

Elmarknadsrapport 2001:1

Scenarier för eltilförseln med och utan Barsebäck 2

ER 8:2001

2001-05-31



Energimyndigheten

Energimyndigheten har regeringens uppdrag att genomföra en mer problemorienterad uppföljning av elmarknaden. Särskilda frågor som ska uppmärksammas gäller kapacitetsutvecklingen i elproduktionen, strukturförändringar i elproduktionen, elhandel och nätverksamhet samt prisutvecklingen på el- och nättjänster. Uppföljningen ska i möjligaste mån ha ett nordiskt perspektiv.

Inom ramen för detta uppdrag har Energimyndigheten sammanställt denna rapport. Rapporten är en analys över hur en stängning av Barsebäcks andra reaktor påverkar elsystemet och miljön. Rapporten omfattar även en kort beskrivning över hur elanvändningen påverkas av höga oljepriser samt hur elbalansen skulle påverkas vid ett torrår.

Beslut i detta ärende har fattats av Statens energimyndighets generaldirektör Thomas Korsfeldt. Scenarioarbetet har genomförts på Energimyndighetens analysavdelning. Projektledare har varit Anna Lagheim.

Thomas Korsfeldt
Generaldirektör

Becky Petsala
Avdelningschef

Innehållsförteckning

1. INLEDNING	4
2. SCENARIER FÖR ELTILLFÖRSELN FRAM TILL 2010 MED OCH UTAN BARSEBÄCK 2.	6
2.1. FÖRUTSÄTTNINGAR.....	6
2.1.1. <i>Elanvändning</i>	6
2.1.2. <i>Stödsystem till el från förnybara energikällor</i>	8
2.1.3. <i>Kraftvärme och annan förbränningsbaserad elproduktion</i>	9
2.1.4. <i>Import och export av el.....</i>	9
2.1.5. <i>Elprisets utveckling.....</i>	9
2.2. ELTILLFÖRSEL	11
2.2.1. <i>Eltillförsel i dag</i>	12
2.2.2. <i>Utvecklingen fram till 2010, normalår.....</i>	13
2.2.3. <i>Utvecklingen fram till 2005, torrår.....</i>	14
2.3. KOLDIOXIDUTSLÄPP	17
3. PÅVERKAN PÅ ELSYSTEMET	19
4. NY ELPRODUKTION OCH MINSKAD ELANVÄNDNING AV DET KORTSIKTIGA OMSTÄLLNINGSPROGRAMMET	21
4.1. BIDRAG FÖR ATT MINSKA ELANVÄNDNINGEN	21
4.2. BIDRAG TILL INVESTERINGAR I ELPRODUKTION FRÅN FÖRNYBARA ENERGIKÄLLOR	22
5. SLUTSATSER	23
Bilaga 1. Ekonomisk utveckling	25

1. Inledning

De senaste riktlinjerna för energipolitiken beslutades 1997. I samband med detta beslut inrättades ett program för ett ekologiskt och ekonomiskt uthålligt energisystem. Programmet har två delar. Ett kortsiktigt som syftar till att ersätta bortfallet av elproduktion från Barsebäck genom att minska användningen av el för uppvärmning, utnyttja det befintliga elsystemet effektivare samt öka tillförseln av el och värme från förnybara energikällor. Den andra delen av programmet är långsiktig och innehåller fortsatt forskning och teknikutveckling.

Enligt det gällande energipolitiska beslutet ses inte längre 2010 som sista avvecklingsår för den svenska kärnkraften utan den ska avvecklas på ett ekonomiskt och miljömässigt hållbart sätt.

I december 1997 antogs en lag om kärnkraftens avveckling. Enligt denna lag får regeringen beträffande varje reaktor besluta att rätten att driva den ska upphöra vid en viss tidpunkt. Den 30 november 1999 upphörde drifttillståndet för Barsebäcks första reaktor. Den stängda reaktorns effekt uppgick till 600 MW. Avvecklingen av den svenska kärnkraften kommer att fortgå under förutsättning att bortfallet av produktion kan kompenseras genom tillförsel av ny elproduktion och minskad användning av el.

Enligt 1997 års energipolitiska beslut skulle den andra reaktorn i Barsebäck stängas före den 1 juli 2001. I en skrivelse¹ från regeringen görs följande bedömning:

”Regeringen bedömer att riksdagens villkor för en stängning av Barsebäck 2 före den 1 juli 2001 inte är uppfyllda. Barsebäcksverkets andra reaktor stängs så snart de villkor riksdagen lagt fast är uppfyllda. Regeringens bedömning är att villkoren för stängningen bör stå fast. Därigenom kan stängningen av Barsebäck 2 inte ske före den 1 juli 2001. Regeringen bedömer att stängningen kan genomföras efter detta att erforderliga åtgärder fått genomslag. Regeringen bedömer att detta blir fallet senast före utgången av 2003. En ytterligare prövning av om villkoren är uppfyllda skall göras under hösten 2001 i anslutning till budgetpropositionen för 2002.”

I denna rapport redovisas scenarier över eltillförseln för perioden fram till 2010. Beräkningarna baseras på olika antaganden när det gäller stängning av Barsebäcks andra reaktor. I det ena fallet antas att Barsebäcks andra reaktor stängs före år 2005 och i det andra fallet finns reaktorn kvar under hela perioden. Detta för att kunna jämföra utvecklingen av eltillförseln och utsläppen av koldioxid.

Scenarierna för eltillförseln fram till 2010 baseras på resultaten från Energimyndighetens scenarioarbete till Klimatkommittén.² Scenarierna har reviderats något med hänsyn till förändrade förutsättningar.

¹ Den fortsatta omställningen av energisystemet m.m. Regeringens skrivelse 2000/01:15.

² Energi och klimat i Sverige (EB4:2000), Energimyndigheten, 2000.

Scenarierna i denna rapport speglar hur den framtida eltillförseln förändras vid en stängning av Barsebäck 2 och därför utgör elanvändningen indata för scenarioräkningarna. Den framtida elanvändningen baseras också på beräkningarna till Klimatkommittén. Redovisningen av den totala elanvändningen för Sverige för de kommande 10 åren inkluderar även en kort beskrivning över hur ett lågt elpris och ett högt oljepris kan påverka elanvändningen i bostadssektorn.

Eltillförselns sammansättning varierar från år till år. En av de största variationerna står vattenkraften för. Under normala år kan vattenkraften producera drygt 65 TWh el. Under ett våtår kan produktionen bli runt 10 TWh större och under ett torrår kan situationen vara den omvända. Vattenkraftens produktionsförmåga under ett år påverkar elpriserna och handelsflödena på marknaden. I denna rapport har även effekterna av ett torrår beräknats. Scenariot för ett eventuellt torrår baseras på resultaten för år 2005 och redovisas bara för detta år. Även i detta fall har två alternativ angående den andra reaktorn i Barsebäck beräknats.

2. Scenarier för eltillförseln fram till 2010 med och utan Barsebäck 2.

2.1. Förutsättningar

Till Klimatkommitténs arbete tog Energimyndigheten fram scenarier över energiförsörjningen i landet för perioden fram till år 2010.³ Utgångspunkt för scenarierna om Barsebäck 2 i denna rapport är beräkningarna som gjordes till klimatkommittén.

Med hänsyn till att vissa förutsättningar har förändrats sedan beräkningarna till klimatkommittén genomfördes har scenarierna för år 2010 reviderats något både när det gäller eltillförsel och elanvändning. Basår för scenarierberäkningarna är år 1997. Nedan redovisas de förutsättningar som har särskilt stor betydelse för eltillförseln.

Energimarknadens ramar styrs i stor utsträckning av politiska beslut. Dessa påverkar utvecklingen av energianvändningen och energitillförseln i framtiden. Utgångspunkt för scenarierna är de beslut som är fattade av regering och riksdag. Det är främst beslut inom energi-, miljö och skattepolitiken som skulle påverka utvecklingen.

Scenarierna som presenteras i denna studie bygger på många olika antaganden som var för sig omgärdas med osäkerhet. Flera förenklingar har behövt göras. Resultaten ska därför tolkas med försiktighet.

2.1.1. Elanvändning

Den framtida energianvändningen är i hög grad beroende av den allmänna ekonomiska utvecklingen. Hittills har en ökad ekonomisk aktivitet lett till att energibehovet ökat. Om detta kommer att gälla även i framtiden beror främst på hur väl strävandena att effektivisera energianvändningen lyckas och vilka strukturförändringar som uppstår i ekonomin när den utvecklas. Användningen påverkas även av hur priset på energi utvecklas. Ett högt pris på energi ger vanligtvis lägre användning. Prisrelationerna mellan olika energibärare påverkar sammansättningen av användningen.

Elanvändningen beräknas öka med 10,1 TWh, eller med 7,2 % mellan åren 1997 och 2010, detta. År 1997 var elanvändningen 143 TWh och år 2010 beräknas den uppgå till 153 TWh. Under 1990-talet har ökningen inte varit lika stor. Mellan åren 1990 och 1999 har elanvändningen ökat med drygt 2 procent. Detta kan förklaras av den ekonomiska nedgången som innebar att elanvändningen stagnerade och för vissa år till och med minskade. De ekonomiska förutsättningarna som ligger till grund för den beräknade elanvändningen redovisas i bilaga 1.

³ Energi och klimat i Sverige (EB 4:2000), Energimyndigheten, 2000.

Ökad användning av el vid höga oljepriser?

Utvecklingen av energipriser har stor betydelse för energianvändningens utveckling i bostads- och servicesektorn. Relativpriserna mellan olika energislag tillsammans med investeringskostnader, verkningsgrader och vald kalkylränta avgör om det är lönsamt för ett hushåll att konvertera från ett uppvärmningssystem till ett annat. På lång sikt kan energipriserna ha betydelse för energieffektiviseringstakten och hushållens beteende t ex i fråga om inomhustemperatur och varmvattenanvändning.

Sett över en kortare period är energianvändningen mindre känslig för prisförändringar, vilket beror på att hushållen har svårt att ändra sina levnadsvanor och apparatinnehav. Förändrade priser på el respektive olja påverkar på kort sikt främst de som har möjlighet att skifta mellan olika typer av bränslen och el för uppvärmning i flexibla system. Det är framför allt i småhusen som kombipannorna finns och därmed också möjligheten till ett snabbt byte av energibärare.

I Sverige finns cirka 270 000 småhus (1999) som enkelt kan skifta mellan el och olja. Ett högt oljepris kan därför innebära att användningen av el för uppvärmning ökar. Under andra halvåret 1999 började oljepriset stiga kraftigt och den 1 januari 2001 höjdes dessutom koldioxidskatten. Inför vintern 2000/2001 var oljepriset därför fortsatt högt och det antogs att småhusen med kombipanna skulle använda el framför olja i högre grad än föregående vinter. Relativpriset för el gentemot olja sjönk från 1,7 år 1999 till 1,4 år 2000.

Flertalet hushåll med kombipanna använde under 1999 olja för uppvärmning. Om samtliga hushåll med kombipanna skulle övergå till elvärme, bedöms elanvändningen kunna öka med cirka 4 TWh, vilket motsvarar ett ökat effektuttag vid kall väderlek på 2 500 MW. Ett sådant förlopp är dock inte särskilt troligt. Istället bedöms att de höga oljepriserna i denna situation kan ha lett till en ökad elanvändning för uppvärmning på cirka 1,5 TWh per år motsvarande 1000 MW mer vid kall väderlek. Knappt 20 procent av oljeanvändningen i kombipannor har då ersatts med el.

Preliminär månadsstatistik för elanvändningen visar att mellan vintern 99/00 och 00/01 skiljer 1,6 TWh för den faktiska elförbrukningen för bostäder, service mm, se tabell 1 nedan. Detta gäller dock förbrukningen i sektorn som helhet och vilken andel av detta som kan hänföras till ökad elanvändning i kombipannor är inte möjligt att utläsa av den preliminära statistiken. Det finns ännu ingen statistik över hur användningen av kombipannorna påverkades av det höga oljepriset under 2000.

Fram till och med 2001 bedöms både el- och oljepriserna fortsätta öka, men oljepriset väntas öka mer än elen. Detta innebär att relativpriset fortsätter utvecklas till elens fördel. Efter 2001 förväntas däremot oljan bli billigare samtidigt som elen ligger kvar på samma nivå. År 2010 väntas relativpriset för el gentemot olja att ligga på 1,5.

I valet mellan energibärare för uppvärmning är det inte enbart de rörliga priserna som inverkar på hushållens beslut. Trots att elen är dyrare än oljan kan vissa hushåll ändå föredra elvärme. Elvärme är bekvämt, rent och utrymmessnålt, vilket ger den konkurrensfördelar gentemot oljan. Under sommartid är dessutom verkningsgraderna för olja sämre eftersom värmebehovet är mindre och uppvärmningssystemet därmed inte körs optimalt.

Tabell 1. Preliminär månadsstatistik för elanvändningen i bostadssektorn, GWh

	Temperaturkorrigerad		Faktisk	
	99/00	00/01	99/00	00/01
oktober	5678	6131	5670	5547
november	6708	7085	6372	6365
december	7838	7969	7838	7373
januari	8446	8816	7873	8330
februari	7514	7843	6919	7873
mars	7307	7601	6967	7820
Totalt	43491	45445	41639	43308

2.1.2. Stödsystem till el från förnybara energikällor

Det energipolitiska programmet innehåller åtgärder för att under en femårsperiod stimulera användningen av förnybara energislag. Stöden omfattar investeringsbidrag till biobränslebaserad kraftvärme, vindkraft och småskalig vattenkraft. Dessutom ges driftsstöd till vindkraft och småskalig vattenkraft samt en skattesubvention till vindkraften. Samtliga dessa stöd är tidsbegränsade. Från och med år 2003 ska ett system för handel med certifikat för el från förnybara energikällor ersätta de nuvarande stöden, som upphör vid utgången av 2002. I scenarioräkningarna ges stöd till el från förnybara energikällor. I detta stöd inkluderas biobränslebaserad elproduktion, vindkraft samt investeringar i befintlig vattenkraft och utbyggnader av småskalig vattenkraft.

Nivån på stödet har i beräkningarna antagits till 15 öre/kWh. För närvarande utreds hur ett system för handel med certifikat för el från förnybara energikällor ska utformas. Priset på certifikaten (stödet till el från förnybara energikällor) kommer att bero på vilket krav som ställs för den sammanlagda andelen el från förnybara energikällor av den totala elanvändningen. Priset kommer vidare att variera över tiden. Det gäller både kortsiktiga variationer och prisförändringar på längre sikt.

I en situation där det framtida elpriset stiger och produktionskostnaden sjunker kommer behovet av stöd att minska, vilket skulle ge ett avtagande pris på certifikaten sett över tiden. I scenarioräkningarna är det av modelltekniska skäl inte möjligt att ta hänsyn till kort- och långsiktiga prisvariationer. I beräkningarna antas 15 öre/kWh gälla under hela scenarioperioden.

Även om stödnivån sätts högre finns det omständigheter som begränsar hur mycket elproduktion från förnybara energikällor som kan komma in. Omfattningen av vindkraft begränsas exempelvis av vad systemet klarar utan kraftiga nätförstärkningar och anpassningar med mer snabbreglerad elproduktionskapacitet. Elproduktionen i biobränslebaserade kraftvärmeanläggningar begränsas av värmeunderlaget och den småskaliga vattenkraften begränsas av vad som är tillåtet att bygga ut. Sammantaget leder detta till vissa trögheter som gör att utbyggnadstakten trots stöd begränsas.

2.1.3. Kraftvärme och annan förbränningsbaserad elproduktion

När efterfrågan på el stiger måste allt dyrare kraftslag i det befintliga systemet utnyttjas och slutligen kan nya kraftverk behöva byggas, vilket leder till högre elpriser. När och hur ny kraftvärme kan komma in i systemet beror på elanvändningens, elprisernas, skattesystemets (inklusive eventuella andra stödformer) och värmeunderlagets utveckling. Livslängden på befintliga värmeproduktionsanläggningar inverkar också på när nya kraftvärmeverk kan komma in i systemet. Lönsamheten för kraftvärme är störst i de fall valet står mellan att investera i ny värmeproduktion eller i kraftvärme.

Även bränsleprisernas utveckling påverkar vilka kraftslag som utnyttjas i systemet. I beräkningarna ingår antaganden om ökande priser på naturgas medan priserna för olja sjunker något. Priserna för kol och biobränsle ligger på ungefär samma nivå som under år 1997.

De framtida prisprognoserna för världsmarknadspriset på råolja och kol baseras på antaganden från IEA (International Energy Agency). Importpriserna på naturgas baseras på en prisprognos gjord inom EU.⁴ I tabell 2 nedan redovisas importpriserna som ligger till grund för beräkningarna.

Tabell 2. Importpriser på råolja, kol, naturgas samt dollarkurs för 1997, 1999, och 2010.

	1997	1999	2010
Råolja, USD/fat	19,1	18,25	17
Kol, USD/ton vid hamn	44,1	32,6	42
Naturgas, USD/Mbtu	2,3	1,7	2,6
Växelkurs	7,6	8,27	7,5

Källa: IEA, International Energy Agency, European Union Energy Outlook to 2020

2.1.4. Import och export av el

Det stora överskott på el som funnits i Sverige och vårt närområde har minskat kraftigt under de sista åren. Redan om fyra till fem år kan överskottet ha förbytts i ett underskott om inte nyinvesteringar sker. Därmed reduceras möjligheterna till import, samtidigt som prisstegringar kan förutses.

2.1.5. Elprisets utveckling

Innan reformeringen av elmarknaderna i Norden förekom handel mellan och inom länderna genom bilaterala avtal mellan köpare och säljare. Detta förekommer fortfarande men i dag finns dessutom en gemensam marknadsplats, Nord Pool. På Nord Pool bestäms elpriset ett dygn i förväg för varje timme på dygnet. Elpriset på Nord Pool fastställs som ett jämviktspris i skärningspunkten mellan utbuds- och efterfrågekurvan.

Det första året med reformerad elmarknad 1996 var ett torrår vilket medförde att systempriset steg ända fram till slutet av året. Det genomsnittliga systempriset var

⁴ European Union Energy Outlook to 2020, European commission, 1999.

26,6 öre per kWh. Därefter har systempriset sjunkit kraftigt, 1997 var medelpriset 14,6 öre per kWh, 1998 12,3 öre per kWh och år 1999 11,8 öre per kWh. Detta kan förklaras dels av riklig nederbörd och dels av den ökade konkurrensen på den gemensamma elmarknaden. År 2000 har de hittills lägsta priserna uppnåtts till följd av kraftig nederbörd. Vissa dagar i juli månad var dygnsmedelpriset under 4 öre/kWh. Ett typiskt systempris en vardag i november 2000 var ca 14 öre per kWh. I figur 1 redovisas systempriset på Nord Pool åren 1996 till april 2001.

Under början av år 2001 har systempriset varit högt. Under februari, mars och april har systempriset varit mellan 20 och 24 öre per kWh. Snötillgången i fjällen, framförallt i de norska, är mindre än tidigare år vilket väntas leda till en mindre vårflod. En mindre produktion i vattenkraftverken leder till en ökad användning av bränslebaserad elproduktion, framförallt med fossila bränslen. Priserna på fossila bränslen är relativt höga. Sammantaget leder detta till högre elpriser.

På Nord Pools terminsmarknad sker handel med el på längre sikt än ett dygn. Terminspriset för kommande tre år låg i mitten av mars 2001 runt 18 norska öre/kWh.

Figur 1. Nord Pools systempris 1996 till april 2001.



Källa: Nord Pool.

Framtida elpriser

Elmarknaden i Sverige har förändrats betydligt de senaste åren, både vad gäller struktur och organisation, vilket gör elprisets utveckling svårare att bedöma än tidigare. Den svenska elmarknaden påverkas dessutom av utvecklingen på grannländernas elmarknader, såväl i Norden som i Tyskland och Polen. Även i dessa länder sker fortlöpande förändringar. En ytterligare faktor som påverkar den svenska elmarknaden är EU:s direktiv för en inre marknad för el.⁵

⁵EU 3638/1/96, "Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el".

I bedömningarna av den framtida elmarknaden antas att konkurrensen i produktions- och försäljningsledet kommer att öka ytterligare. I dag finns en stor elproduktionskapacitet i vissa av Sveriges grannländer, t ex. Danmark och Tyskland. Marknadsmekanismerna gör att aktörerna på elmarknaden strävar efter att anpassa produktionskapaciteten till efterfrågan på el, vilket har medfört elproduktionskapaciteten reduceras på olika sätt. På sikt bedöms elmarknaden vara i balans, vilket innebär det inte kommer finnas en överkapacitet på samma sätt som i dag.

Hur det ytterligare kraftbehovet kan komma att tillgodoses är svårt att bedöma eftersom elmarknaderna i Nordeuropa kommer att bli alltmer integrerade. Den integrerade marknaden har givit nya förutsättningar för ökat nyttjande av befintlig elproduktionskapacitet och utbyggnad av ny kraft.

På en väl fungerande elmarknad kommer elpriset att bestämmas av marginalkostnaden för elproduktion. Marginalkostnaden varierar över året och mellan år beroende på efterfrågan och hur systemet är sammansatt.

Den kortsiktiga marginalkostnaden för elenergi vid en given tidpunkt bestäms av den rörliga kostnaden för det dyraste kraftslaget som används vid tidpunkten samt en sk bristkostnadskomponent som avspeglar produktionssystemets leveransförmåga.

Den kortsiktiga marginalkostnaden varierar över året. I dagsläget bestäms den kortsiktiga marginalkostnaden på den nordiska elmarknaden av den rörliga kostnaden för kolkondenskraft i Danmark under de delar av året då efterfrågan är störst.

Den långsiktiga marginalkostnaden bestäms av de totala produktionskostnaderna, dvs. både de fasta och de rörliga kostnaderna. I framtiden, när en ökande elanvändning medför att dyrare befintliga kraftslag måste utnyttjas i högre grad, kommer de kortsiktiga marginalkostnaderna att stiga. När den kortsiktiga marginalkostnaden i systemet är i nivå med den långsiktiga, kommer ny elproduktionskapacitet att bli lönsam och kunna byggas. Beroende på hur det framtida elproduktionssystemet kommer att se ut varierar den långsiktiga marginalkostnaden.

2.2. Eltillförsel

Den ökande elanvändningen och stängningen av Barsebäck 2 kommer leda till ett ökat behov av produktionskapacitet. Hur detta behov tillgodoses på marknaden är svårt att bedöma. Framtida teknikutveckling kan komma att påverka, men i beräkningarna har bara tekniker som redan idag är etablerade inkluderats. Hit räknas vissa ång- och gasturbinprocesser och vindkraft.

När och hur ny produktionskapacitet kommer in på elmarknaden beror på elanvändningens, elprisernas och skattesystemets utveckling. Även andra stödformer som investeringsstöd och driftsstöd påverkar.

2.2.1. Eltillförsel i dag

Idag sker den svenska elproduktionen i framförallt vattenkraftverk och kärnkraftverk. En viss del av produktionen sker även i förbränningsbaserade anläggningar.

Normalårsproduktionen i de svenska vattenkraftverken varierar beroende på vilket statistikunderlag som produktionsvolymen baserar sig på. Tidigare har normalårsproduktionen för vattenkraften beräknats till 64,2 TWh, vilket baserar sig på statistikunderlag för åren 1950–1996. Med hänsyn till de senaste årens kraftiga tillrinning kan normalårsproduktionen revideras något. För att fastställa en ny normalårsproduktion i de svenska vattenkraftverken krävs dock ytterligare utredning. I scenarierna sätts normalårsproduktionen preliminärt strax över 65 TWh.

Normalårsproduktionen motsvarar ungefär 45 procent av dagens totala elproduktion i Sverige. Vattenkraftproduktionen kan variera kraftigt eftersom tillrinningen varierar under året och mellan åren. Vid så kallade torrår kan vattenkraftproduktionen vara 10–15 TWh lägre än under ett normalår och under ett våtår kan situationen vara omvänd. Under hela 1990-talet har tillrinningen, med undantag för 1996, varit över den normala.

Den installerade effekten i vindkraftverken har ökat kraftigt de senaste tio åren. Trots detta utgjorde den år 2000 endast ca 0,8 procent av den totala installerade effekten för elproduktion i Sverige. Den årliga produktionen uppgick år 2000 till 0,44 TWh. Inom vindkrafttekniken har utvecklingen gått mot lägre produktionskostnader, större aggregat och bättre överföring av el till det allmänna nätet.

Produktionsförmågan i de svenska kärnkraftverken uppgår i dagsläget till drygt 68 TWh, under förutsättning att inget produktionsbortfall uppkommer i form av oplanerade avställningar.⁶ En stängning av Barsebäck 2 skulle motsvara ett energibortfall på drygt 4 TWh.

Konventionell värmekraft omfattas av elproduktionstekniker som baserar sig på förbränning av olika bränslen i både ång- och gasturbinprocesser. Aktuella bränslen är kol, olja, naturgas, torv samt biobränslen och avfall. Under basåret 1997 användes mest olja, följt av biobränslen och kol, i de svenska konventionella värmekraftverken.

I Norden finns en lång tradition av kraftutbyte mellan länderna. Under senare år har detta samarbete utvecklats till en integrerad elmarknad med en gemensam handelsplats, Nord Pool. Vid varje givet tillfälle exporterar aktörer i länder med låga produktionskostnader till aktörer i länder med högre produktionskostnader. Kraftutbytet varierar över året, veckan och dygnet. Norge och Sverige är även under år med normal nederbörd beroende av elimport.

Under hela 1990-talet, med undantag för torråren 1994 och 1996, har Sverige nettoexporterat el till grannländerna. Under år 2000 förändrades dock situationen. Under detta år nettoimporterade Sverige 7,5 TWh el. Den främsta förklaringen ligger i att det fanns gått om billig vattenkraft i Norge och Sverige. Värmekraftanläggningarna fick svårt att konkurrera med vattenkraften eftersom Norden har en gemensam elmarknad där

⁶ Produktionsbortfall definieras som tillgänglighetsberoende respektive icke tillgänglighetsberoende bortfall. Tillgänglighetsberoende produktionsbortfall är sådant som periodiska prov, fel och revision. Icke tillgänglighetsberoende bortfall utgörs av coast-down, nedreglering, kylvattenpåverkan och yttre fel.

produktionen sker i de anläggningar som har lägst kostnad. Under år 2000 stod Norge för den största delen av Sveriges import av el.

2.2.2. Utvecklingen fram till 2010, normalår

Vid en stängning av Barsebäck 2 före 2005 minskar elproduktionskapaciteten i kärnkraftverken med drygt 4 TWh. Detta beräknas påverka elpriset genom att det till följd av det minskade utbudet blir lite högre. Ett högre elpris medför att lönsamheten för andra produktionslag ökar något.

En stängning av Barsebäck 2 och en ökad användning av el medför att ett ytterligare kraftbehov uppstår. I beräkningarna tillgodoses behovet av delvis ny produktionskapacitet och delvis genom import. Importen blir något högre i alternativet där Barsebäck stängs. Skillnaden är dock inte så stor. Detta beror på att det beräknas ske en utbyggnad av ny produktionskapacitet inom landet. Den nya produktionskapaciteten utgörs av de anläggningar som kan ta del av stödsystemet för el från förnybara energikällor. I fallet då Barsebäck 2 fortsätter att drivas blir utbyggnaden av ny elproduktionskapacitet något lägre än om reaktorn stängs.

I båda fallen beräknas den förbränningsbaserade elproduktionen öka, framför allt i kraftvärmeverken. Det är framförallt de biobränslebaserade kraftvärmeverken som ökar, vilket är en följd av stödsystemets och skattesystemets utformning. År 1997 stod fossila bränslen, dvs. olja kol och naturgas, för drygt 70 % av bränsleinsatsen för elproduktion och biobränslen för 28 %. År 2010 beräknas andelen biobränslen ha ökat till 46 % medan de fossila bränslena beräknas minska till 54 %.

Det samlade stödet till el från förnybara energikällor gör det även lönsamt att genomföra effektiviseringar i befintliga vattenkraftverk och bygga småskaliga vattenkraftstationer. Sammantaget beräknas detta ge en ökad produktionsförmåga på drygt 2–3 TWh för vattenkraften under ett normalår. Utbyggnaderna ligger inom gällande vattenkraftplan. I fallet då Barsebäck stängs kommer det vara mer lönsamt att investera i vattenkraftverken.

Även utbyggnaden av vindkraftverk väntas öka. Jämfört med vattenkraft och kraftvärme är vindkraften är inte lika ekonomiskt fördelaktigt. I scenarierna för perioden fram till 2010 är det framför allt den landbaserade vindkraften som kommer in i systemet. Energimyndigheten har under våren 2001 lämnat förslag om planeringsmål för vindkraftutbyggnaden i Sverige. Förslaget innebär att på 10-15 års sikt planera övriga förutsättningar för en årlig produktionsvolym på 10 TWh.⁷ I scenarierna fram till 2010 beräknas en produktionsvolym på 3–4 TWh uppnås.

⁷ Vindkraften i Sverige, Energimyndigheten, 2000.

Tabell 3. Elbalans normalår, TWh.

	1990	1997	1999	Med Barsebäck		Utan Barsebäck	
				2005	2010	2005	2010
Användning							
Total användning netto	139,9	142,6	143,3	148,4	152,0	148,4	152,0
Tillförsel							
Nettoproduktion	141,7	145,3	150,8	144,3	149,6	141,8	147,9
därav:							
Vattenkraft	71,4	68,2	70,9	65,2	67,2	66,2	68,6
Vindkraft	0,0	0,2	0,4	1,1	3,2	1,4	3,9
Kärnkraft	65,2	66,9	70,2	67,8	67,8	63,6	63,6
Kraftvärme i industrin	2,6	4,2	3,9	4,4	4,8	4,5	4,9
Kraftvärme i fjärrvärmesystem	2,2	5,3	5,2	5,7	6,5	6,0	6,8
Kondens fossila bränslen	0,2	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Gasturbiner	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Import-export	-1,8	-2,7	-7,5	4,1	2,4	6,6	4,2
Total tillförsel netto	139,9	142,6	143,3	148,4	152,0	148,4	152,0

Tabell 4. Insatt bränsle för elproduktion normalår, TWh.

	1990	1997	1999	Med Barsebäck		Utan Barsebäck	
				2005	2010	2005	2010
Bränsleinsats:	7,1	13,9	13,2	13,7	15,2	14,2	15,7
Oljor (inkl gasol)	1,8	5,6	5,0	5,0	4,4	5,1	4,5
Naturgas	0,5	0,7	0,6	0,5	0,7	0,5	0,7
Biobränslen, torv m m	2,5	3,9	3,6	4,5	7,0	4,6	7,3
Kol (inkl hyttgas)	2,4	3,7	4,0	3,7	3,0	3,9	3,2

2.2.3. Utvecklingen fram till 2005, torrår

Till följd av minskad tillrinningsenergi minskar elproduktionen i vattenkraftverken kraftigt under ett torrår. Tack vare flerårsmagasin kan produktionsbortfallet dock reduceras något. I beräkningarna för ett torrår antas ett produktionsbortfall på 8 TWh. Utgångspunkten för torrårsberäkningarna är scenarierna för perioden fram till 2010 som beskrivits ovan. Det vill säga den utbyggnad som sker under normalårssituation år 2005 beräknas finnas även i torrårsscenarierna.

Till följd av det minskade utbudet av el under ett torrår ökar elpriset, givet att efterfrågan är konstant. Detta skapar ett utrymme för dyrare produktinslag i befintlig kapacitet att komma in på marknaden. På den nordiska elmarknaden innebär det mer fossilbränsle-baserad elproduktion i kondenskraftverk. Det högre elpriset medför även att produktionskapaciteten i kraftvärmeverken i industrin och fjärrvärmenäten utnyttjas maximalt.

Ett krav för att kondensanläggningarna kan tas i drift under ett torrår är att de hålls i ett sådant skick att de kan starta på relativt kort tid. Det finns dock en risk för att aktörerna

inte finner det lönsamt att hålla med denna reserv. I dag utgör de anläggningar som Svenska kraftnät upphandlade hösten 2000 en reserv för förbrukningstoppar. Denna reserv består av oljekondensanläggningar och gasturbiner. Oljekondensanläggningarna skulle kunna vara lönsamma att köra under en torrårssituation. Upphandlingen är en övergångslösning som sträcker sig till slutet av år 2003. I torrårsscenarierna för år 2005 beräknas de flesta av dessa anläggningar kunna köras. Produktionen i oljekondensanläggningarna skulle då kunna motsvara omkring 3 TWh.

Tabell 5. Elbalans torrår, TWh.

	1997	Med Barsebäck 2005	Utan Barsebäck 2005
Användning			
Total användning netto	142,6	148	148
Tillförsel			
Nettoproduktion	145,3	139	137
därav:			
Vattenkraft	68,2	57	58
Vindkraft	0,2	1	1
Kärnkraft	66,9	68	64
Kraftvärme i industrin	4,2	5	5
Kraftvärme i fjärrvärmesystem	5,3	6	6
Kondens fossila bränslen	0,4	3	3
Gasturbiner	0,0	0	0
Import-export, ytterligare kraftbehov ¹	-2,7	9	11
Total tillförsel netto	142,6	148	148

1. För basåret 1997 redovisas import-export och för år 2005 redovisas det beräknade ytterligare kraftbehovet.

Tabell 6. Insatt bränsle för elproduktion, torrår, TWh.

	1997	Med Barsebäck 2005	Utan Barsebäck 2005
Bränsleinsats:	13,9	23	24
Oljor (inkl gasol)	5,6	14	14
Naturgas	0,7	1	1
Biobränslen, torv m m	3,9	5	5
Kol (inkl hyttgas)	3,7	4	4

Anm. På grund av avrundning stämmer inte summan

Under ett torrår förändras handelsflödena i Norden. Hela 1990-talet, med undantag för 1994 och 1996, har varit relativt nederbördsrika. Handelsflödena har då gått från Sverige till Danmark och Finland. Under torråren har situationen varit omvänd.

Norge som har en elproduktionskapacitet som till 99 procent består av vattenkraft blir under torrår mycket beroende av elimport. Detta innebär att el måste kunna transporteras genom Sverige till Norge. År 1996 som var ett torrår exporterades ungefär 8 TWh el från Sverige till Norge. Samtidigt importerade Sverige ungefär lika mycket från Danmark.

Det överskott på elproduktionskapacitet som funnits i Sverige och vårt närområde har minskat under de senaste åren. Den minskade produktionskapaciteten och ökade elanvändningen i Norden har medfört att det kan bli brist på elenergi under år med extremt lite nederbörd. Norge och Sverige är även under normala år beroende av elminport.

I torrårsscenarierna beräknas ett ytterligare kraftbehov uppstå som är mycket större än i normalårsscenarierna. Behovet blir ca 4 TWh större i alternativet då Barsebäck stängs än om reaktorn drivs vidare. Det ytterligare kraftbehovet skulle kunna täckas genom import, vilket är det mest troliga på kort sikt. I elenergibalanser representeras elhandeln genom nettoimport, dvs. skillnaden mellan import och export, vilket även måste vara fallet här. Ett problem på sikt är att produktionskapaciteten väntas minska i hela Norden, vilket medför minskade möjligheter till import. Sammantaget kan detta leda till en brist på elenergi i både Norge och Sverige under ett torrår.

Handel över gränserna sker hela tiden. I elbalanser redovisas handeln som nettoimport, dvs. skillnaden mellan import och export. Även under ett torrår skulle el exporteras ut ur Sverige. En stor del skulle t ex. gå till Norge. Torrårsberäkningarna visar att nettoimporten skulle bli 9–11 TWh. Handeln med el inom Norden under åren 1996–2000 redovisas i tabell 7. Historiskt sett har nettoimporten som störst varit 6,1 TWh, vilket inträffade torråret 1996. År 1996 fanns en större elproduktionskapacitet i det nordiska elsystemet än vad det gör idag.

Tabell 7. Handel med el inom Norden år 1996–2000, TWh

		Import	Export	Nettoimport
1996	Sverige	15,9	9,7	6,1
	Norge	13,3	4,2	9,0
	Danmark	1,9	17,5	-15,6
	Finland	6,1	2,4	3,7
	<i>Totalt Norden</i>	<i>37,1</i>	<i>33,9</i>	<i>3,3</i>
1997	Sverige	10,2	12,9	-2,7
	Norge	8,8	4,8	4,0
	Danmark	3,1	10,3	-7,3
	Finland	8,7	1,1	7,7
	<i>Totalt Norden</i>	<i>30,9</i>	<i>29,2</i>	<i>1,7</i>
1998	Sverige	6,1	16,9	-10,8
	Norge	8,1	4,4	3,7
	Danmark	3,5	7,8	-4,3
	Finland	10,4	0,9	9,3
	<i>Totalt Norden</i>	<i>27,9</i>	<i>30,0</i>	<i>-2,1</i>
1999	Sverige	8,4	16,0	-7,6
	Norge	6,9	8,8	-1,9
	Danmark	5,4	7,6	-2,2
	Finland	12,1	0,9	11,1
	<i>Totalt Norden</i>	<i>32,8</i>	<i>33,3</i>	<i>-0,5</i>
2000	Sverige	18,3	13,6	4,7
	Norge	1,5	20,5	-19,0
	Danmark	8,4	7,8	0,7
	Finland	12,9	1,0	11,9
	<i>Totalt Norden</i>	<i>41,0</i>	<i>42,8</i>	<i>-1,8</i>

Källa: Nordel

2.3. Koldioxidutsläpp

I scenarierna ökar produktionen av el från förnybara energikällor, vilket bidrar till att hålla ökningen av utsläpp av koldioxid från elproduktionssektorn nere. Utvecklingen inom elproduktionen påverkas av stödet till el från förnybara energikällor som antagits i beräkningarna. Elproduktionen i biobränslebaserade kraftvärmeverk och vindkraftverk ökar samtidigt som den småskaliga vattenkraften byggs ut och effektiviseringar sker i den befintliga vattenkraftskapaciteten.

Skillnaden i utsläpp mellan de två alternativa scenarierna för Barsebäck 2 blir inte så stor. Detta beror på att produktionsbortfallet förväntas täckas av en ökad import samt elproduktion från förnybara källor. Utsläppen från elproduktionen är för hela scenarioperioden 0,1 miljoner ton högre i alternativet då Barsebäck 2 stängs jämfört med om reaktorn drivs vidare. I tabell 8 redovisas utsläppen från elproduktionen samt de totala utsläppen från energisektorn⁸.

Tabell 8. Koldioxidutsläpp normalår, miljoner ton

	1990	1997	1999	Med Barsebäck 2		Utan Barsebäck 2	
				2005	2010	2005	2010
Elproduktion	1,4	2,9	2,8	2,7	2,4	2,8	2,5
Totala utsläpp från energisektorn	51,2	51,8	50,7	51,3	51,8	51,4	51,9

Under ett torrår beräknas den förbränningsbaserade elproduktionen öka då produktionen i kraftvärmeverk ökar och kondensanläggningar tas i drift. Detta beräknas medföra att utsläppen av koldioxid nästan fördubblas jämfört med ett normalår. Inte heller i torrårsfallet är det någon större skillnad mellan de olika alternativa scenarierna för Barsebäck 2, se tabell 9.

Tabell 9. Koldioxidutsläpp torrår, miljoner ton

	1990	1997	1999	Med Barsebäck 2		Utan Barsebäck 2	
				2005	2005	2005	2005
Elproduktion	1,4	2,9	2,8	5,2		5,3	
Totala utsläpp från energisektorn	51,2	51,8	50,7	53,9		54,0	

I scenarierna för eltillförseln under perioden fram till 2010 beräknas en del av Sveriges elbehov tillgodoses genom import. Detta medför inga koldioxidutsläpp i Sverige men de länder som elproduktionen sker kommer få högre utsläppsnivåer. Utsläppens storlek beror på vilket produktionssystem som finns i landet. I tabell 10 nedan redovisas genomsnittliga utsläpp per TWh el.

⁸ I energisektorn inkluderas utsläpp från förbränning i kraft- och fjärrvärmeverk samt industrin, förbränning för uppvärmning i hushåll samt transporter.

De stora variationerna i genomsnittligt koldioxidutsläpp per TWh el mellan de olika länderna visar hur de olika ländernas elproduktionssystem är sammansatt. Norge har mycket låga utsläpp per producerat TWh el, vilket beror på att de nästan uteslutande har vattenkraft. Danmark, Tyskland och Polen har en stor andel fossilbränslebaserad elproduktion, vilket leder till högre utsläpp.

Ofta beräknas utsläpp utifrån det produktionsslag som ligger på marginalen. I dagsläget är det kolkondenskraft i Danmark som ligger på marginalen under de delar av året då efterfrågan är störst. I framtiden är det mycket troligt att det är naturgaskombikraft som ligger på marginalen. I tabell 10 redovisas utsläppen från produktion av 1 TWh el i kolkondens- och naturgaskombikraftverk.

Tabell 10. Genomsnittliga koldioxidutsläpp per TWh el år 1997 samt utsläpp från produktion av 1 TWh el i kolkondenskraftverk och naturgaskombikraftverk, 1 000 ton.

Danmark	500
Finland	220
Norge	0,1
Sverige	20
Norden	105
Tyskland	530
Polen	750
Norden inklusive Tyskland och Polen	406
Kolkondenskraftverk	816
<u>Naturgaskombikraftverk</u>	<u>351</u>

Källa: Egna beräkningar utifrån statistik från IEA, Electricity information. För Sverige är källan enbart egna beräkningar.

3. Påverkan på elsystemet

En stängning av den andra reaktorn i Barsebäck och en ökad andel vindkraft- och biobränslebaserade kraftvärmeverk påverkar elsystemet. De två sistnämnda produktionslagen har en lägre utnyttjnings- och tillgänglighetsgrad jämfört med kärnkraftverkens. Svensk kärnkraft utgör i dagsläget en del av baskraften i det nordeuropeiska elsystemet. I begreppet baskraft ingår produktionskapacitet som har hög utnyttjnings- och tillgänglighetsgrad.

Kraften i det nordeuropeiska elsystemet produceras i de anläggningar som har lägst produktionskostnad. Detta har lett till att produktionsanläggningar med höga kostnader har lagts ned för att de inte är lönsamma på dagens elmarknad. En stor del av den nedlagda produktionskapaciteten består av baskraftanläggningar och de nya anläggningar som byggs utgörs framförallt av icke reglerbar kraft.

Elektrisk kraft kan inte lagras utan måste produceras i samma takt som den används. I dagens elsystem är vattenkraftstationer och regleringsmagasin utformade för att snabbt kunna möta den variation i elektrisk belastning som elkundernas olika förbrukningsmönster ger upphov till.

Trots att det finns tillräckliga reserver i det nordiska kraftsystemet för att täcka energibehovet under år med normal nederbörd är produktionskapaciteten redan idag knapp vid toppar i elförbrukningen. Norge och Sverige är beroende av elimport även normala år. Vid år med extremt lite nederbörd kan det bli energibrist i Norden och vid en längre tids kyla kan det bli ett mer eller mindre kraftigt effektunderskott.

Under torrår beräknas i produktionskapacitet som i ett normalårsfall bara skulle användas vid toppar i förbrukningen användas under längre perioder. Detta kan medföra att risken för effektbrist vid förbrukningstoppar ökar under torrår.

Under den senaste vintern har problematiken kring effektbrist aktualiserats ytterligare. Detta bl a efter att förbrukningsrekordet slogs måndagen den 5 februari 2001. Denna dag och helgen innan var mycket kall i hela landet. Förbrukningsrekordet, på ca 27 000 MW, inträffade mellan klockan 8 och 9 på måndag morgon. Priset på nordpool noterades till 2 117 kr/MWh.

Förbrukningen av el varierar mellan dygnets timmar, mellan vardag och helgdag samt mellan olika årstider. Detta gäller oberoende av mer långsiktiga variationer som hänger samman med konjunkturcykler, effektivisering samt prisrelationen mellan olja och el. Den främsta förklaringen till de stora variationerna är temperaturskillnader. Vintertid kan temperaturen falla snabbt, vilket innebär att ytterligare effekt kan behövas med kort varsel. Svenska kraftnät bedömer att det maximala effektbehovet en kall vinter med en återkomsttid av tio år ligger på drygt 28000 MW. Den nivån har ännu inte nåtts.

Risken för effektbrist i Sverige varierar mellan olika områden. Sverige är uppdelat i tre olika områden, norra, mellersta och södra. Uppdelningen beror på de flaskhalsar som finns i överföringsnäten samt att elproduktionen är stor i norr medan den största förbruk-

ningen finns i söder. Det är därför framför allt i Syd- och Mellansverige som risken för effektbrist är som störst.

Översiktliga beräkningar för effektbalansen i södra Sverige visar att området idag är beroende av import från utlandet vid toppar i elförbrukningen. Beräkningarna visar även att vissa marginaler finns. Stängs däremot Barsebäck 2 innebär det att risken för effektbrist ökar markant i södra Sverige. Den främsta orsaken är att marginalerna försvinner. Effektbalansen blir därför svår att hålla om det skulle uppstå något fel på en överföringsförbindelse eller någon produktionsanläggning inom området. Bland annat får reaktorn Oskarshamn 1 en ännu större betydelse för effektbalansen i södra Sverige. Vid effektbrist är bortkoppling av områden det enda sättet att upprätthålla frekvensen i elnätet.

Svenska kraftnät kommer senare i år att presentera mer detaljerade beräkningar för effektbalanssituationen i hela Sverige.

4. Ny elproduktion och minskad elanvändning av det kortsiktiga omställningsprogrammet

Enligt 1997 års energipolitiska beslut startades ett omfattande program för ett ekologiskt uthålligt energisystem. Enligt beslutet är ett villkor för avställningen av den andra reaktorn i Barsebäck att bortfallet av elproduktion kan kompenseras. Det energipolitiska programmet innefattar därför ett s.k. kortsiktigt omställningsprogram under en femårsperiod. Programmet, som sträcker sig till och med 2001, innehåller åtgärder för att minska elanvändningen och stöd för att stimulera till ny elproduktion från förnybara energikällor. En sammanställning är gjord i tabell 10 nedan. I rapporten *Det kortsiktiga programmet för omställning av energisystemet* (ER4:2001) redovisas resultaten av det kortsiktiga energiprogrammet mer ingående.

Tabell 11. Sammanställning över ny elproduktion eller reduktion av elanvändning för beviljade stöd till och med 2000.

Delområde	Mål TWh	Beslutade åtgärder tom 2000, TWh	Beslutade åtgärder tom 2000, MW	Genomförda åtgärder tom 2000, TWh
Minskad elanvändning	1,5	0,26	144	0,22
Konvertering från eluppvärmning		0,12	47	
Biobränslebaserad kraftvärme	0,75	0,88	164	0,03
Vindkraft	0,5	0,44	188	0,23
Småskalig vattenkraft	0,25	0,013	0,0037	0,006
Summa	3,0	1,7	543	0,49

Källa: Det kortsiktiga programmet för omställning av energisystemet ER 4:2001, Energimyndigheten.

Summan av ny elproduktion och reduceringen av elanvändningen indikerar att cirka 1,7 TWh av 3,0 TWh kan uppnås. Efter omställningsprogrammets slut bedöms vindkraften uppnå målet att producera 0,5 TWh el och anslutning till fjärrvärmeanslutningar av eluppvärmda bostäder och lokaler bedöms ge knappt 0,5 TWh i reducerad elanvändning. En uppfyllelse av dessa bedömningar kan indikerar att cirka 2,0 TWh av 3,0 TWh kan uppnås.

I det kortsiktiga omställningsprogrammet ingår andra åtgärder som teknikupphandling, kommunal energirådgivning och effektiviserad energianvändning med hjälp av information och utbildning. Effekterna av dessa åtgärder är svåra att bedöma.

4.1. Bidrag för att minska elanvändningen

För att minska användningen av el för uppvärmning av bostäder och lokaler har stöd utgått för fjärrvärmeanslutning och till utbyggnad av fjärrvärmenätet. De ärenden som beviljats stöd under 1998, 1999 och 2000 beräknas ge en reducerad elanvändning på 0,262 TWh eller en effektreduktion på 144 MW. Målet att ersätta 1,5 TWh el bedöms

inte kunna nå utan efter femårperiodens slut bedöms den reducerade elanvändningen via anslutning till fjärrvärme bli knappt 0,5 TWh.

Stöd har även utgått för konvertering av från elvärme till annan individuell uppvärmning. Beviljade bidrag för stödet bedöms ge ett minskat effektuttag på 47 MW och en reducerad elanvändning med 0,117 TWh per år.

4.2. Bidrag till investeringar i elproduktion från förnybara energikällor

För att stimulera utbyggnaden av elproduktion baserad på förnybara energikällor lämnas investeringsstöd till bibränslebaserad kraftvärme, vindkraft och småskalig vattenkraft.

Beslutad bibränslebaserad kraftvärme omfattar nyinstallerad effekt om 164 MW (102 MW i norra Sverige, 61 MW i mellersta Sverige och 1 MW i södra Sverige). Anläggningarna beräknas producera 0,88 TWh el per år. Samtliga anläggningar beräknas vara i drift under 2003.

Nyttillkommen elproduktion från vindkraftverk som beviljats stöd till och med 2000 beräknas till 0,44 TWh och en effekt på 188 MW. Målet på 0,5 TWh el från ny vindkraft beräknas uppnås.

Nyttillkommen elproduktion från småskaliga vattenkraftverk som beviljats bidrag till och med 2000 beräknas till totalt 0,013 TWh el eller en effekt om 3,7 GW.

5. Slutsatser

År 1997 inrättades ett program för ett ekologiskt och ekonomiskt uthålligt energisystem. Programmet har två delar, den ena omfattar ett kortsiktigt program som syftar till att ersätta bortfallet av elproduktion från Barsebäck genom att minska användningen av el för uppvärmning, utnyttja det befintliga elsystemet effektivare samt öka tillförseln av el och värme från förnybara energikällor. Den andra delen av programmet är långsiktig och innehåller fortsatt forskning och teknikutveckling.

Ett mål för det kortsiktiga programmet är att summan av ny elproduktion och reduktion av elanvändningen ska uppnå 3 TWh. Bedömningar visar att vid utgången av programmet kan kanske 2 TWh uppnås. I det kortsiktiga omställningsprogrammet ingår även andra åtgärder, t ex teknikupphandling, effektiviseringar och information. Effekterna av dessa åtgärder är svåra att bedöma.

Scenarierna fram till 2010 över tillförseln av elenergi i Sverige under normala år visar att om Barsebäck 2 stängs blir importbehovet något större än om reaktorn drivs vidare. Skillnaden mellan de två alternativa scenarierna motsvarar dock inte reaktorns storlek. Detta beror på antaganden om att elproduktion baserat på förnybara energikällor ökar i båda scenarierna. Utbyggnaden av ny produktionskapacitet påverkas av det antagna stödet till el från förnybara energikällor. I fallet då reaktorn stängs blir, till följd av något högre elpris, utbyggnaden något större än om Barsebäck 2 drivs vidare. Produktionsbortfallet från Barsebäck beräknas täckas med import och en ökad elproduktion från förnybara energikällor. Detta leder till att skillnaden i utsläppen av koldioxid i Sverige inte blir stor mellan de alternativa scenarierna för Barsebäck 2.

Under en torrårssituation skulle tillförseln av elenergi se annorlunda ut. I torrårsscenarierna för år 2005 beräknas vattenkraftproduktionen minska med ca. 8 TWh. Trots att vissa oljekondensanläggningar skulle tas i drift under en sådan situation skulle ett ytterligare kraftbehov uppstå. I fallet då Barsebäck stängs skulle det ytterligare kraftbehovet uppgå till 11 TWh och om Barsebäck drivs vidare skulle behovet uppgå till 9 TWh. Det ytterligare kraftbehovet skulle kunna täckas genom import, vilket är det mest troliga på kort sikt. I elenergibalanser representeras elhandeln genom nettoimport, dvs. skillnaden mellan import och export, vilket även måste vara fallet här.

Historiskt sett har nettoimporten som störst varit 6,1 TWh, vilket inträffade torråret 1996. År 1996 fanns en större överkapacitet i det nordiska elsystemet än vad det gör idag. Under torrår blir även Norge starkt beroende av elimport eftersom de i stort sett bara har vattenkraft. Detta innebär att stora mängder el måste kunna transporteras genom Sverige.

Sverige och Norge är redan under normala år beroende av elimport och under ett torrår ökar beroendet kraftigt. Den minskande elproduktionskapaciteten i Nordeuropa medför att det kommer finnas begränsningar för hur mycket el som kan importeras. Sammantaget kan detta leda till en brist på elenergi i Norden under torrår.

Till följd av det minskade utbudet av el under ett torrår ökar elpriset, givet att efterfrågan är konstant. Detta skapar ett utrymme för dyrare produktinslag i befintlig kapacitet att komma in på marknaden.

Den momentana elförbrukningen, effektförbrukningen, har under senare år kommit att uppmärksammas allt mer. Detta är en följd av att produktionskapaciteten under senare år har anpassats allt mer efter förbrukningen och att allt färre elproducenter finner det lönsamt att ha kapacitet som bara används under några få timmar per år, vid toppar i effektförbrukningen.

Vid en längre tids kyla kan det bli ett kraftigt effektunderskott i Sverige. Risken för effektbrist i Sverige varierar mellan olika områden. Det är därför framför allt i Syd- och Mellansverige som risken för effektbrist är som störst.

Förbrukningen av el varierar kraftigt under ett år. Den främsta förklaringen till de stora variationerna är temperaturskillnader. Vintertid kan temperaturen falla snabbt, vilket innebär att ytterligare effekt kan behövas med kort varsel. Svenska kraftnät bedömer att det maximala effektbehovet en kall vinter med en återkomsttid av tio år ligger på drygt 28 000 MW.

I dagsläget är södra Sverige beroende av överföringsförbindelserna till utlandet vid toppar i förbrukningen. Översiktliga beräkningar för en höglastsituation visar att det i dag finns små marginaler i elsystemet för att klara effektbalansen i södra Sverige. Beräkningarna visar också att vid en stängning av Barsebäck 2 måste alla delar i elsystemet fungera för att det inte ska uppstå en effektbristsituation i södra Sverige. I elsystemet inräknas produktionskapacitet och överföringsförbindelser både inom landet och till utlandet.

Ytterligare ett faktor som kan påverka både elenergi- och effektbalansen är att oljepriset under senare tid varit ovanligt högt. Detta skulle kunna medföra att elanvändningen inom bostads- och servicesektorn ökar till följd av att hushåll som har sk. kombipannor kan komma att byta från olja till el. Detta skulle kunna medföra en ökad elanvändning på 1,5 TWh eller 1000 MW.

Bilaga 1. Ekonomisk utveckling

Energianvändningen påverkas av hur ekonomin växer. Detta samband gäller särskilt inom industri- och transportsektorerna. Inom bostadssektorn är sambandet inte lika starkt. I följande tabell visas prognoser för BNP, industrins produktion, privat konsumtion, offentlig konsumtion samt exporten.

Tabell 1. Prognoser för den ekonomiska utvecklingen, årlig procentuell förändring

	1997–2010	2010–2020
Bruttonationalprodukt	1,9	1,1
Industriproduktion	2,3	2,1
Privat konsumtion	2,4	1,9
Offentlig konsumtion	1,2	0,8
Export	3,5	2,9

Källa: Konjunkturinstitutet

För prognosperioden 1997–2010 antas att ekonomin, i termer av *BNP*, växer med i genomsnitt 1,9 % per år. Denna tillväxttakt är i nivå med tillväxten i Sverige under 1970- och 1980-talen.

Konjunkturinstitutets beräkningar visar att *industriproduktionen* i genomsnitt kommer att öka med 2,3 procent per år under perioden 1997 till 2010. Detta är i nivå med utvecklingen under 1980-talet men lägre än utvecklingen de senaste åren efter återhämtningen från lågkonjunkturen i början av 1990-talet.

Av beräkningarna framgår också att industrins struktur förändras i riktning mot mer kunskapsintensiv industri. I termer av industrins energiefterfrågan innebär det att den mindre energiintensiva industrin förväntas växa relativt sett mer jämfört med den energiintensiva industrin.

Den *privata konsumtionen* antas växa tämligen mycket, särskilt under det första decenniet. En jämförelse med den historiska utvecklingen visar att prognosen ligger högre än motsvarande utveckling under 1970- och 1980-talen, och betydligt högre än utvecklingen under 1990-talet. I genomsnitt ökar den privata konsumtionen mer än BNP-tillväxten. Den privata konsumtionen svarar således för en stigande andel av den samlade användningen av produktionen.