

Kärnkraftsutbyggnaden och priset på elenergi

Vem bestämmer om Sveriges framtida försörjning av elektrisk energi? Om hur många kärnkraftverk vi skall ha? Och om hur mycket det hela får kosta?

Producenterna anser att konsumenterna bestämmer. Att produktionen enbart anpassar sig efter behovet. Att den accelererade utbyggnaden av kraftverk är oundviklig om vi skall bevara vår levnadsstandard. Och att produktionen blir effektiv om konsumenterna betalar sina kostnader.¹

Men Statens Vattenfallsverk (Vattenfall) och Centrala Driftsledningen (CDL) tycks ha glömt att energipriset påverkar behovet av elektricitet. Att elkonsumentens utveckling beror av vilka priser man sätter per kilowattimme (kWh). Och av hur man varierar — differentierar dessa priser mellan dag och natt, sommar och vinter, etc.

Makten åt teknikerna? Ja, beroende på vilka priser de sätter, fastställer de också indirekt vår elkonsument, dess konsumtion i form av produktionskostna-

der och kärnkraftsutbyggnader. Det är inte så enkelt som att kräva att eltaxorna skall baseras på "långsiktiga marginella" självkostnader.² Det är också en politisk fråga om hur man med hjälp av prisdifferentiering skall stimulera eller dämpa behovet och ändå klara de "långsiktiga marginella" kostnaderna. En sådan prisdifferentiering kan leda till besparingar i miljardbelopp *samtidigt* som kärnkraftsutbyggnaderna kan dämpas.

I viss mån förekommer differentiering redan idag, men nedanstående beräkningar visar att det vore önskvärt med en mera genomgripande sådan, en differentiering som också skulle medföra väsentliga förändringar i det existerande investeringsprogrammet för kraftverk. Idag sker prisdifferentiering huvudsakligen via en sk högbelastningsavgift. Denna är emellertid mera relaterad till effektuttaget (kWh/tim) än till energiförbrukningen.

Genom att priset på elektrisk energi oftast är lika mellan dag och natt, sommar och vinter, högbelastning som lågbelastning, så har motsvarande kostnads-

GÖRAN BERGENDAHL, som är professor i företagsekonomi vid Göteborgs universitet, tjänstgör f n vid European Institute for Advanced Studies in Management i Bryssel. Artikeln bygger på två forskningsrapporter (74—07 och 74—15), vilka kan rekvireras från detta institut under adress: Place Stephanie 20, B-1150 Bryssel, Belgien.

¹ "Konsumentens bestämmer produktionen. Kraftproduktionen skiljer sig från annan industriell verksamhet genom att distributörerna har en i lag föreskriven skyldighet att tillhandahålla elkraft i efterfrågad omfattning och för alla normala behov. Omfattningen av kraftföretagens verksamhet bestäms således av elkonsumenternas efterfrågan. Kraftförsörjningssystemets tekniska funktion kräver därjämte att denna efterfrågan i varje ögonblick tillgodoses" (Sveriges Elförsörjning 1975—1990, sid 3).

² "Det kan vara av intresse att notera att Vattenfall övergick till marginalkostnadsprincipen som grund för taxesättning redan för 20 år sedan. Viktigast synes därvid vara, att eltaxorna baseras på långsiktiga marginella självkostnader" [Lalander 1972, s 2—3].

skillnader ej haft möjlighet att påverka efterfrågan, ej haft möjlighet att styra konsumenterna mot ett jämnare utnyttjande av produktionsapparaten. Kraftföretagen har i stället i accelererad takt fått expandera produktionen så att den passar konsumtionens fluktuationer. Och reservkapaciteten har fått anpassa sig till det så genererade maximibehovet.

En viktig frågeställning är i vilken utsträckning ett ekonomiskt optimalt handlingsprogram för elproduktionen är politiskt önskvärt. Dvs om investeringar skall få väljas och priser få sättas så att största möjliga ekonomiska effektivitet erhålles. Av flera skäl kan det vara önskvärt med avvikelser från vad som är ekonomiskt optimalt. Speciellt skall vi här redovisa konsekvenserna av en politik som går ut på att efterfrågan ej får stimuleras via prissättningen utan enbart dämpas genom prishöjningar. En politik som baseras på begränsningar i icke-förnybara naturresurser som olja, uran etc.

Är det önskvärt att elförbrukningen expanderar?

Hela Sveriges elförbrukning beräknas expandera från 100 TWh 1975 till 145 TWh 1980, 200 TWh 1985 och 250 TWh 1990.³ Sverige följer därmed utvecklingstendenserna för Västeuropa och USA, men landets nordliga läge gör säsongvariationerna ovanligt markanta. Enligt prognoserna för 1980 så kommer efterfrågan under en vecka i juli att vara 2 TWh medan motsvarande värde för januari beräknas till 3,5 TWh [*Sveriges Elförsörjning 1975—1990*, s 6]. Men även variationerna inom en vecka kan bli stora. Efterfrågan per timme beräknas nattetid sjunka till ungefär 70 procent av behovet på dagen.

För att möta ett så fluktuerande behov av elenergi på ett ekonomiskt sätt, fordras att man använder olika typer av kraftverk. Vattenkraften och kärnkraften, som har låga rörliga kostnader (i kr/kWh) men höga fasta, måste utnyttjas länge för att vara lönsamma. Följaktligen användes de för att klara av "basefterfrågan". Gasturbiner och vissa oljeeldade kraftverk har höga rörliga men låga fasta kostnader. De användes därför för att möta topparna i efterfrågan.

Antag nu att man kunde dämpa efterfrågan under årets högst belastade timmar. Detta borde omedelbart få till följd ett minskat behov av oljeeldade kraftverk och gasturbiner. Men man kan också tänka sig stimulera efterfrågan under de lägst belastade timmarna. Därigenom skulle man höja utnyttjandegraden av enskilda kraftverk, en från ekonomisk synpunkt önskvärd effekt. Men för att avgöra vad som är mest ekonomiskt fordras omfattande beräkningar där ovan nämnda faktorer får tillfälle att samverka. Detta har skett i nedan redovisade kalkyler.

En metod för att beräkna bästa expansionen av elproduktionen

Centrala driftsledningen (CDL:s) beräkningar rörande utvecklingen av elkonsumention tyder på en årlig efterfrågeökning av 7—8 procent. Denna utvecklingstakt kommer vi att använda som en slags referensnivå. När vi talar om att stimulera eller dämpa efterfrågan så är det i förhållande till denna utveckling.

Från elkonsumenternas synpunkt måste en efterfrågestimulans via prissänkning anses ha ett positivt värde medan en dämpning via prisökningar är negativt. En ekonomiskt optimal utvecklingstakt blir därför den takt som leder till de lägsta totala diskuterade kostnaderna då man tar samtidig hänsyn till effekter på elkonsumenter och elproducenter.

Vad gäller påverkan på investeringsprogrammet så antas detta kunna ske först efter år 1977. Beräkningarna avser investeringar under en femtonårsperiod 1977—92 och dessa uppdelas i fem kategorier, nämligen i

- a) vattenkraftverk
- b) kärnkraftverk
- c) oljeeldade kraftverk för basbelastning
- d) oljeeldade kraftverk för toppbelastning
- e) gasturbiner

Övriga kraftverk såsom industriellt mottryck och värmekraftverk antas vara opåverkbara från elsynpunkt (deras investerings- och produktionsvolym bestämmes huvudsakligen av annan hänsyn än till elproduktionen).

Utnyttjandet av tillgängliga investeringar
³ 1 TWh = 1 miljard kWh.

ringar har indelats efter belastningsgrad, nämligen *tidsintervallen*

- 1) toppbelastade vinterdagar (672 tim/år)
- 2) övriga vinterdagar (1 518 tim/år)
- 3) vinternätter (2 190 tim/år)
- 4) sommarkdagar (2 190 tim/år)
- 5) sommarnätter (2 190 tim/år)

Syftet med de utförda beräkningarna var att bestämma *produktionsvolym* (i kWh per kraftverk, tidsintervall och femårsperiod), *investeringsvolym* (i MW per kraftverk och femårsperiod) och *priser* (i kr/kWh per tidsintervall och femårsperiod) under hänsyn till:

a) att produktionen per kraftverkstyp är begränsad av tillgänglig kapacitet,

b) att investeringar ökar tillgänglig kapacitet från en tidsperiod till en annan,

c) krav på 20 procents reservkapacitet utöver maximiuttaget (för att möta fluktuationer i efterfrågan),

d) krav på en jämn dygnsproduktion för oljeeldade baskraftverk och för kärnkraftverk,

e) tillgängligt vattenflöde under olika säsonger,

f) att produktionen måste täcka efterfrågan, och

g) att efterfrågan kan höjas genom prissänkningar och sänkas genom prishöjningar.

CDL:s femtonårsprognos antas vara baserad på oförändrade realpriser. Eventuell prishöjning enligt ovan bör leda till en efterfrågan *lägre* än denna prognos, medan prissänkningar medför att efterfrågan bör öka *över* denna prognos.⁴ Priselasticiteten antas vara så låg som -0,5.⁵ Dessa förutsättningar rörande elkonsumtion och elproduktion avgränsar de möjliga handlingsprogrammen för prissättning, produktion och investeringar. Bland dessa möjliga program kan man beräkna (med sk linjär programmering) det som ger den största sammanlagda kostnadsreduceringen⁶ för konsumenter och producenter.

Huvudproblemet: Skall konsumtionen styras via prisdifferentiering och i så fall hur?

Innan vi använder ovanstående metod på svenska förhållanden, så är det nöd-

vändigt att specificera aktuella "policyalternativ". Den mest avgörande frågan är om man skall tillåta att efterfrågan under vissa tidsperioder stimuleras genom en sänkning av elpriset? Dvs skall de ekonomiska motiven få spela en huvudroll i en värld som mer och mer drabbas av energiknapphet? Skall de negativa konsekvenserna av kärnkraftverk och oljeeldade kraftverk få en underordnad betydelse? En stimulans av efterfrågan under lågbelastning bör nämligen motivera ytterligare kärnkraftverk.

Alternativet med ohämmad konsumtionspåverkan via prisdifferentiering utgör vårt första huvudalternativ (alt A). När beräkningsmetoden används på detta alternativ så bör resultatet ge en fingervisning om vad som är ekonomiskt optimum för Sveriges elförsörjning fram till slutet av seklet.

Vårt andra huvudalternativ (alt B) förhindrar att elbehovet stimuleras via prissänkningar. Däremot är det här fullt tänkbart att söka dämpa konsumtionen via prishöjningar. En sådan dämpning synes tänkbar under toppbelastade vinterdagar, varigenom man också bör kunna reducera behovet av reservkraftverk. En ekonomiskt optimal lösning med möjligheter att enbart dämpa efterfrågan bör alltså dämpa såväl byggandet av kärnkraftverk som av gasturbiner.

I vårt tredje huvudalternativ (alt C) antar vi att efterfrågan ej skall påverkas

⁴ Observera att alla priser antas vara givna i 1971 års prinsnivå. Höjningar och sänkningar av priser skall ses i denna nivå och ej innefatta konsekvenser från inflationen.

⁵ Med priselasticitet menas procentuell förändring av efterfrågan per procent prisförändring. Eftersom man här talar om förändringar på relativt lång tid (1—5 år) så blir antagandet om elasticitetsnivån relativt moderat. Jfr Cagill och Meyer [1971] och Doctor och Anderson [1972].

⁶ Här innefattas kostnader för

a) investeringar (kr/MW)

b) drift (kr/MW och år)

c) produktion (kr/MWh)

d) minskat konsumentöverskott (kr/MWh)

vilka diskonterats enligt 8 procents ränta. Krav på att konsumenterna skall täcka kostnader för existerande anläggningar bör ej påverka energipriset utan istället belasta effektpriset (priset per säkring). Observera att problemet är att bestämma produktionens inriktning och priserna vid produktionskällan. Således har inga distributionskostnader inkluderats. (Märk att 1 MW = 1 000 kW.)

via prisförändringar. Våra beslutsvariabler blir här endast produktions- och investeringsvolymerna. Den lösning som då framkommer blir direkt jämförbar med CDL:s plan.

Ytterligare alternativ går givetvis att formulera, men detta undvikes här i avsikt att göra presentationen mera överskådlig. Det är tex av intresse att studera effekterna av ett totalförbud för kärnkraftinvesteringar under ett antal år.⁷

Resultat: Expansionen av kärnkraftverk är starkt beroende av möjligheterna till prisdifferentiering

Beräkningarna för de tre olika alternativen A, B och C visar helt olika resultat. A, med närmast perfekta möjligheter till prisdifferentiering leder till en årlig elproduktion av 172 TWh 1980, 241 TWh 1985 och 304 TWh 1990, vilket är en markant ökning i jämförelse med CDL:s prognoser (se avsnitt 2 ovan). Ökningen sker huvudsakligen under lågbelastning, medan man erhåller en produktionsdämpning under toppbelastning. Resultatet blir en utjämning av svängningarna i efterfrågan.

Denna utjämning får genomgripande konsekvenser för det svenska programmet för kraftverksinvesteringar till förmån för kärnkraftverken. I jämförelse med CDL:s plan så innebär detta att kapaciteten i kärnkraftverk skall vara 2 000 MW högre 1980, 4 500 MW högre 1985 och 7 300 MW högre 1990.

Tabell 1 visar dessa öknings i detalj. Om man i likhet med CDL antar att ett kärnkraftsaggregat bör vara av storleksordningen 900—1 300 MW så innebär vår ekonomiskt optimala lösning att vi bör enligt alternativ A ha 28—30 kärnkraftverk i landet 1990 (CDL kalkylerar med 22 st).

Alternativ B som förbjöd efterfrågestimulans via prissänkningar, innebär framför allt ett markant uppskov med det planerade kärnkraftsprogrammet speciellt under åren 1977—87. Detta åstadkommes främst genom att dämpa elförbrukningen under toppbelastningen (se tabell 1). Den årliga produktionen kom-

mer att vara 144 TWh 1980, 198 TWh 1985 och 246 TWh 1990.

Alternativ C slutligen innebär inga möjligheter till stimulans eller dämpning av efterfrågan. Det är därför detta alternativ som bör vara jämförbart med förutsättningarna för CDL:s plan. Resultaten är också ganska överensstämmande, även om beräkningarna här tyder på något högre andel kärnkraftverk (se tabell 1).

Uppgifter saknas rörande CDL:s produktionsprogram för olika tidsperioder. Någon relativ kostnadsjämförelse kan därför ej göras med CDL:s plan. Men likheterna mellan denna plan och resultatet från alternativ C gör en relativ kostnadsjämförelse mellan detta alternativ och A respektive B ganska informativ. Genom att tillåta både stimulans och dämpning av efterfrågan så erhåller man i alternativ A en kostnadsänkning av cirka 9 100 miljoner kr. Om man enbart tillåter dämpning av efterfrågan så erhålles i alternativ B en kostnadsänkning av cirka 1 900 miljoner kr.⁸

Alternativen A, B och C medför naturligtvis olika priser på elenergi (se tabell 2).⁹ Alt A visar en markerad skillnad mellan toppbelastning och lågbelastning. Denna skillnad är mindre markerad under perioden 1977—82, eftersom vi då har en relativt sett stor kapacitet för toppbelastning. För den mera avlägsna tidsperioden 1987—92, då vi har byggt upp en kapacitet anpassad till basbehovet, kommer denna skillnad att bli betydande (ungefär i förhållande 3 : 1).¹⁰

Alt B, som inte tillåter stimulans av efterfrågan, innebär en något höjd prisenivå för toppbelastning. Alt C utan kon-

⁷ Sådana kalkyler återfinns i de forskningsrapporter som utgör underlag till denna artikel [Bergendahl 1974 a och 1974 b].

⁸ Det kan noteras att även med ett femårigt uppskov av kärnkraftsinvesteringar kommer kostnadsänkningarna att bli betydande. (6 700 miljoner kr för alt A respektive 1 000 miljoner kr för alt B).

⁹ Dvs i öre/kWh vid produktionskällan. Enligt ovan så skall detaljpriset dessutom innehålla kostnader för förluster m m.

¹⁰ Huvudmotivet till dessa prisskillnader utgörs av kravet på 20 procents reservkapacitet. Testkörningar har visat att om detta krav skärps till 30 procent så kommer den huvudsakliga effekten att erhållas i form av ytterligare prishöjningar under toppbelastning.

Tabell 1: Produktionskapacitet (i MW) för olika slag av kraftverk, olika tidsperioder och alternativ av konsumentpåverkan.

Tidsperiod	Typ av kraftverk	CDL:s plan	Alt A: Både stimulans och dämpn	Alt B: Endast dämpning	Alt C: Ingen påverkan
1977—1982	1. Vattenkraft	14 370	14 370	14 370	14 370
	2. Kärnkraft	8 260	10 240	6 860	8 530
	3. Oljeeldad kraft, basbehov	2 800	2 400	2 400	2 400
	4. Oljeeldad kraft, toppbehov	1 050	1 150	1 150	1 150
	5. Gasturbiner	3 180	2 100	2 100	2 470
	6. Industriellt mottryck + kraftvärme	4 140	4 140	4 140	4 140
	Total produktionskapacitet	33 800	34 400	31 020	33 060
1982—1987	1. Vattenkraft	15 600	15 600	15 600	15 600
	2. Kärnkraft	16 000	20 490	15 520	17 220
	3. Oljeeldad kraft, basbehov	2 800	2 400	2 400	2 400
	4. Oljeeldad kraft, toppbehov	2 200	1 150	1 150	1 150
	5. Gasturbiner	5 300	2 100	2 100	5 130
	6. Industriellt mottryck + kraftvärme	4 670	4 670	4 670	4 670
	Total produktionskapacitet	46 570	48 380	41 440	46 170
1987—1992	1. Vattenkraft	16 200	16 200	16 200	16 200
	2. Kärnkraft	23 600	30 890	23 320	25 320
	3. Oljeeldad kraft, basbehov	2 800	2 400	2 400	2 400
	4. Oljeeldad kraft, toppbehov	2 700	1 150	1 150	1 150
	5. Gasturbiner	7 600	2 100	2 100	8 270
	6. Industriellt mottryck + kraftvärme	4 990	4 990	4 990	4 990
	Total produktionskapacitet	57 890	58 330	50 160	58 330
Kostnadsreducering (i miljoner kronor) i jämförelse med alternativ C			9 100	1 900	—

Tabell 2: Priser vid produktionskällan (i öre/kWh) för olika tidsperioder, tidsintervall och alternativ av konsumentpåverkan.

Tidsperiod	Tidsintervall under året	CDL:s plan	Alt A: Både stimulering och dämpn	Alt B: Endast dämpning	Alt C: Ingen påverkan
1977—1982	1. Toppbelastade vinterdagar	4,5	3,7	5,6	4,5
	2. Övriga vinterdagar	4,5	2,7	4,5	4,5
	3. Vinternätter	4,5	2,7	4,5	4,5
	4. Sommardagar	4,5	2,7	4,5	4,5
	5. Sommarnätter	4,5	2,0	4,5	4,5
1982—1987	1. Toppbelastade vinterdagar	4,5	3,8	5,6	4,5
	2. Övriga vinterdagar	4,5	3,0	4,5	4,5
	3. Vinternätter	4,5	3,0	4,5	4,5
	4. Sommardagar	4,5	3,0	4,5	4,5
	5. Sommarnätter	4,5	2,0	4,5	4,5
1987—1992	1. Toppbelastade vinterdagar	4,5	5,6	5,6	4,5
	2. Övriga vinterdagar	4,5	3,3	4,5	4,5
	3. Vinternätter	4,5	2,7	4,5	4,5
	4. Sommardagar	4,5	3,3	4,5	4,5
	5. Sommarnätter	4,5	2,0	4,5	4,5

sumentpåverkan får naturligtvis den konstanta prisnivån (4,5 öre/kWh) som antagits för SDL-studien.¹¹

Slutsatser

Priset på energi och expansionen av kärnkraft har visat sig vara starkt beroende av varandra. Fri prisdifferentiering mellan olika tidsintervall leder till besparingar av cirka 9 miljarder kronor men också till att vi måste ha cirka 28–30 kärnkraftverk i Sverige 1990.

Ett förbud mot prisrabatter under lågbelastning kopplat med en prishöjning under högbelastning medför besparingar av cirka 2 miljarder kronor. Antalet kärnkraftverk år 1990 kommer då att ungefär motsvara CDL:s beräkningar, även om det visar sig lönsamt med att bygga de flesta något senare än beräknat.

Vilket av dessa alternativ (A eller B) man bör välja är en fråga om politisk avvägning. Dvs om man fäster huvudvikten vid alternativ A:s ekonomiska fördelar eller alternativet B:s begränsade kärnkraftsutbyggnad. Klart är emellertid att båda dessa alternativ är överlägsna det utan prisdifferentiering (C) och dess praktiska motsvarigheter i CDL:s investeringsplan. Prisdifferentiering på elektrisk energi är alltså en nödvändighet både med hänsyn till ekonomiska effekter och risker för skador från produktionen.

Referenser

- Bergendahl, G., [1974 a], "Investment and Operation of Electricity: I. A Multi-Period Cost Minimization Model for Sweden, *Working paper 74-7*, European Institute for Advanced Studies in Management, (omarbetad version)
- [1974 b], "Investment and Operation of Electricity: II. Price Discrimination and Nuclear Postponement", *Working Paper 74-15*, European Institute for Advanced Studies in Management
- Cargill, F.—Meyer, R. A., [1971], "Estimating the Demand for Electricity by Time of Day", *Applied Economics*, årg 2, nr 3
- Doctor, R. D., Anderson, K. P. m fl, [1972], "California's Electricity Quandary III,

Slowing the Growth Rate", R-116-NSF/CSA: RAND—Corporation, Santa Monica

Lalander, S., [1972], "Kärnkraften kräver nytt taxesystem", *ERA 1972: 1*

Sveriges Energiförsörjning 1975—1990; [1972], CDL

¹¹ Observera att valet av 4,5 öre/kWh är av underordnad betydelse. Vad som är av intresse är de relativa prisförändringarna med hänsyn till CDL:s prisnivå, vilka klart framgår av tabell 2.