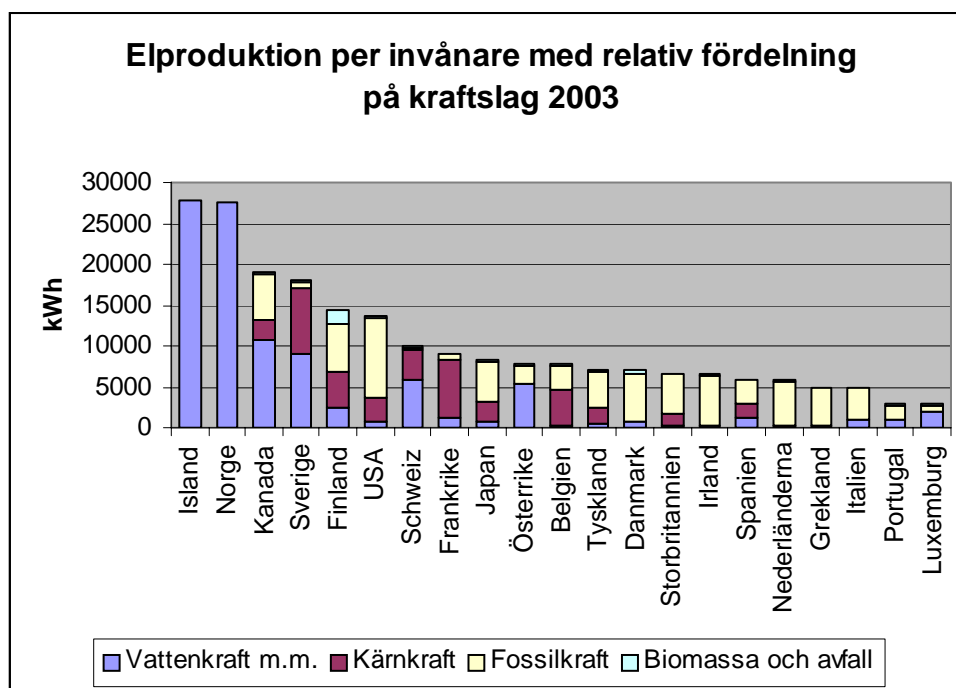
I EU:s medlemsländer baseras hälften av elproduktionen på fossila bränslen, en tredjedel kärnkraft och ca 15 procent på vattenkraft. Biomassa står för ungefär 2 procent. Jämfört med EU har Sverige en relativt liten andel elproduktion från fossila bränslen, ungefär 4 procent år 2001, och en mycket hög andel vatten- och kärnkraft i elproduktionen, ungefär 90 procent.

Den totala elproduktionen från förnybara energikällor i EU-15 2001 bestod av 80 procent vattenkraft och 20 procent sol, vind, biomassa, avfall och geotermisk elproduktion.

Inom EU-15 hade Finland högst procentuell användning av biomassa med 12 procent av den totala elproduktionen år 2001. I Sverige var motsvarande siffra drygt 2 procent.

Inom EU-15 har Luxemburg och Österrike högst andel vattenkraft. Inom OECD intar Norge och Island en särställning med närmare 100 procent av den totala elproduktionen.

Avfall står för en relativt stor andel av elproduktionen i framförallt Belgien och Nederländerna, men även i Danmark och Tyskland är detta vanligt. I Danmark dominerar vindkraft med nästan 70 procent av den totala förnybara elproduktionen i landet.



Figur 11: Elproduktion per invånare med relativ fördelning på kraftslag, kWh

Källa: Electricity Information 2003, IEA

Elanvändning

Elanvändningen per invånare i Sverige är relativt hög i jämförelse med andra länder. 2001 låg Sverige på fjärde plats i världen, efter Norge, Island och Kanada. I några av de större europeiska industrialiserade länderna, t.ex. Tyskland, Frankrike och Storbritannien, var elanvändningen per invånare mindre än hälften så stor som i Sverige. Den svenska elanvändningen är ungefär dubbelt så stor som genomsnittet inom OECD och mer än dubbelt så stor som genomsnittet inom EU.

Mellan 1990 och 2001 ökade elanvändningen i Europa medlemsländer med drygt 20 procent. Störst var ökningen i Island, Irland och Portugal. I Sverige ökade användningen under samma period med drygt 2 procent, medan den i Norge ökade med ca 13 procent.

	Vattenkraft, vindkraft m.m ¹	Kärnkraft	Fossilkraft	Biomassa och avfall	Total produktion, brutto	Import- export	Elanv. Per inv ²
Belgien	2	46	30	2	80	9	8 651
Danmark	4	0	31	2	38	-1	6 929
Finland	13	23	30	9	74	10	16 264
Frankrike	79	421	47	3	550	-68	7 909
Grekland	3	0	50	0	54	3	5 128
Irland	1	0	24	0	25	0	6 483
Italien	60	0	216	0	279	48	5 642
Luxemburg	1	0	0	0	1	6	15 659
Nederländerna	1	4	85	3	94	17	6 922

Portugal	15	0	30	2	47	0	2 915
Spanien	51	64	120	3	238	3	5 985
Storbritannien	7	90	283	5	386	10	6 740
Sverige	80	72	6	4	162	-7	17 347
Tyskland	34	171	364	13	583	4	7 119
Österrike	44	0	18	2	64	0	7 908
USA	244	808	2763	71	3886	20	13 662
Japan	98	320	613	13	1043	0	8 198
Kanada	334	77	171	7	588	-23	18 171
Norge	124	0	1	0	125	4	28 428
Schweiz	43	27	1	2	72	-10	8 485
Island	8	0	0	0	8	0	27 690
Norden	229	95	68	15	407	6	16 997
EU 15	396	891	1335	48	2673	34	7 135
OECD	1365	2290	5754	147	9556	12	8 404

Tabell 12: Bruttoelproduktion år 2001 samt elanvändning per invånare, kWh¹ Inkluderar även sol- och geotermisk el² Elanvändningen inkluderar här elanvändning inom industrin, transporter, bostads- och servicesektorn samt distributionsförluster och energianvändning i elsektorn.

Källa: Electricity Information 2003, IEA

Gemensamt för flera av de länder som har hög elanvändning per invånare är att de har tillgång till billig vattenkraft och har ett stort uppvärmningsbehov på grund av ett kallt klimat. I Sverige bidrar dessutom övriga naturresurser, som skog och malm, till industrins specialisering på energiintensiva produkter. Om man i beräkningen av elanvändningen per invånare i Sverige tar hänsyn till den elintensiva industrin, dvs. räknemässigt ersätter elåtgången i de elintensiva branscherna med den för genomsnittet för industrin, reduceras den svenska elanvändningen per invånare med ca 20 procent. Även Kanada, Norge och Finland har en hög andel energiintensiv industri. Dessa länder bidrar till den internationella arbetsfördelningen genom att en stor andel av de elintensiva produkterna exporteras.

Elpriser

Elpriserna varierar såväl mellan länder som mellan kundkategorier. Elkunder med hög elförbrukning har i allmänhet lägre elpris än kunder med liten elförbrukning. I de flesta länder betalar hushållskunder energi-, miljö- och/eller mervärdes- och omsättningsskatt, medan industrikunder är undantagna från sådana skatter i merparten av länder.

Den internationella statistiken är inte helt tillförlitlig varför den inte redovisas i Energimyndighetens publikation.