Hur kan vi undvika tilltagande elbrist och stigande elpriser?

Kan en turbulent situation liknande den i Kalifornien uppstå även på den nordeuropeiska elmarknaden?

Marginalerna i det nordeuropeiska elsystemet krymper. Hotet om elbrist och kraftiga prisökningar måste mötas med nya investeringar i elproduktion.

I ”Den nordeuropeiska elmarknaden” presenteras Urban Kärrmarcks översiktliga analys av nuläget och vilka faktorer som påverkar marknadens funktion.

Pris: 120:- exkl. moms

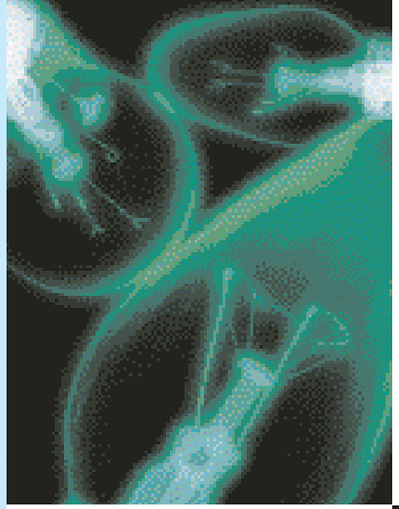
Energimyndigheten

Energimyndigheten • Box 310 • 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00 • Telefax 016-544 20 99 • www.stem.se

ET 13:2002/1500 ex. Oktober 2002 MARKSTEDT KOMMUNIKATION/EDENVIK

Den nordeuropeiska elmarknaden – Lägesrapport och problemorienterad analys

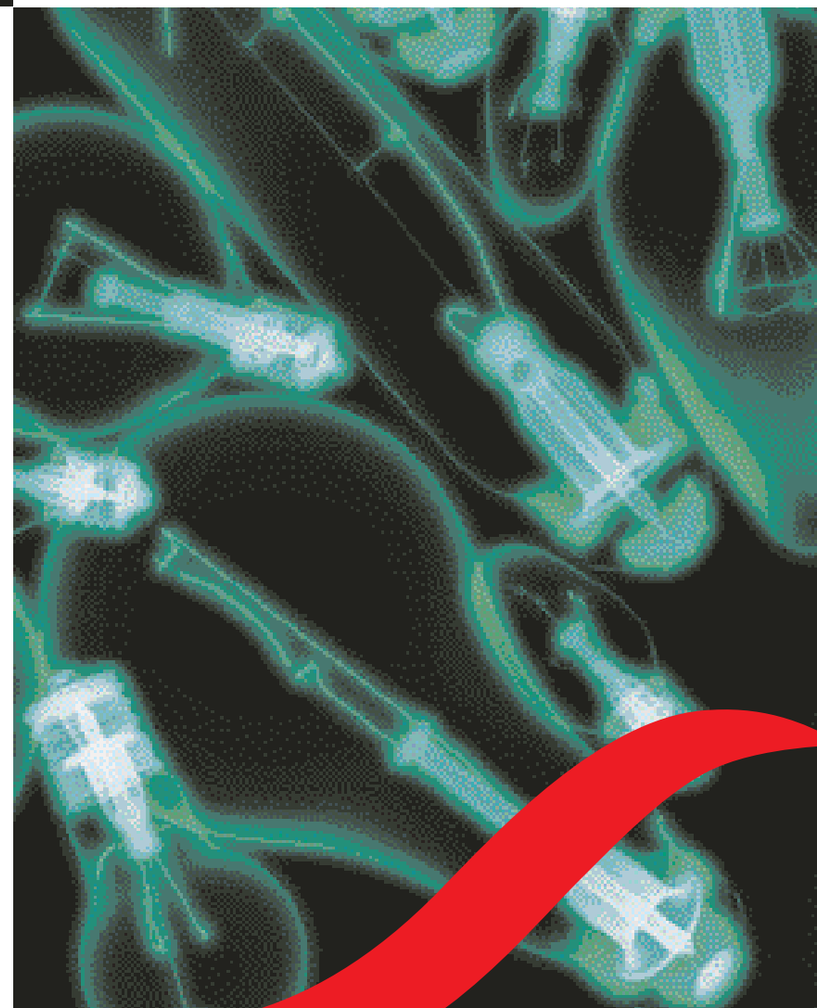
Energimyndigheten



Utgivningsår 2002

Den nordeuropeiska elmarknaden

Lägesrapport och problemorienterad analys







Introduktion

Händelserna på den kaliforniska elmarknaden väcker frågan om en liknande utveckling är möjlig på de om- och avreglerade europeiska elmarknaderna. Det är inte avregleringen i sig som har orsakat den kaliforniska elbristen, men den har påskyndat och förvärrat situationen. Huvudorsaken är att efterfrågan har vuxit utan att utbudet har tillåtits öka i samma takt. När den kaliforniska avregleringen inleddes för sex år sedan fanns ett elöverskott på ungefär 30 %, vilket var i nivå med det genomsnittliga europeiska elöverskottet 1998.

Den snabbt växande ekonomin i Kalifornien har tillsammans med en kraftig befolkningsutveckling fått efterfrågan på el att öka kraftigt. När regionen 2001 drabbades av varmare väder än normalt, torrår, snabbt stigande fossilpriser och brist på naturgas blev situationen ohållbar. Därutöver finns belägg för att regionens kraftproducenter hållit tillbaka sin elproduktion för att därigenom ytterligare driva upp priserna.

EUROPAS MARGINALER KRYMPER

Även i Europa upplever vi just nu att efterfrågan på el ökar snabbare än produktionen. En stark strävan i hela Europa är att av klimat- och miljöskäl söka begränsa efterfrågan på el. Svårigheterna att få tillstånd till investeringar i ny elproduktion är därför betydande i många länder – inte minst i Nordeuropa. En skillnad mellan Kalifornien och Europa är att det kaliforniska motståndet till nyinvesteringar främst baseras på starka lokala lobbygrupper som blockerar lokala investeringar. Konsekvenserna blir dock desamma – utbudet hålls tillbaka.

Även i Nordeuropa finns tendenser till att större kraftproducenter håller tillbaka sitt utbud för att hålla prisnivån uppe under framförallt topplastperioder. I praktiken har de stora elproducenterna i Nordeuropa på kort tid skapat förutsättningar för att kontrollera inte bara elpriset utan även investeringarna i ny kraftproduktion.

UTEBLIVNA INVESTERINGAR ÖKAR RISKEN FÖR EFFEKTBRIST

Den gränslösa elmarknad som nu växer fram i Europa har skapat en ny dynamik. På två år har elöverskottet i norra Europa halverats. Det finns ett påtagligt behov av nyinvesteringar. Beslut om sådana bör fattas inom en 18-månadersperiod för att nya anläggningar ska kunna fasas in omkring år 2005. Om detta inte sker finns det en uppenbar risk för att Skandinavien kan drabbas av ett liknande sammanbrott som Kalifornien har råkat ut för. Redan nu är risken för effektbrist under höglastperioder påtaglig.

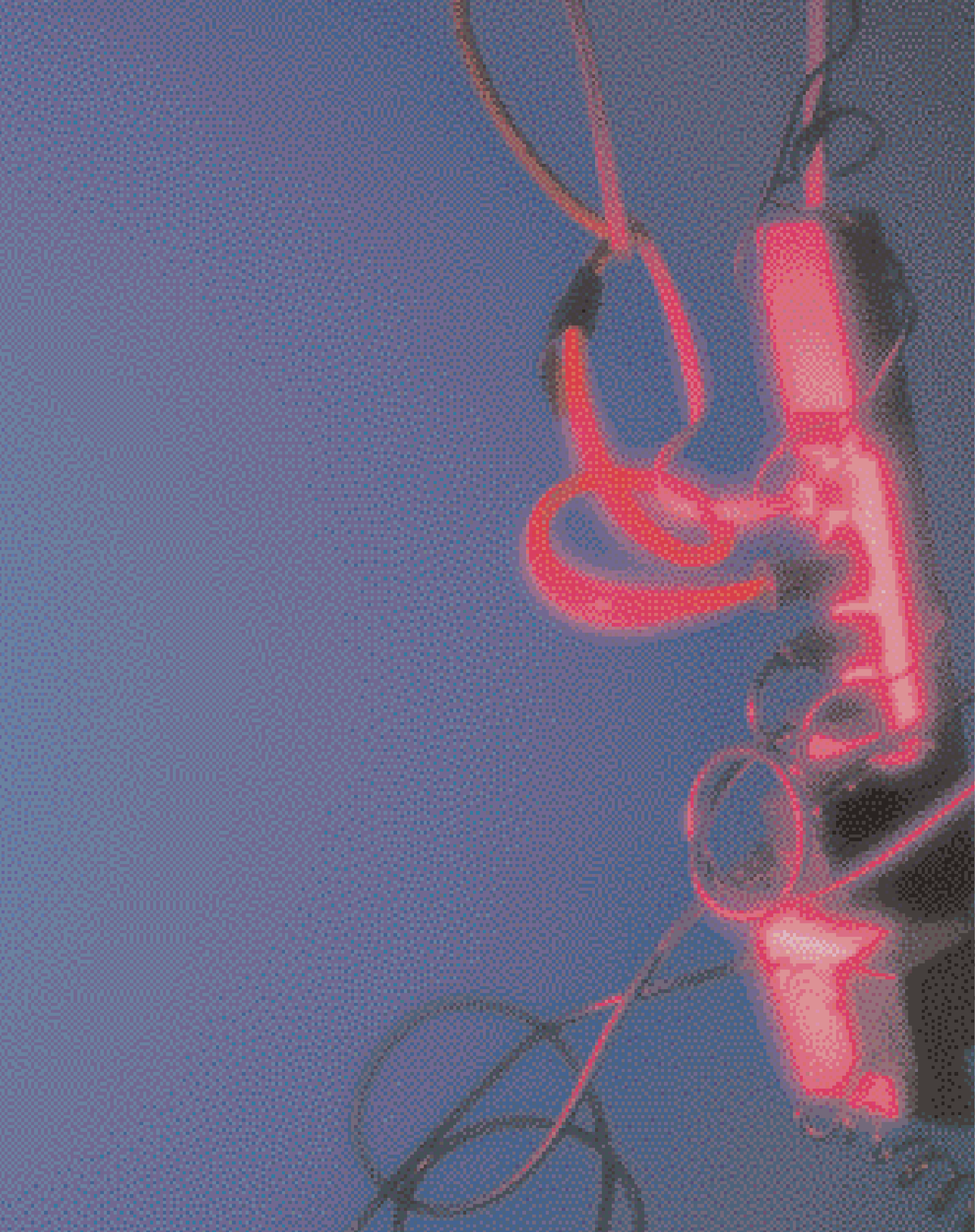
Denna rapport, som främst behandlar situationen på elmarknaderna i Norden och Tyskland, är av karaktären ”early warning” och är därför ingen fullständig analys med förslag till åtgärder. Syftet är framförallt att förklara den nya dynamik som driver utvecklingen och ange förutsättningarna för och möjligheterna till nödvändiga investeringar.

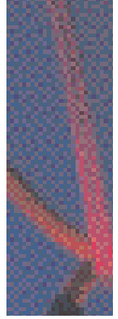
Andres Muld
Administrativ direktör

Christer Ekström
Projektledare

Denna skrift är baserad på en studie av den nordeuropeiska elmarknaden som utförts under 2001 av Urban Kärrmarck, projektledare vid analysenheten på Energimyndigheten. För synpunkterna i publikationen svarar författaren.







Innehåll

Sammanfattning av läget på den nordeuropeiska elmarknaden 9

Ny dynamik ger ändrat beteende 13

Segmentering en framgångsfaktor 17

Drivkrafter att ta hänsyn till 23

Ny struktur och större marknad ger nya möjligheter 29

Efterfrågeutvecklingen 33

Utbudet 37

Verkligheten överträffar dikten 45

Elbrist hotar 49

Utrikeshandeln 53

Staten har inte abdikerat 57

Vem ska investera och varför? 63

Kraftvärmen en räddare i nöden? 69

Okunskap är ett hot 73

Slutsatser 77

Osäkerheter 83

Åtgärder 87



Sammanfattning av läget på den nordeuropeiska elmarknaden

Flera av de analyser som föregick arbetet med avregleringarna på elmarknaden inte bara i Sverige utan även i det kontinentala Europa utgick från att elproduktion, givet det stora kapacitetsöverskottet, inom överskådlig tid skulle karaktäriseras av en hård priskonkurrens med åtföljande omstrukturering till ett litet antal riktigt stora företag som genom stordriftsfördelar skulle kunna överleva. Inom överskådlig tid ansågs behovet av nyinvesteringar begränsat. Den hårda konkurrensen borde leda till effektiviseringar och olika åtgärder för att öka nyttjande- och verkningsgrader i anläggningarna. Även med en växande efterfrågan på el borde överskottet leda till låga priser under överskådlig tid.

Utvecklingen har delvis gått i den riktningen. Omstruktureringen pågår. Vid sidan av franska EdF och italienska ENI håller de båda tyska företagen E.On och RWE tillsammans med svenska Vattenfall på att skaffa sig ett dominerande inflytande på sina numera kraftigt utökade marknader. Priserna har sjunkit. Både i Tyskland och i Skandinavien sjönk elpriserna snabbt ned mot den rörliga marginalkostnaden. Därefter stabiliserades priserna på en nivå över den rörliga produktionskostnaden. Samtidigt har överskottet sedan 1998 halverats.

STIGANDE PRISER OCH HOTANDE ELBRIST

Nordeuropa står inför en period som antagligen karaktäriseras av stigande elpriser och en framtida hotande elbrist. Elproducenterna har anpassat sig till de ändrade förutsättningarna genom att utnyttja de skillnader som finns i produktions- och efterfrågestruktur mellan olika länder och därmed sammanhängande prisdifferenser. De stora producenterna främst i Tyskland har dessutom, istället för att priskonkurrera, valt att lägga ned ett stort antal anläggningar med stora investeringsbehov och höga driftskostnader.

Energipolitiken för samtliga länder i regionen innebär att investeringar i produktion baserad på förnybara energikällor prioriteras. Genomgående för denna nya produktion är att den har en kortare nyttjandetid och att den ställer ökade krav på reglerbar kraft för att upprätthålla balansen i kraftsystemen. Även om nytillskottet räknat som installerad effekt är betydande blir den nya

produktionsförmågan betydligt lägre än den som försvinner genom verkställda och planerade nedläggningar av fossilkraft och kärnkraft.

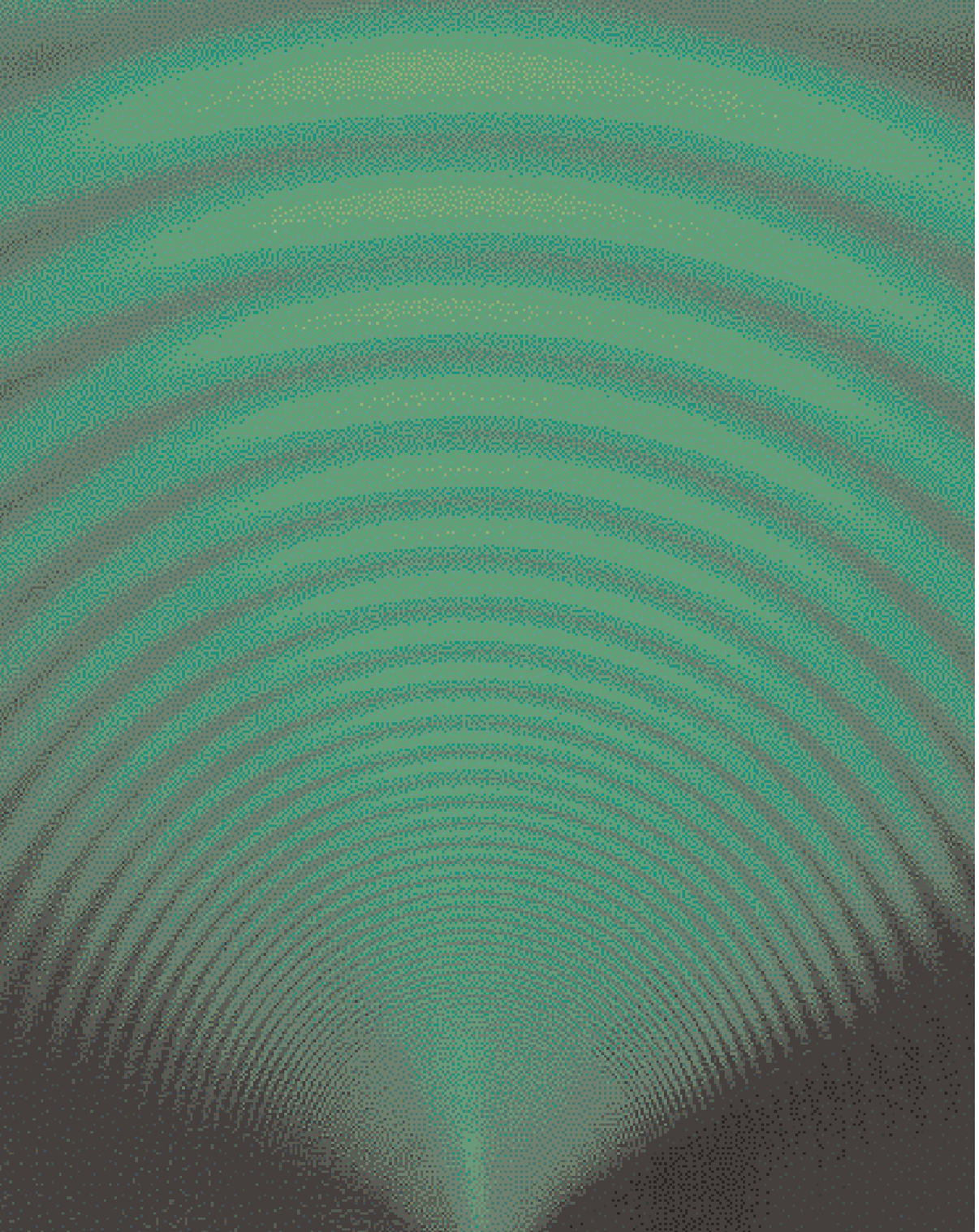
ELPRODUCENTERNAS MAKT ÖKAR

Kombinationen av producenternas strävan att återta kontrollen över marknaden och de politiska strävandena att prioritera koldioxidfri elproduktion har kommit att samverka på ett sätt som innebär att befintliga producenters marknadsmakt kommer att öka, samtidigt som nya större aktörer i praktiken utestängs.

MER BASKRAFT BEHÖVS

Sett över en längre tidsperiod måste det till betydande investeringar i ny basproduktion, det vill säga anläggningar med en nyttjandetid på närmare 8000 timmar per år. Med tanke på de ledtider som gäller från investeringsbeslut till dess en ny större anläggning kan tas i drift behöver beslut om nyinvesteringar fattas inom det närmaste året om man vill minimera risken för en framtida energibrist i elförsörjningen. Stigande elpriser kommer att stimulera kommersiella investeringar i både industriell kraftvärme och kommunal kraftvärme. Dessa investeringar kan förskjuta tidpunkten för kommande elbrist, men räcker inte till för att avvärja den.





Ny dynamik ger ändrat beteende

De allt mer integrerade och avreglerade elmarknaderna skapar tillsammans med ny teknik för elproduktion en ny dynamik. Gamla beprövade sanningar fungerar inte längre utan måste ersättas med nya analysmetoder. De viktigaste förändringarna är:

- Rörligheten ökar över gränserna. Nationella marknader kan inte analyseras isolerat från omgivande marknader.
- Producenternas marginalintäkter blir viktigare än marginalkostnaderna. Elprisets variationer mellan olika marknader och över tiden ger större drivkrafter än variationerna mellan olika produktionsslags driftskostnader.
- Marknaden segmenteras utifrån olika produktionsslag och efterfrågemönster. Varje segment måste analyseras för sig.

ÄR KONSUMENTENS ROLL ÖVERSKATTAD?

Den dominerande drivkraften till förändringar på de avreglerade elmarknaderna antas vara den rationella konsumenten som hela tiden söker minimera sina kostnader. Detta innebär att priserna på sikt kommer att utjämnas på alla marknader och för alla kunder. Konsumenter i länder med dyr elproduktion kommer att importera från producenter i länder med billig produktion. Utan att underskatta konsumenternas roll finns anledning att peka på att producenterna har större drivkrafter och förutsättningar att utnyttja de möjligheter en avreglerad elmarknad erbjuder.

Den alltmer globaliserade – och ofta energiintensiva – processindustrin kan genom att bättre utnyttja det egna kraftvärmeunderlaget påverka sina elpriser. I takt med att elpriset stiger i hela det studerade området kommer säkerligen kraftvärmeunderlaget att utnyttjas bättre. Processindustrin svarar för cirka 5 % av elkonsumtionen. Övriga konsumentgrupper har mindre möjligheter att påverka sina elpriser.

SAMMA PRODUKT OBEROENDE AV LEVERANTÖR

Exempelvis bensin är en produkt med en mängd komponenter som kan varieras på ett närmast oändligt antal sätt. El är däremot en av de mest homogena

produkter som finns. Det gör ingen skillnad om den konsumerade elen kommer från en kolkondensanläggning, ett kärnkraftverk, vattenkraftverk eller vindkraftverk. Den gemensamma standarden är energiinnehållet. Det blir ingen förändring i ljusstyrka, värme eller kraft om man byter elleverantör eller byter el från det ena produktionsslaget till det andra. Konsumenterna – som antas försöka få så mycket för pengarna som möjligt – har ingen anledning att fundera över varifrån elen kommer eller hur den är producerad. Priset är den avgörande parametern.

Etiska och miljömässiga värderingar antas ha eller att komma få betydelse för val av leverantör och produktionsmetod. En obligatorisk handel med gröna certifikat innebär ökade incitament för konsumtion av förnybar el. Konsekvenserna av en sådan handel har inte granskats i detta sammanhang.

PRODUCENTERNA BLIR STARKARE

Producenternas drivkraft är att maximera avkastningen för sina ägare. De nöjer sig inte med att passivt acceptera marknadspriset och enbart utifrån prisskillnaden mellan olika nationella marknader importera eller exportera mellan länderna för att öka sin avkastning. De har större förutsättningar än konsumenterna att utnyttja alla skillnader i produktions- och systemstruktur inklusive skillnader i regelsystem och beskattning.

I varje land har det byggts upp en produktionsstruktur anpassad efter det egna landets förutsättningar vad gäller bränsle- och teknikval samt system för att anpassa produktionen till efterfrågan. Varje land hade före avregleringen skrivna eller oskrivna regler för vilka reserver som behövdes i form av tillfällig reglerkraft, haverireserver och långsiktiga reserver. Ett viktigt historiskt krav har varit leveranssäkerhet. De leveranssäkerhetskriterier som tillämpades ledde därför fram till en större eller mindre överkapacitet i hela Europa. Tillfälliga över- och underskott i det egna landet har reglerats genom handel med omkringliggande länder.

Om konsumenterna enbart bryr sig om priset så har producenterna desto större anledning att begrunda hur de på bästa sätt kan utnyttja strukturella skillnader i produktionsresurser och efterfrågan för att öka sin avkastning.

Ny dynamik ger ändrat beteende

I det följande kommer att visas att det finns stora vinster att hämta genom en nischindelning. Producenter med tillgång till billig basproduktion söker sig till de regionala marknader där priset på baskraft är högst. Producenter med tillgång till billig toppkraftproduktion söker sig på samma sätt till marknader där priserna för toppkraft är högre. Eftersom de nationella systemen dels byggts upp utifrån nationella förutsättningar, dels i stor utsträckning fram tills nu varit skyddade för utländsk konkurrens finns betydande skillnader som kan utnyttjas.

GOD MARKNADSINFORMATION GER ETT ÖVERTAG

De reglerade nationella elmarknaderna hade en tämligen homogen produktionsstruktur och en fysiskt avgränsbar och kontrollerbar marknad. Därmed kunde berörda aktörer (producenter, finansiärer, nya investerare, myndighetsföreträdare) nöja sig med få nyckeltal i sina analyser. I huvudsak behövde aktörerna enbart hålla reda på installerad effekt och peak load, samt ökningen i efterfrågan. Länder med mycket vattenkraft, som Sverige, Norge och Alpländerna, behövde ta hänsyn till att produktionsförmågan kunde variera med nederbörden. I länder med värmekraftbaserade elsystem bestämdes produktionsförmågan av den installerade effekten. Skillnader i produktionssystem och systemanvändning mellan länder är en ny viktig drivkraft för förändringar. Även skillnader i politiska beslut om beskattning, statliga stöd, investeringsklimat och liknande spelar en ökande roll.

Den som har den bästa informationen och bäst förstår att utnyttja den, har en fördel jämfört med övriga aktörer.

De stora producenterna har generellt ett informationsövertag gentemot övriga producenter och framförallt gentemot konsumenterna.





Segmentering en framgångsfaktor

Efterfrågan på el kan delas in i tre olika segment, som vart och ett får en över tiden allt mer avgörande betydelse för prisbildning och investeringsbeteende: baslast, topplast och reglerbar topplastproduktion.

Avgörande för producenternas inriktning mot de olika segmenten är egenskaperna i den egna produktionskapaciteten och antaganden om pris- och kostnadsutvecklingen.

Producenterna har allt intresse av att utnyttja prisskillnader i olika segment utgående från sina olika anläggningar. Flertalet produktionsanläggningar är genom sin konstruktion eller andra karaktäristika hänvisade till ett visst segment, medan andra anläggningar kan anpassa sin produktion efter det segment som för ögonblicket ger bäst lönsamhet.

NÅGRA DEFINITIONER OCH BEGREPP

I det följande återkommer ett antal begrepp. För vissa av dem finns det vedertagna definitioner, andra begrepp kan ha olika betydelse för olika läsare. Här anges hur de olika begreppen används i den här studien och hur de avgränsas från varandra.

Baslast har definierats som månadsvis genomsnittligt utnyttjande av kraftsystemet. I en fullständig analys skulle baslasten ha beräknats per dygn. Baslastbehovet är relativt stabilt och kan med rimlig säkerhet prognostiseras.
Topplast är i den här studien skillnaden mellan baslast och faktiskt utnyttjande av systemet. Även topplastbehoven som anges i studien baseras på månadsgenomsnitt. I en mer fullständig studie skulle topplasten ha studerats per dygn.
Peak load är det högsta effektuttaget under en enskild timme. Peak load inträffar sällan samtidigt på alla delmarknader.
Baskraft avser kraftproduktion i anläggningar med en hög nyttjandetid, det vill säga anläggningar som är konstruerade för att producera kraft kontinuerligt. Anläggningarna har ofta höga kapitalkostnader och relativt höga stilleståndskostnader.

forts.

Toppkraft avser kraftproduktion i anläggningar som antingen utifrån sin konstruktion eller andra restriktioner har en kortare nyttjandetid eller har speciella egenskaper som gör dem särskilt attraktiva att utnyttja under effekttoppar (exempelvis reglerbar vattenkraft).

Reglerbar kraftproduktion avser kraftproduktion som relativt enkelt och till låg kostnad kan regleras uppåt eller nedåt för att anpassa produktionen till efterfrågevariationer. Begreppet ska ej förväxlas med reglerkraft, det vill säga den kraft systemoperatören (i Sverige Svenska Kraftnät) måste förfoga över för att momentant balansera utbud och efterfrågan.

Icke reglerbar/planeringsbar kraftproduktion avser sådan produktion som inte kan eller endast till höga kostnader kan styras. Kraftproduktion i oreglerade vattendrag och vindkraft är exempel på sådan produktion. När dessa verk producerar måste motsvarande produktion i den reglerbara kraften stängas av.

Reservkraft avser här enbart sådana större anläggningar som ägs av producenter. Reservkraften kan utgöras av särskilda gasturbiner, som även kan användas som reglerkraft. Normalt utgörs dock reserven av äldre, normalt olönsamma fossileldade anläggningar som efter längre eller kortare förberedelsetid kan tas i drift under hela eller delar av topplastperioden.

Malpåseförlagd reservkraft är anläggningar som inte längre underhålls, men som efter längre eller kortare tid och till varierande kostnader kan sättas i drift.

• **Värmekraft** produceras i fossileldade kondensanläggningar, kärnkraftanläggningar, gasturbiner och gaskombianläggningar samt några dieselkraftverk. Gasturbinerna används i huvudsak som reglerkraft, men kan även användas under topplastperioder om priset är tillräckligt högt. Dessa anläggningar studeras inte närmare här. Oljekondenskraftverken har, i likhet med dieselkraftverk och äldre, främst tyska, kolkondenskraftverk med låg verkningsgrad och i övrigt låga miljöprestanda, redan i stor utsträckning ställts av.

De utnyttjas nu som reservkraftverk eller har lagts i malpåse. Återstående befintliga kolkondenskraftverk, kärnkraftverk och gaskombianläggningar används traditionellt för produktion av baskraft. Men eftersom dessa anläggningar även kan regleras så kan de, om lönsamheten är tillräcklig, även användas som reglerbar kraft under topplastperioder. De tyska kolkondenskraftverken har delvis utnyttjats som reglerbar topplastproduktion. Som reglerbar kraftproduktion kan de dock inte konkurrera med till exempel vattenkraft. I Europa är Frankrike tämligen ensamt om att utnyttja kärnkraft för att reglera toppkraftproduktionen. De svenska kärnkraftverken saknar lämplig regleruttrustning. Värmekraften är i ökad utsträckning hänvisad till produktion av baskraft.

• **Kraftvärme** förekommer i form av kommunal kraftvärme och industriell kraftvärme. Den kommunala kraftvärmen kommer in som toppkraftproducent. Men eftersom det knappast inte är, eller kommer att bli, lönsamt att reglera produktionen vare sig uppåt eller nedåt ställer den krav på tillgång av reglerbar kraftproduktion. Den industriella kraftvärmeproduktionen är hänvisad till baskraftproduktionen. Den producerar kontinuerligt under året, men produktionen bestäms av industrins värmebehov och inte av efterfrågan på baskraft. I den här analysen betraktas kraftvärmen som icke reglerbar kraftproduktion.

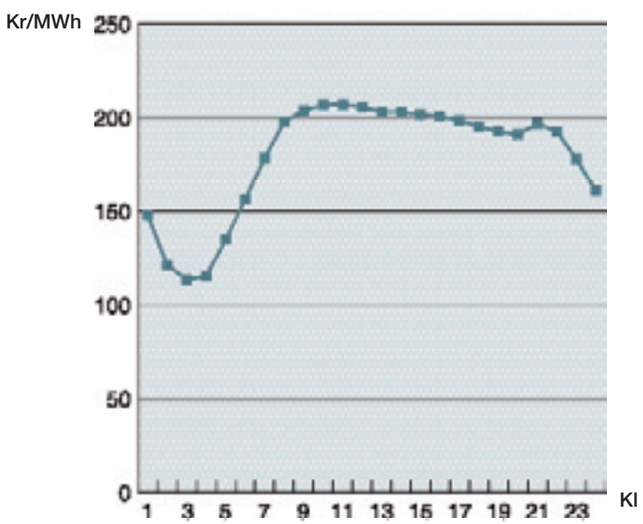
• **Vindkraft** är egentligen vare sig toppkraft eller baskraft. Produktionen styrs helt av vindförhållandena och kan inte påverkas genom planering. Vindkraften tillhör därför gruppen icke reglerbar kraftproduktion.

• **Vattenkraft** kan vara reglerad eller oreglerad. Den oreglerade vattenkraften är säsongsberoende eftersom den är starkt beroende av vattenflödet. Dess största produktionsförmåga infaller huvudsakligen under låglastperioden, vilket innebär att man närmast kan betrakta den som en säsongsberoende baskraftproducent. Den reglerbara vattenkraften har helt andra egenskaper. Genom sin tillgång på vattenmagasin kan den kontinuerligt producera kraft

tämligen jämnt under hela året, samtidigt som den är enkel att reglera i takt med efterfrågan. Den reglerbara vattenkraften är därmed mycket flexibel och kan maximalt anpassas till alla efterfrågevariationer på samtliga delmarknader. I ökad utsträckning kommer den att användas som reglerbar toppkraftproduktion, eftersom detta är det mest lönsamma segmentet.

Det kan naturligtvis hävdas att eftersom priset bestäms på elbörsen och att alla köpare och säljare möter detta pris så har ovanstående uppdelning ingen relevans. Men det är en felaktig slutsats. För det första sker inte all handel över elbörsen eller elbörserna. I NordPools relevanta handelsområde sker visserligen upp till 30 % av all fysisk handel över börsen, men på den totalt studerade marknaden omsätts bara 10 % över en börs. Den övriga handeln sker i andra former. För det andra, och det är det avgörande, varierar börspriserna kraftigt över dygnet beroende just på hur efterfrågan på baslast och topplast varierar.

Spotpris NordPool 2001-09-03



Eftersom det finns ett mycket tydligt mönster i prisvariationerna är det inte särskilt svårt för producenterna att anpassa sin produktion efter dessa cykliska svängningar. Det finns ingen statistik som visar hur olika produktionsanläggningars utnyttjande varierar över dygnet och mellan säsongerna. Mycket talar dock för att producenterna systematiskt utnyttjar fördelarna med att anpassa sin produktion efter prisvariationerna i olika segment. Prisskillnaderna blir dessutom mer intressanta eftersom det i den gränslösa handeln finns variationer mellan de olika nationella delmarknaderna.





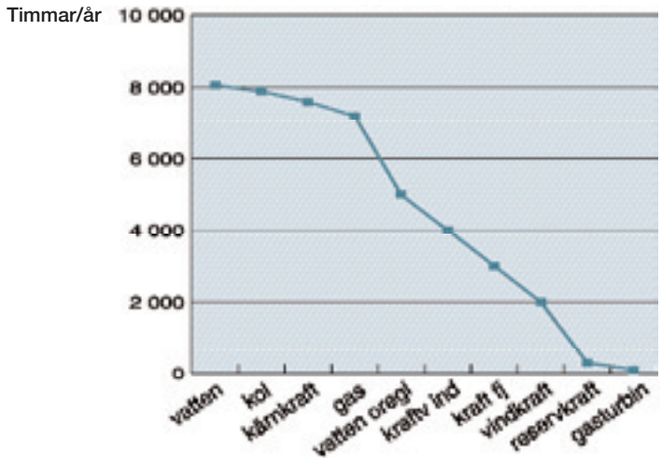
Drivkrafter att ta hänsyn till

Avregleringen av elmarknaderna har i tiden kommit att sammanfalla med en påbörjad klimatpolitiskt betingad omställning av produktionsresurserna.

Gemensamt för omställningen är att den baseras på teknik (främst vindkraft men även kraftvärme) som har en kortare nyttjandetid än den fossil- och kärnkraft som ska ersättas. Dessutom styrs den nya produktionen av andra faktorer än efterfrågan på el.

Produktionen i vindkraftverken, med en nyttjandetid på 2000 till 3000 timmar, varierar med vindförhållandena. Kraftvärme baserad på ett fjärrvärmeunderlag har en nyttjandetid på cirka 3000 till 4000 timmar som sammanfaller med eldningssäsongen. Industriell kraftvärme har visserligen en nyttjandetid i paritet med ett konventionellt värmekraftverk, men den faktiska elproduktionen bestäms främst av industrins egen produktionsvolym. I andra hand bestäms den av marknadspriset på el samt skillnaden mellan priset på insatsbränslet och industrins alternativkostnad. Gasturbiner och dieselkraftverk kan tekniskt producera kraft kontinuerligt under året, men på grund av de höga bränslekostnaderna utnyttjas de endast under några få timmar per år.

Nyttjandetid för olika typer av produktionsanläggningar



Det pågår ett kontinuerligt skifte av kapacitet mot kurvans högra del. Detta kommer på sikt att påverka elmarknadens beteende.

ANSVARET FÖR LEVERANSSÄKERHETEN FÖRSKJUTS

Ansvaret för den långsiktiga leveranssäkerheten har övergått från producenter och politiker till producenter och konsumenter.

Före avregleringen fanns det i Sverige bristrisk-kriterier som gav direkta signaler till nyinvesteringar. Efter avregleringen har leveranssäkerheten blivit en ekonomisk fråga som styrs av kraftproducenternas avkastningskrav och konsumenternas förmodade intresse av långsiktig säker elförsörjning till låga priser. Frågan är vilket intresse och vilka incitament marknaden har av leveranssäkerhet. En viss knapphet, det vill säga mindre marginaler än på den reglerade marknaden ger en högre avkastning för ägaren. För konsumenten finns en ”free-rider”-effekt. De konsumenter som kräver och betalar för högre leveranssäkerhet kan misstänka att de bidrar till ökad leveranssäkerhet för alla men står för hela kostnaden. Här finns rimligen ett ännu så länge oexploaterat utrymme för nya affärsformer. Tills sådana har utformats blir betydelsen av leveranssäkerheten jämfört med priset en mindre viktig faktor för aktörerna.

FÖRÄNDRINGAR UTANFÖR NATIONSGRÄNSEN PÅVERKAR DE INHEMSKA MARKNADERNA

Även om produktionsstrukturen i form av kraftverk är stationär kan numera produktionen söka sig till den delmarknad som ger den bästa avkastningen. Detta gäller både för befintlig produktion som numera kan transiteras till vilken delmarknad som helst, men även för nyinvesteringar. Därför kan man inte avgränsa analysen till enbart nationella förändringar i utbuds- och efterfrågekurvor. Såväl produktion som investeringar i nya anläggningar söker sig till den marknad som ger den högsta avkastningen.

Lagen om komparativa fördelar, det vill säga teorin att handeln mellan olika marknader inte styrs av de absoluta skillnaderna i produktionskostnader utan av de relativa skillnaderna, är här i högsta grad tillämpbar.

Fysiskt sätter transmissionssystemen en yttersta gräns för sådan handel. Men i ekonomisk mening fortsätter handeln så länge det finns en prisskillnad och ett överskott.

All handel behöver inte vara fysisk. Längre fram analyseras förutsättningarna och konsekvenserna med icke fysisk handel.

SKILLNADER I PRODUKTIONSSTRUKTUR LEDER TILL KOSTNADS- OCH PRISSKILLNADER MELLAN OLIKA LÄNDER OCH REGIONER

Svenska och norska kraftföretag som under en lång tid haft förmånen av dels mycket låga marginalkostnader för stora delar av sin baskraft, dels mycket god tillgång på billig reglerkraft, får en nyckelroll. I praktiken har vattenkraften använts både som baskraft, toppkraft och reglerkraft. I Sverige har kärnkraften täckt en betydande del av det svenska baslastbehovet. På den nya elmarknaden får reglerkraften ett allt högre värde. Detta kommer att påverka ägarnas agerande.

Danmark och Tyskland har en knappare tillgång på billig reglerkraft än Sverige. Båda länderna har en baskraft som visserligen är avsevärt dyrare än skandinavisk vattenkraft men samtidigt har en betydligt förmånligare kostnadsstruktur jämfört med nyinvesteringar. Därmed skapas förutsättningar för handel mellan olika geografiska områden. Även om det fysiska flödet är litet kan priseffekterna bli stora. Framförallt kan kriser och brister fortplanta sig även mellan länder som normalt inte har något elutbyte.

PRISTAGARE PÅVERKAR SYSTEMUTNYTTJANDET

Den ökande andelen icke planeringsbar, förutsägbar och kontrollerbar kraftproduktion är pristagare. När produktionsförutsättningar finns producerar dessa anläggningar oavsett efterfrågan och pris. Det innebär att dessa produktionsslag även konkurrerar med baskraften.

Under sommarhalvåret produceras icke reglerbar vattenkraft så länge vattentillgången räcker, vilket påverkar produktionen i ordinarie baskraftverk. Likartat är förhållandet för vindkraft. Vindkraftverken producerar så länge vindförhållandena medger, oavsett efterfrågan.

Kraftvärmen har andra förutsättningar. Elpriset måste överstiga anläggningens rörliga särkostnader för att samproduktion av el ska bli lönsam. En förutsättning för det är att anläggningen som alternativ kan kyla bort sin överskottsvärme, vilket torde vara det normala.

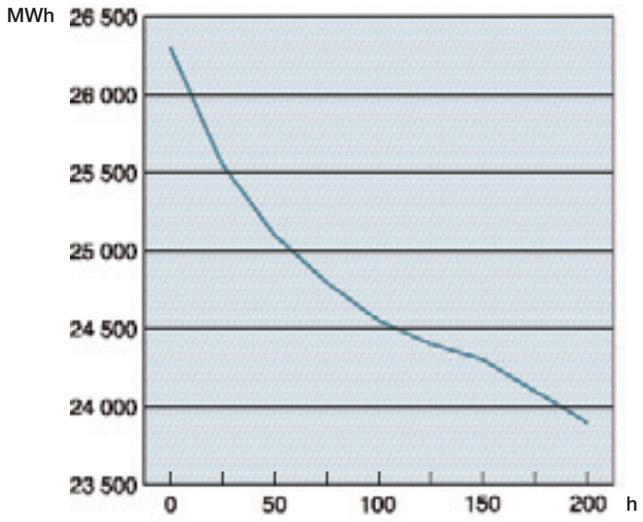
Särskilt under låglastperioder påverkar den icke planeringsbara elproduktionen utnyttjandet och utbudet av basproduktion.

PEAK LOAD FÅR ÖKAD BETYDELSE

Den riktigt höga efterfrågan på el inträffar enbart under några få timmar varje år för att sedan sjunka. De olika ländernas förbrukningstoppar sammanfaller inte i tiden. Det innebär att ju större geografiskt område som elmarknaden omfattar desto lägre blir den sammanlagda och samtidiga peak loaden. Eftersom det finns ett påtagligt samband mellan utbud och efterfrågan stiger priserna i takt med att efterfrågan ökar och allt mer av produktionskapaciteten tas i anspråk.

Detta innebär också att det uppstår geografiska skillnader mellan efterfrågan och utbud som kan utnyttjas. Ju högre upp på varaktighetskurvan förbrukningen ligger, desto högre blir elpriset.

Varaktighetskurva Sveriges elförbrukning 1996.



(KÄLLA: SYDKRAFT)





Ny struktur och större marknad ger nya möjligheter

Kraftslagen utnyttjas inte efter sina rörliga marginalkostnader. Avgörande är istället producenternas marginalintäkter.

Tidigare svenska analyser utgick nästan alltid från ett marginalkostnadsresonemang där produktionsresurserna utnyttjades utifrån lägsta rörliga marginalkostnad. Utrikeshandeln, som alltid varit betydande, angavs netto. Statistiskt visade detta en bild där Sverige under vintern importerade dansk kolkraft och under sommaren exporterade vattenkraft till Danmark. Detta stämde väl in i den logik som säger att produktionsresurserna sätts in efter stigande marginalkostnader. På vintern med dess högre elbehov startar danskarna sina kolkraftverk och utnyttjar de högre priserna för att tjäna pengar. Den rörliga marginalkostnaden (i huvudsak bränslekostnaden) för kolkondens är högre än rörlig marginalkostnad för vattenkraft och kärnkraft.

Studerar man det faktiska handelsmönstret träder emellertid en annan bild fram. Flödet mellan Sverige och Danmark, och för den delen mellan Norge och Danmark, gick även före avregleringen i båda riktningarna samtidigt. Dansk kolkraft importerades till Sverige och Norge varje dygn. Men samtidigt importerade Danmark vattenkraft från Sverige och Norge. Under sommarhalvåret var den danska importen större än exporten och under vinterhalvåret översteg exporten motsvarande import. Kraftföretagen utgick i själva verket inte från marginalkostnaden i sin produktionsoptimering, utan från marginalintäkten. Elpriserna är högre under topplasttid (dag jämfört med natt och vinter jämfört med sommar). Det gav, och ger fortfarande, en bättre produktionsekonomi att reglera ner den billiga vattenkraften under låglasttid och istället köra den dyrare kolkraften även om priserna var lägre under låglast än under höglast. Marginalintäkten blev större för både danska, svenska och norska producenter trots att man inte använde produktionsslagen efter lägsta marginalkostnad. Men genom tillämpningen av systemet med produktionsoptimering fick detta inget genomslag i konsumentledet.

VATTENKRAFTENS BETYDELSE SOM REGLERKRAFT ÖKAR

Både vattenkraft och kolkraft kan regleras. Men kostnaden för att reglera vattenkraft är bara en bråkdel av kostnaden för att reglera kolkraft – om det

finns tillgång till regleringsmagasin. I ett vattenkraftverk stryper man vattentillförseln. Finns utrymme i vattenmagasinen kan vattnet sparas och användas till senare produktion. I ett värmekraftverk (drivet av olja, kol, gas eller kärnbränsle) är det mer oekonomiskt att variera elproduktionen, eftersom bränslekostnaden i stort är konstant oavsett om verket producerar eller inte. Det är endast om verket kan stängas ned som bränslekostnaden sjunker. Eftersom en återstart både är dyrbar och tidsödande så stänger man inte ner sådana verk för kortare perioder. Detta innebär att billig reglerkraft, främst vattenkraft, är en värdefull resurs inte bara i det nordiska utan även i det tyska systemet. Samtidigt måste baskraften, främst tysk kolkraft, finna nya marknader. Dessa marknader finns i Norge och Sverige.

Värmekraftverk måste för bästa bränsleekonomi producera el med en så jämn och hög effekt som möjligt. Helst ska den installerade effekten utnyttjas fullt ut under årets alla timmar. Det innebär att ett kolkraftverk periodvis kan producera med full effekt och hellre sälja en del kraft med förlust än att reglera ned sin produktion. Först om den beräknade förlusten är större än kostnaden för en återstart stoppas driften.

Den reglerade vattenkraften, med tillgång till vattenmagasin, har en bättre situation. Den kilowattimme som inte produceras nu kan oftast produceras längre fram utan tomgångsförluster. Den rörliga kostnaden för att spara vatten är försumbar. Det optimala för en ägare av vattenkraft är därför att enbart producera under höglasttid när priserna är som högst. De svenska och norska reglerbara vattenkraftstationerna har dock traditionellt använts för både baslast- och topplastproduktion. Kraftslagens reglerbarhet har i Skandinavien, genom dess stora överskott av reglerbar kraftproduktion, givits ett lågt värde. När nu Europa har öppnats upp för konkurrens uppstår en helt ny och mycket större marknad för den reglerbara kraftproduktionen. Något som ägarna knappast underlåter sig att dra nytta av.

DEN REGLERBARA KRAFTEN BESTÄMMER ELPRISET

I Europa finns två områden med riklig tillgång till billig reglerkraft: Skandinavien och alpregionen. Sedan lång tid tillbaka utnyttjas alpregionens vattenkraft som reglerkraft i omgivande låglandsregioner. Avregleringen innebär att förutom Danmark, som traditionellt har använt sig av den reglerbara skandinaviska elproduktionen, konkurrerar även norra Tyskland och delar av Polen om denna produktion.

Den reglerbara toppkraften kommer i ökad utsträckning att bestämma elpriset.

Den icke reglerbara vattenkraften producerar oavsett elpris i den utsträckning tillgången på vatten medger. Vindkraften har samma produktionsmönster. Ett befintligt vindkraftverk producerar oberoende av prisnivån så länge vindförhållandena medger. Kraftvärmeverk – oavsett om de baseras på fjärrvärmeunderlag eller industriellt värmebehov – är reglerbara, men reglerar knappast sin elproduktion efter timvisa förändringar i elpriset. Elproduktionen bestäms i första hand av det underliggande värmebehovet. Finns ett tillräckligt värmebehov och om dessutom skillnaden mellan elpris och bränslepris är tillräckligt stort producerar de, men produktionen varierar inte kontinuerligt med elpriset.

Den icke reglerbara kraften, som dessutom har en kort nyttjandetid, blir pristagare.

Ny struktur och större marknad...

Efterfrågeutvecklingen

Även marginella förändringar i efterfrågan och dess sammansättning i baslast eller topplast kan få stora konsekvenser.

Ökningstakten i efterfrågan på el i norra Europa är stagnerande, även om den fortfarande ökar med nästan 1,5 % per år. Ökningstakten i Sverige är ungefär hälften så stor. Varje år ökar förbrukningen i de nordiska länderna och Tyskland med sammantaget drygt 12 TWh. Tillfälliga variationer i konjunkturer och väder påverkar efterfrågan uppåt eller nedåt.

I tabellen nedan redovisas efterfrågeökningen på el i Nordeuropa.

Efterfrågan på el (TWh)	1995	2000	Årlig ökning procent
Tyskland	541,9	579,8	1,4
Danmark	36,0	41,1	2,8
Norge	116,4	122,6	1,1
Sverige	145,4	150,1	0,7
Finland	70,9	80,0	2,6
Summa	910,6	973,6	1,4

KÄLLA: CERA

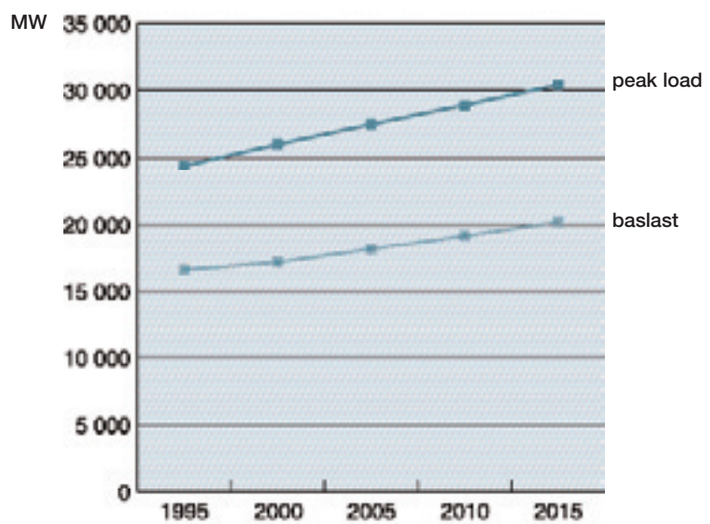
Handelsområdet för el är mer gränslöst än tidigare. En slutsats måste därför vara att man inte längre kan nöja sig med att analysera efterfrågan i det egna landet. Efterfrågeförändringar i omgivande länder kommer att påverka inte bara priser utan även investeringar och utbud i hela regionen. Det har också stor betydelse om efterfrågan är inriktad mot baslast eller topplast. Slutligen är det, som framgått tidigare, av betydelse hur de olika produktionsslagen faktiskt utnyttjas över tiden. Samtliga dessa faktorer måste analyseras.

Topplasten är säsongsberoende och varierar över dygnet. I norra Europa infaller toppbelastningen vintertid. Industrin producerar utan semesteravbrott

och uppvärmningssystemen förbrukar mycket el. I USA, Spanien, och troligen snart i hela medelhavsregionen, innebär kylbehovet att mer el förbrukas under sommarhalvåret än vinterhalvåret. Möjligen kommer säsongsskillnaden i norra Europa att minska över tiden.

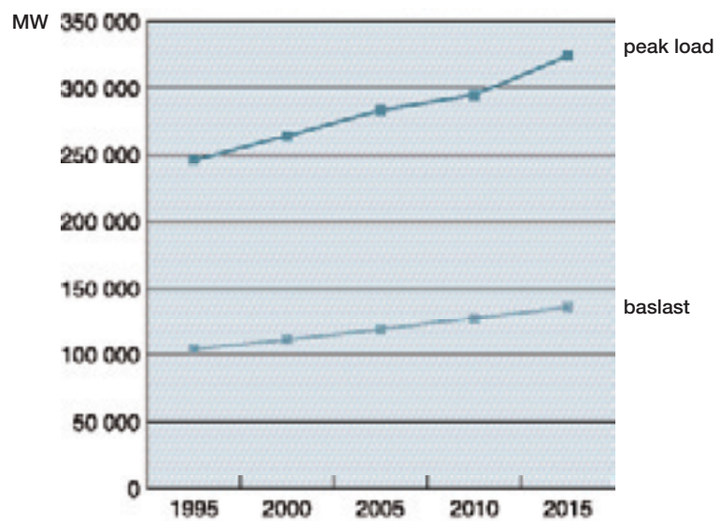
Det finns anledning att påpeka att den antagna ökningen av regionens baslastbehov (cirka 40 000 MW) i sig är större än hela det svenska behovet av peak load (drygt 30 000 MW).

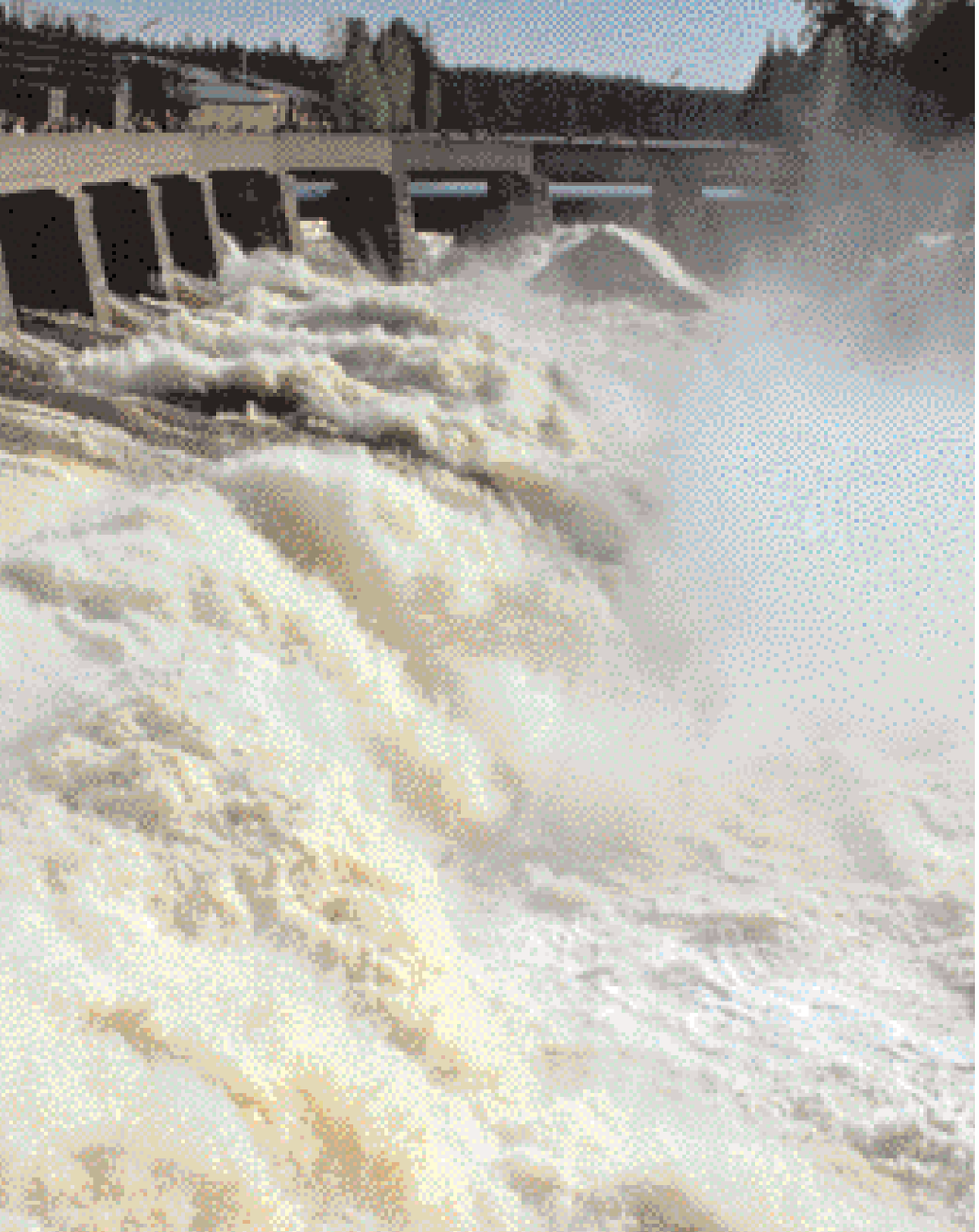
Kapacitetsbehovet i Sverige

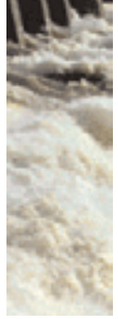


Det finns inga enkelt tillgängliga analyser vare sig av den historiska utvecklingen eller av förväntad utveckling av efterfrågan på bas- respektive topplast. I den mån de finns är de nationellt inriktade och tar ingen hänsyn till att behovet av topplast minskar när handeln över gränserna ökar. Efterfrågetopparna är alltid något förskjutna i tiden. Total peak load är därför alltid mindre än summan av varje lands peak load. En viss justering nedåt har gjorts för att peak load inte infaller samtidigt i de olika länderna.

Kapacitetsbehovet i Norden + Tyskland







Utbudet

Överskottet pressas inte bara ned som ett resultat av ökad efterfrågan utan också för att

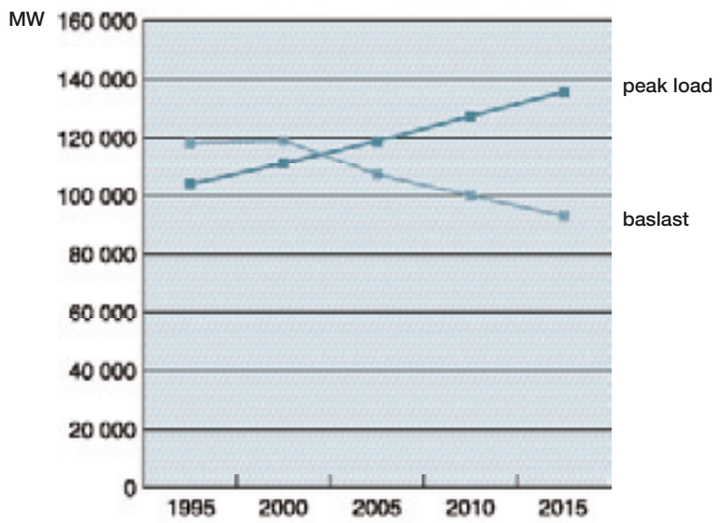
- efterfrågan på baskraft ökar
- tillgången på baskraft med hög nyttjandetid minskar
- andelen oreglerbar kraft ökar
- den billiga reglerbara kraften är konstant, samtidigt som efterfrågan på reglerkraft växer.

Innan avregleringen fanns ett betydande, drygt 30-procentigt, kapacitetsöverskott i den nordeuropeiska elkraftproduktionen. Den totala produktionsförmågan år 2000 har beräknats till drygt 1130 TWh. Samma år var efterfrågan 973 TWh. Överskottet har alltså reducerats till hälften på några få år. Det mesta talar för att denna minskning av överskottet fortsätter.

BASKRAFT MED HÖG NYTTJANDETID MINSKAR ÖVER TIDEN

CERAs prognoser visar att det sker betydande förändringar i baskraftens sammansättning. Kol- och oljekondens fasas ut och ersätts av gaskraft. Nedläggningen av Barsebäck 1 ingår, men i övrigt har i denna redovisning inte räknats in någon nedläggning av ytterligare kärnkraft före år 2005. Till baskraften har räknats olje-, kol- gas- och kärnkraftverk. Den reglerbara vattenkraften redovisas för sig, eftersom den representerar ett högre värde och i ekonomisk mening utnyttjas som topp- och reglerbar toppkraft snarare än baskraft. Efterfrågan på toppkraft och framförallt reglerbar kraft är betydligt större på den större nordeuropeiska elmarknaden än motsvarande efterfrågan på den nordiska marknaden. Därför kommer över tiden allt mindre mängder reglerbar vattenkraft att bjudas ut som baskraft. Redan 2005 kommer behovet av baslast att överstiga tillgången på baskraft.

Baskraft och baslast prognos Norden + Tyskland



REGLERBAR VATTENKRAFT ÄR KONSTANT

Den billiga reglerkraften, det vill säga den reglerbara vattenkraften i Sverige, Norge och Finland, är i stort färdigutbyggd. Endast marginella tillskott kan förväntas.

Behovet av reglerkraft ökar, bland annat på grund av den stora satsningen på vindkraft i hela den studerade regionen. Konsekvensen av detta är att det finns ett allt mindre överskott av reglerbar vattenkraft som kan bjudas ut som traditionell baskraft.

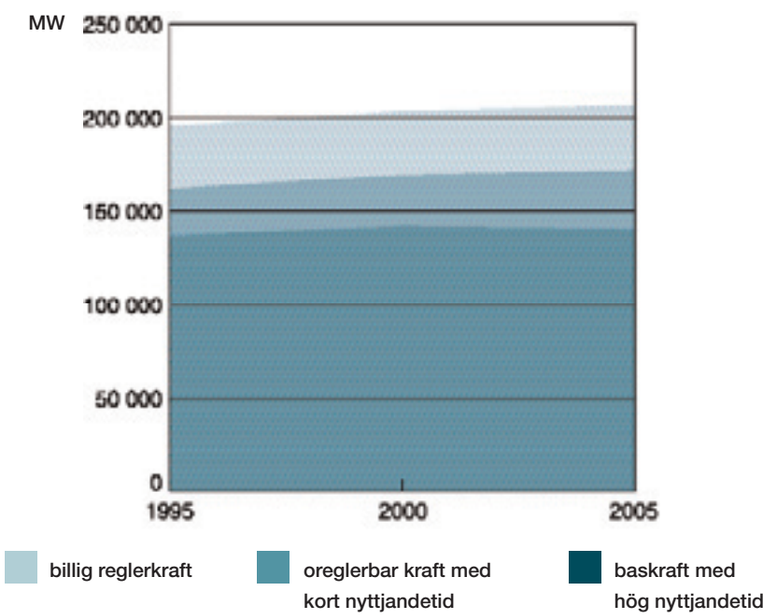
I Sverige och Norge har reglerbar vattenkraft traditionellt använts även som baskraft. Den ökade efterfrågan på den reglerbara vattenkraften i hela regionen kommer därför att få snabbare och hårdare prisgenomslag mot konsumenter i Sverige och Norge än i övriga delar av regionen. Priset på både baskraft och toppkraft ökar snabbare på dessa delmarknader än på den tyska delmarknaden.

OREGLERBAR KRAFT MED KORT NYTTJANDETID ÖKAR

Betydande kapacitetsökningar av den oreglerbara kraften planeras. Till gruppen oreglerbar kraft räknas den oreglerade vattenkraften, vindkraft samt alla former av kraftvärme. Det är framförallt vindkraften men även kraftvärmen som ökar sina andelar i produktionssystemen.

Vindkraften intar där en särställning genom att dess produktion inte är säsongsbunden och att produktionen inte kan planeras och kontrolleras på samma sätt som övrig kraftproduktion. Utgående från statistik går det att med relativt hög säkerhet i förväg beräkna produktionen på veckobasis. Däremot är det svårare att bedöma hur mycket kapacitet som kommer att finnas tillgänglig för produktion per dygn eller per timme.

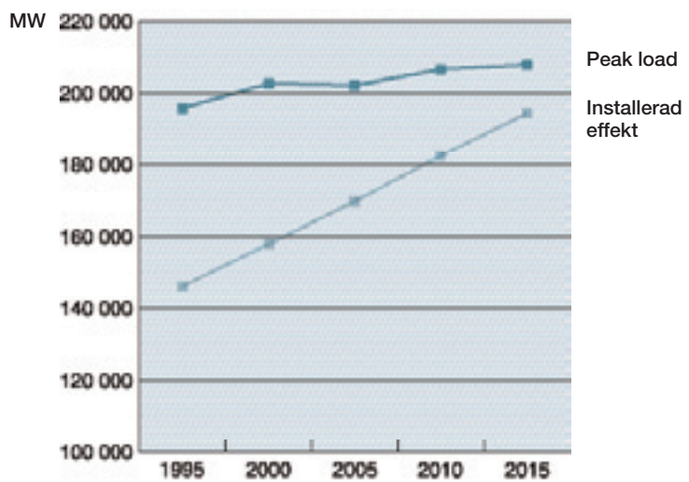
Utbud av olika produktionsresurser i Norden + Tyskland



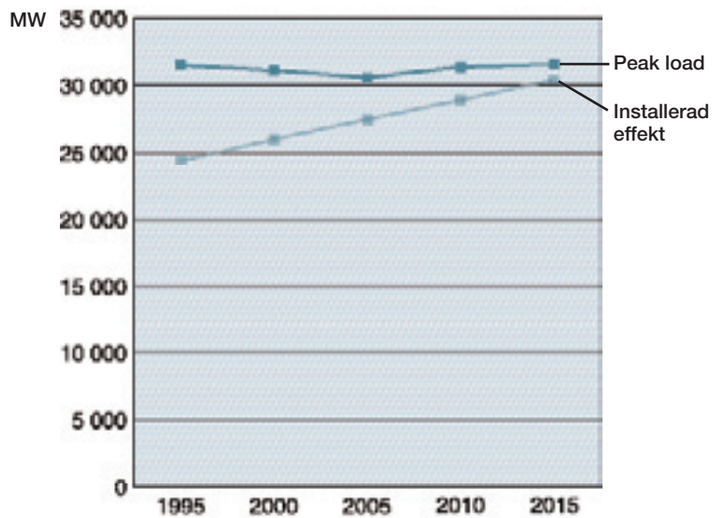
Det totala utbudet ökar med cirka 10 000 MW. Merparten av ökningen utgörs av kraftproduktion med kort varaktighet, cirka 6000 MW kommer från vindkraft med inslag även av kraftvärme. Det faktiska produktionstillskottet är därför knappt 80 TWh fördelat tämligen jämnt under perioden 1995 till 2005. Med tanke på att efterfrågan växer med 12 TWh per år är ett totalt produktionstillskott på 40 TWh mellan är 2000 och 2005 i minsta laget.

Rent matematiskt finns det ett överskott år 2005 på lite drygt 100 TWh. Även om 100 TWh låter som en hygglig marginal är den tämligen liten. Det motsvarar mindre än 10 %.

Installerad effekt och Peak Load Norden + Tyskland



Installerad effekt och peak load i Sverige

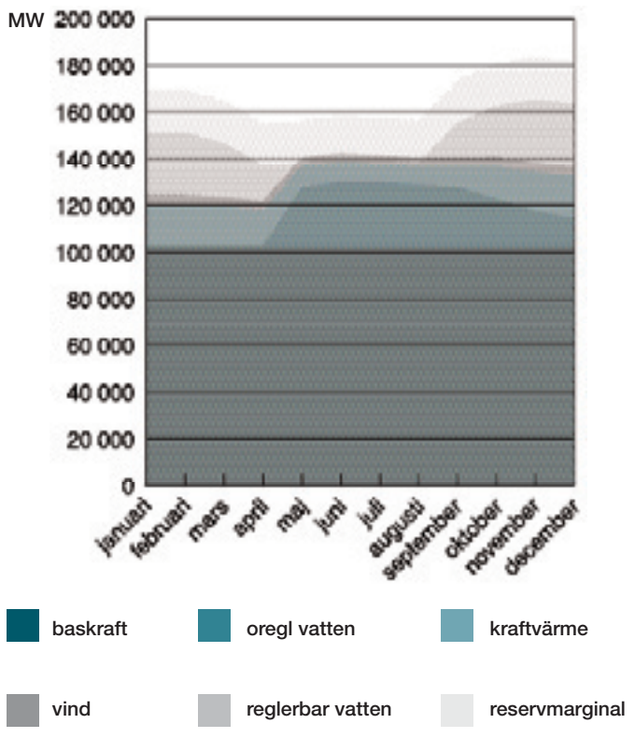


I Sverige är relationen mer ansträngd. Marginalen mellan den installerade effekten och peak load var redan 2000 nere på 10 % och fortsätter att minska.

Mer avgörande än relationen mellan installerad effekt och peak load är nyttjandetiden. Diagrammet nedan beskiver schematiskt hur produktionsresurserna optimalt skulle kunna användas.

Den maximala produktionsförmågan infaller inte under den maximala peak loaden i februari utan under senhösten. Den verkliga produktionen är

Kapacitet i Norden + Tyskland år 2000 approximativ beräkning

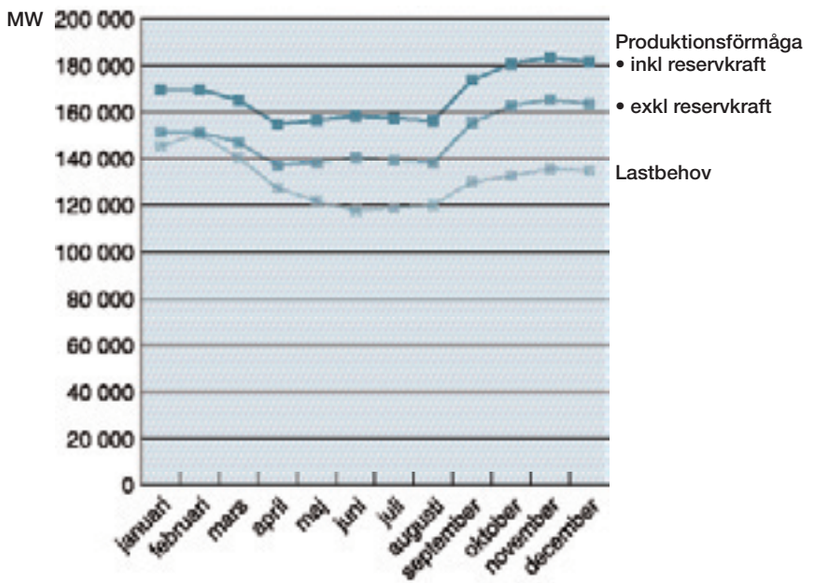


sannolikt lägre än vad beräkningen visar. Utnyttjandet av det sammanlagda produktionssystemet styrs inte av systemets totaleffektivitet utan av ägarnas avkastningskrav.

Den sammanlagda bilden när lasttillgången och lastbehoven läggs samman visar att situationen är mycket ansträngd under vintersäsongen. Det är

inte bara Sverige och Norge som har en ansträngd effektbalans. (Observera att lastbehovet är beräknat på genomsnittliga månadsvärden, vilket innebär att peak load under enskilda timmar ligger betydligt högre).

Lastbehov och lasttillgång i Norden + Tyskland år 2000



I princip behövdes hela den tillgängliga kapaciteten, cirka 150 000 MW, för att klara peak load under februari 2000 och även 2001. Kvar fanns en reserv på knappt 20 000 MW, motsvarande cirka 10 %. Med tanke på den överslagsmässiga beräkningen kan marginalen i verkligheten säkerligen variera både uppåt och nedåt. Redan 2005 har peak load ökat med 2 000 MW och hela den tillgängliga effekten har utnyttjats. Kvar finns bara halva reserven, 5 %.





Verkligheten överträffar dikten

Resonemangen under utbuds- och efterfrågeavsnittet ovan bygger nästan helt på underlag från CERAs studie. Även om studien som sådan är mycket grundlig och heltäckande utgår den från några förutsättningar som inte helt stämmer överens med verkligheten.

Det statistiska underlaget över utvecklingen sträcker sig fram till 1998. Alla siffror därefter är prognoser. Utvecklingen till och med 2000 har justerats med verkligt utfall.

Utgångspunkten för CERAs studie är en marknad i jämvikt. Kontinuerliga investeringar förutsätts ske för att balansera utbudet till efterfrågan. En bristsituation ska därför inte kunna uppstå.

I CERAs scenario antas regeringarna av klimatpolitiska skäl stimulera investeringar i gaseldade kraftverk. Nytillskottet av sådan kraft blir därför redan år 2005 betydande. Ännu finns inga sådana investeringsbeslut i något av de berörda länderna. Tyskland och den tyska energipolitiken verkar dessutom mot gaskraft dels genom mycket höga krav på verkningsgrader, dels genom en skattekil mellan kol- och gaskraft som hittills varit omöjlig att överbrygga. Därför har, åtminstone fram till 2005, byggandet av gaskraft kraftigt överskattats samtidigt som utbyggnaden av vindkraft och kraftvärme underskattats.

INGEN ÖKNING AV BASLASTKAPACITETEN

Den sammantagna effekten av de berörda ländernas energipolitik och företagens investeringsplaner, så som de nu kan överblickas, är att det fram till år 2005 inte sker något nettotillskott av baslastkapacitet. Tvärtom sjunker kapaciteten. Den sammantagna effekten av politiska, ekonomiska, tekniska och praktiska förutsättningar är att några större investeringar i gaskombi knappast är aktuella tidigare än 2005. Samtidigt fortsätter utslagningen av äldre kolkondens i Tyskland med svårbedömbara effekter som följd. I praktiken handlar det om reservkraftverk, det vill säga kraftverk som normalt är avstängda men som efter längre eller kortare tid är möjliga att ta i drift. Detta gäller även de svenska oljekondensverken av vilka åtminstone några är möjliga att åter sätta i drift. Ett fullt utnyttjande av dem är dock inte förenlig med gällande svenska regler för utsläpp.

Den stora andelen reservkraftverk och malpåseförlagda anläggningar utgör ett hinder för investeringar av nya aktörer. Situationen kan jämföras med den roll Saudiarabien från tid till annan spelar på oljemarknaden. Saudiarabien är tidvis den enda oljeproducenten med en betydande reservkapacitet som kan tas i produktion till en bråkdel av kostnaden för att öppna ett nytt oljefält. Det innebär att landet effektivt kan reglera både oljeproduktion och oljepris i situationer där knapphet börjar uppstå. Genom att öppna sina reserver kan man sänka priset till en nivå där varje nyinvestering är olönsam. Genom att sedan hålla tillbaka sin produktion kan man på nytt få upp prisnivån. Systemet fungerar endast när det råder knapphet. Den nordeuropeiska elmarknaden är på väg mot en sådan knapphetssituation.

Enbart i Tyskland har fattats beslut om nedläggning av kolkondens motsvarande 50 TWh fram till 2004. Det är lika mycket som efterfrågan i regionen kommer att öka med och lika mycket som Tysklands nettoimportbehov 2005 enligt CERA.

Den nya kapacitet som antingen tillförts eller med hög sannolikhet kommer att tillföras i regionen fram till 2005 uppgår till cirka 3 500 MW. Samtidigt försvinner ungefär 12 000 MW. Även om den större delen av den nedlagda kapaciteten är reservkraftverk som normalt inte utnyttjas påverkar nedläggningen produktionsförmågan.

Om en bristsituation skulle uppstå på den tyska marknaden kan den sannolikt kompenseras med import från Frankrike. I Frankrike finns fortfarande överkapacitet, även om den inte är lika stor som tidigare antagits. Överkapaciteten består främst i outnyttjad kapacitet i kärnkraftverken, men eftersom dessa i ökande utsträckning används för reglerändamål är det inte givet att det alltid finns kapacitet ledig.

Verkligheten överträffar dikten

TORRÅR EN RISK ATT TA PÅ ALLVAR

Ett torrår i Skandinavien minskar produktionsförmågan med upp till 40 TWh, vilket i sig är dramatiskt. Ett extremt torrår på kontinenten skulle få ännu mer förödande konsekvenser. De kontinentala kärnkraftverken utnyttjar nästan uteslutande flodvatten för sin kylning. Minskar vattenflödet under en viss nivå måste kraftverken stängas. Sannolikheten för sådana extrema torrår är låg, men kan inte helt uteslutas.

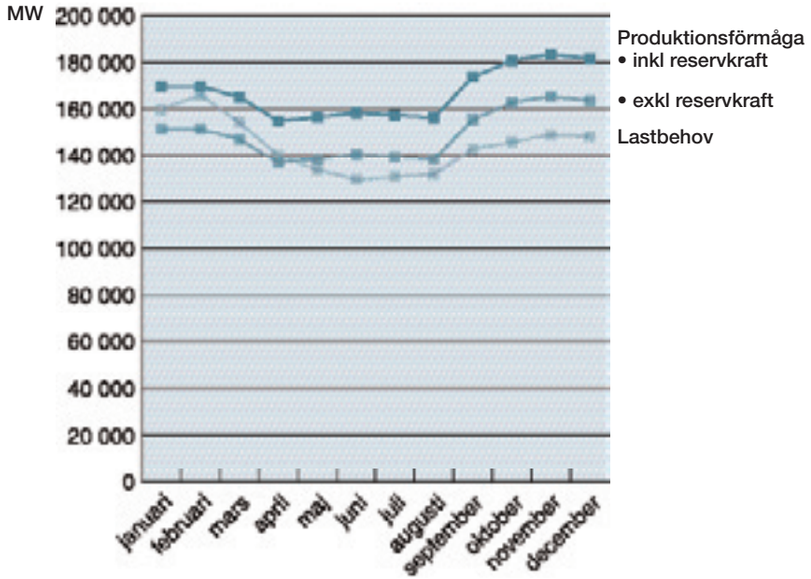




Elbrist hotar

Om ingen ny kapacitet tillförs kommer situationen att bli allt besvärligare. Redan 2005 kommer vintertid all kapacitet att behöva utnyttjas. Under höglasttid kommer inte effekten att räcka till. Kortsiktigt kan nya kommunala kraftvärmeverk lösa situationen under förutsättning att de kan stå produktionsklara inom högst tre år.

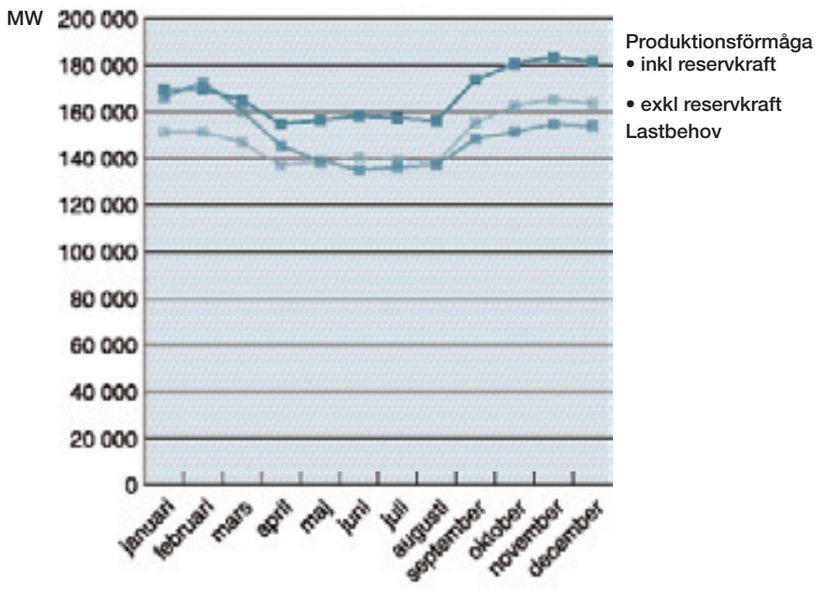
Prognos effektbalans Norden + Tyskland år 2005



Situationen kommer snabbt att förvärras. Redan år 2007 kan elbrist uppstå även under hela första halvåret. Senast vid den tidpunkten bör ny baslastkapacitet finnas tillgänglig.

Med hänsyn till fysiska begränsningar i transmissionskapaciteten krävs i praktiken att investeringarna görs tidigare och balanserat i hela regionen med tyngdpunkt i Skandinavien.

Prognos effektbalans Norden + Tyskland år 2007



I alla beräkningar har antagits att den befintliga kapaciteten utnyttjas maximalt, eftersom priserna antas göra all produktionskapacitet lönsam. Att producenterna hittills har hållit tillbaka produktionen påverkar således inte den framtida produktionsförmågan. Däremot kan möjligen några av de anläggningar som är planerade att läggas ned åter komma att tas i drift. Dessutom finns det sannolikt möjligheter att öka verkningsgraden och nyttjandetiden i befintliga anläggningar. Dessa effekter har inte beaktats.





Utrikeshandeln

Idag utnyttjas endast en mindre del av potentialen för utrikeshandel med el. Effekterna på systemanvändning, prisbildning och investeringar är dock inte beroende av handelns omfattning utan mer av dess existens.

Handelsutbytet mellan länderna i regionen var 1997 inte större än 30 TWh, motsvarande cirka 3 % av regionens totala förbrukning. Även om handeln har ökat under senare år utnyttjas långt ifrån hela kapaciteten, vilket innebär att i situationer med en stor prisskillnad kan handeln tillfälligt expandera.

Utrikeshandeln 2000 (TWh)

Import till	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Tyskland	SUMMA
Danmark		–	4,6	3,4	0,4	8,4
Finland	–		0,1	8,2	–	8,3
Norge	0,1	0,2		0,9	–	1,2
Sverige	2	0,8	15,7		0,1	18,6
Tyskland	6,0	–	–	0,7		6,7
SUMMA	8,1	1,0	20,4	13,2	0,5	43,2

KÄLLA: SVENSK ELMARKNAD 2001

Transitförbindelserna mellan länderna medger en handel på nivån 180 TWh per år. Systemutnyttjandet är således ungefär 25 %, en ökning från 1997 med 40 %. Samtidigt hade Tyskland under år 2000 ett handelsutbyte brutto på cirka 70 TWh med grannländerna Österrike, Frankrike, Luxemburg, Holland, Schweiz, Polen och Tjeckien. Med undantag för Tjeckien och Polen ingår denna handel i ett redan tidigare etablerat handelsmönster som såväl producenter och konsumenter redan anpassat sig till.

VIRTUELL HANDEL PÅVERKAR INTE FLÖDET, MEN PRISERNA

Handeln över gränserna är större än vad den officiella statistiken visar. Det förekommer också ”virtuell” handel. Förutsättningen för att en handel ska vara lönsam är att prisskillnaden är tillräckligt stor för att täcka transitkostnaden. Operatörerna av transmissions- och transitnät är undantagslöst monopolister. Speciellt i Tyskland har de även större eller mindre intressen i produktion och försäljning. Dessa operatörer anklagas för att, antingen av protektionistiska skäl eller för att maximera den egna intäkten, ta ut oskäliga avgifter och därmed begränsa handeln över gränserna.

Men även om transitkostnaden är så hög att fysisk handel inte är lönsam kan man genomföra olika swap-affärer. Swappen innebär enkelt uttryckt en bytesaffär. En viss mängd el i Sverige byts mot en lika stor mängd el i Tyskland. Istället för fysisk leverans byter man bara dokument och reglerar affären ekonomiskt. Så länge det finns prisskillnader mellan länderna och, vilket är viktigt, att motsvarande överskott finns i båda länderna kan sådan handel genomföras. Eftersom handeln inte är fysisk anses den sakna reell betydelse. Det finns därför ingen som närmare har analyserat vare sig omfattning eller konsekvenser av den. Men handeln skulle inte bedrivas om den inte medförde konsekvenser. Konsekvensen med sådan handel är att den påverkar prisbilden och därmed marknadsbeteendet.

RISK FÖR PRISMANIPULATIONER

Antag till exempel att priset på toppkraft är 10 % lägre i Sverige än i Tyskland och att priset på baskraft är 10 % lägre i Tyskland än i Sverige. Swappar lönar sig ända tills prisskillnaden mellan länderna helt har upphört. Men man behöver naturligtvis inte enbart genomföra sådana affärer för att utjämna prisskillnader mellan länder. Åtminstone teoretiskt kan man genomföra sådana transaktioner för att driva upp eller ned priset i ett visst land eller för ett visst kraftslag. Företag med omfattande ägarintressen i flera länder skulle kunna ha ett sådant ekonomiskt intresse. Finns inget fysiskt handelsutbyte registrerat mellan länderna och swap-affärerna är en intern angelägenhet för inblandade företag, är det svårt för utomstående att kunna förstå varför priserna har förändrats.

En möjlig effekt skulle kunna vara att swappar bidrar till att bevara de befintliga regionala obalanserna. Priset på baskraft respektive toppkraft hålls uppe på delmarknader som egentligen har ett överskott, samtidigt som priserna hålls nere på underskottsmarknader.

I en situation där elöverskottet på någon av marknaderna försvinner upphör också möjligheterna till swappar. Kontrakten måste då ersättas med fysisk handel. Kan detta genomföras utan konsekvenser på priser och övriga aktörer?





Staten har inte abdikerat

Regeringarna i länder med avreglerad elmarknad har uttalat att de i och med avregleringen har överlämnat ansvaret till marknaden. Men det har de inte och regeringarna uppfattas fortfarande som den yttersta garanten för elsystemet. Den svenska regeringen och skattebetalarna var den yttersta garanten för att rädda banksystemet på en kollapsande avreglerad finansmarknad. Ett liknande ansvar har regeringarna om elmarknaden skulle bryta samman till följd av elbrist.

ELMARKNADEN ÄR INTE VILKEN MARKNAD SOM HELST

Det finns en speciell egenhet med elmarknaden som ibland glöms bort. El handlas och distribueras inte på samma sätt som tvål eller spik. Om tvålen eller spiken skulle ta slut drabbas enbart de som inte hann köpa innan den tog slut. Ofta kan de finna ett substitut eller skjuta upp sitt inköp till dagen därpå. När elsystemet nått sin yttersta kapacitetsgräns kommer en ytterligare förbrukad kWh att medföra en kollaps i hela systemet. Få konsumenter vet eller kan veta det exakta priset på elen i konsumtionsögonblicket. Även de konsumenter, i huvudsak processindustrin, som har den kunskapen är inte särskilt priskänsliga på kort sikt. I Storbritannien noterades till exempel under 2001 elpriser upp till 2 500 £/MWh. I USA har prisnivåer upp till 10 000 $/ MWh noterats under 1998.

På kort sikt – momentant fungerar knappast prissystemet överhuvudtaget – blir lasturkoppling troligen nödvändig. Men även på längre sikt kan det bli ohållbart med extrema knapphetspriser, även om det tekniskt och ekonomiskt kan fungera. Vare sig tillverkningsindustrin eller vanliga hushåll klarar alltför höga priser. Kostnaderna för den kaliforniska elförsörjningen har ökat med en faktor 10 från det sista normala året 1999 fram till och med 2001 (prognos). Huvuddelen av den kostnaden har lyfts av konsumenterna och lagts på skattebetalarna.

Det finns goda skäl att ifrågasätta rimligheten och även vettigheten i att på en avreglerad marknad helt hålla konsumenterna skadeslösa. Men det är samtidigt uppenbart att en 10-faldigad elkostnad får stora konsekvenser för både näringsliv och hushåll.

forts.

Skulle en långvarig bristsituation inträffa tvingas regeringarna på samma sätt som i Kalifornien att ingripa med både kort- och långsiktiga åtgärder. Ett prisstopp och ett ransoneringsförfarande (exempelvis roterande bortkoppling) är i en sådan situation ofta den enda möjliga kortsiktiga åtgärden.

REGERINGARNA INTERVENERAR PÅ MARKNADEN GENOM SKATTER, SUBVENTIONER OCH UTTALANDEN

Flertalet regeringar i Europa har under flera år signalerat åtgärder som ska begränsa efterfrågan på el, hittills utan större framgång. Samtidigt söker man genom olika subventioner och skatter styra över produktionen från fossilkraft och kärnkraft till förnybara produktionsslag. Frågan är inte om det är rätt eller fel att intervenera och inte heller om interventionerna i sak är riktiga. Men genom interventioner som påverkar nyttjandet av gjorda investeringar och beslut om nya investeringar tar regeringarna i praktiken ett delansvar för utvecklingen på elmarknaden. Ansvaret är begränsat till de konsekvenser som interventionerna medför eller kan medföra. Av naturliga skäl kommer såväl regeringar som marknadsaktörer att ha olika uppfattningar om hur långtgående ansvaret är beroende på vilka konsekvenser som kan identifieras.

REGERINGARNA HAR ETT ”PUBLIC SERVICE”-ANSVAR

I Europa är det främst Frankrike som deklarerat att regeringarna har ett public service-ansvar. I det franska begreppet ingår en rad funktioner: försörjningssäkerhet, fördelningspolitik, sysselsättningspolitik, näringslivspolitik och regionalpolitik. En så vid definition är svår att förena med en marknadsstyrd konkurrensutsatt marknad. Men ingen europeisk regering har förnekat att de har ett yttersta ansvar för försörjningssäkerheten. I praktiken har också regeringarna, vare sig de vill det eller inte, någon form av fördelningspolitiskt ansvar.

DRIVMEDELSSTREJKERNA HÖSTEN 2000

En illustration till hur regeringar kan engageras är de drivmedelsstrejker som hösten 2000 drabbade flera europeiska länder. Protesterna avsåg framförallt dieselpriserna, men även de höga bensinpriserna. Bakgrunden var de snabbt stigande världsmarknadspriserna på olja som drev upp de reala användarpriserna till mellan 8 och 10 kr/l för diesel och 10 till 12 kr/l för bensin.

Protesterna riktades inte mot oljebolagen eller de råoljeproducerande länder som utlöst prisstegringarna. I stället riktades udden mot de egna regeringarna. Kraven var att regeringarna genom skattesänkningar eller genom att avstå från planerade skattehöjningar skulle åstadkomma sänkta priser. Regeringarnas utgångspunkt var att drivmedelspriserna var en marknadsfråga utanför deras ansvar och att kompenserande skattesänkningar var uteslutna.

Man ska inte övertolka skeendet men det visar ändå den politiska kraften i den allmänna opinionen. I Belgien, Frankrike, Spanien, Storbritannien och Sverige där protestaktioner genomfördes fick demonstranterna igenom hela eller delar av sina krav. I Sverige beslutade finansutskottet att avstå från delar av en planerad skattehöjning. Utfallet i övriga länder, där protestaktionerna var mycket mer omfattande, blev bättre för demonstranterna.

Om elpriset, till följd av en bristsituation, skulle stiga till en nivå som kraftigt överstiger konsumenternas uppfattning om elens verkliga värde kommer kraven på regeringsingripanden att bli starka.

REGERINGARNA HAR ETT ANSVAR FÖR ATT ALLA MARKNADSAKTÖRER HAR TILLGÅNG TILL NÖDVÄNDIG INFORMATION

Informationen är inte längre ett nationellt problem. Idag krävs samarbete över nationsgränserna. Det krävs god överblick för att kunna bedöma hur systemen kommer att utnyttjas och vilka konsekvenser detta får på investeringsbehov och priser. Få enskilda aktörer kan på egen hand skaffa sig denna överblick. Det krävs ett samarbete över nationsgränserna för att möjliggöra regionala



analyser över produktions- och transmissionssystemens utveckling och nyttjande. Detsamma gäller analyser över hur lastefterfrågan utvecklas med en uppdelning som är finare än årsgenomsnitt.

För att kunna ta ett ansvar för en balanserad utveckling måste alla marknadsaktörer ha tillgång till relevant information. Den befintliga informationen utgår i huvudsak från den reglerade marknadens behov. Den information som krävs finns i stor utsträckning men den är bristfällig, svårtillgänglig och ofta föråldrad. Detta gynnar de stora producenterna som ofta är representerade på flera lokala marknader.







Vem ska investera och varför?

Investeringar i ny produktion antas på en fri marknad vara efterfrågestyrda. I takt med att efterfrågan växer stiger priserna och investerarna får ett incitament att investera. Men det finns många frågetecken som måste rätas ut. Ett av dem är vem som ska investera och varför. Den riktigt stora förändringen är att det är marknaden själv som ansvarar för att investeringar kommer till stånd och inte regeringarna.

PRODUCENTERNA DRIVS AV ÄGARNAS VINSTKRAV

Producenterna har inget ansvar för att det finns en produktion som svarar mot efterfrågan. I den mån de säljer el på långsiktiga kontrakt kan de möjligen ha ett avtalat leveransåtagande. Drivkraften för investeringar är därför rent kommersiell. Om en planerad nyinvestering inte ger den avkastning som svarar mot ägarnas krav blir den inte genomförd. Några effekter av vinstkraven:

- Med låga elpriser är det en mer intressant strategi att växa genom förvärv än genom investeringar i ny produktionskapacitet. Både kostnaden och risken är lägre samtidigt som det finns samordningsvinster och möjligheter till marknadsmakt.
- Ansträngda balansräkningar till följd av en ökad lånefinansiering driver fram högre avkastningskrav (detta är en realitet för många kraftföretag efter avregleringen).
- Ju närmare fullt kapacitetsutnyttjande systemet opererar under, desto större blir vinstmöjligheterna.
- Nedläggning och minskat kapacitetsutnyttjande ger större aktörer utrymme för ökade vinster. Nyinvesteringar minskar på kort sikt vinstutrymmet.

ÄGARKONCENTRATIONEN ÄR STÖRRE ÄN NÅGONSIN

De sju största aktörerna i den studerade regionen kontrollerar 80 % av den installerade kapaciteten. Möjligheterna till marknadsmanipulation och maktmissbruk är påtagliga.

Innehav/kontroll av produktionskapacitet i Norden och Tyskland		
Företag	**Produktions-kapacitet i GW**	**Procent av total kapacitet**
E.On[1]	40	20
Vattenfall[2]	36	18
RWE	34	17
Veba	18	9
EnBW	14	7
Fortum	8	4
Verbund	7	3
Övriga	46	22
Summa	**203**	**100**

[1] inkl. Sydkraft
[2] inklusive HEW och VEAG

”BARRIERS TO ENTRY”

Även om det, med undantag för i Norge, finns få legala hinder för nya företag att etablera sig kan de finansiella och marknadsmässiga hindren stoppa nya konkurrenter till de etablerade företagen.

De investeringar som faktiskt görs står visserligen nya aktörer för. USA-ägda Enron har skaffat sig ett stabilt fotfäste inom vindkraften. De stora oljebolagen och olika försäkringsinstitut har också etablerat sig inom vindkraftområdet och kraftvärmen. Inom dessa områden skulle dock knappast några investeringar ha skett utan statliga subventioner. Än så länge är dessa aktörer alltför små och alltför beroende av ett skyddande regelverk för att på egen hand aktivt påverka den totala elmarknaden och ändra de spelregler som den etablerade kraftindustrin nu drar upp.

Därutöver köper befintliga aktörer som EdF och Southern Electricity in

sig på de olika marknaderna. Men dessa aktörer ändrar inte dynamiken utan anpassar sig till den rådande strukturen. För att kunna ta sig in på marknaden med en tillräcklig stor andel och kunna föra sin egen politik är kostnaderna och riskerna alltför höga.

Hoten mot de etablerade företagen är antingen en ny energipolitik, som till exempel skulle möjliggöra stora investeringar i gaskraft, eller ett teknikgenombrott för den distribuerade elkraften. Tillräckligt billig teknik för distribuerad kraft skulle ge förutsättningar för en lika stor omskakning av elbranschen som den telekombranschen nu genomgår.

FINANSMARKNADERNA PRIORITERAR HÖG OCH RISKFRI AVKASTNING

Det måste vara en närmast ogörlig uppgift att förmå en investerare att på kommersiella grunder placera pengar i ny elproduktion med hittills rådande förutsättningar och förväntningar. Några skäl till detta är

- att balans- och resultaträkningarna för flertalet kraftföretag efter avregleringen visar minskande rörelseintäkter med en krympande vinst och en sjunkande soliditet
- den eftersläpande statistiken som visar att det finns en betydande överkapacitet
- marknadspriserna på el som sjunker ner mot rörlig produktionskostnad för befintlig produktionskapacitet
- variationer i future-marknaden som än så länge kan förklaras av bränslepriser och förväntad vattenkrafttillgång
- en EU-gemensam politisk uppfattning om att efterfrågan på el kan och bör begränsas
- en öppen marknad som innebär att eventuella brister kan täckas med import.

Även om alla inser att överskottet förr eller senare försvinner och att priserna långsiktigt måste stiga, måste slutomdömet ändå bli att i förhållande till andra konkurrerande investeringar är risken för stor och avkastningen för liten.

De huvudsakliga investeringar i ny kraftproduktion som finansmarknaden efter avregleringen har bidragit till gäller subventionerad elproduktion där

regeringarna i praktiken lyft bort marknadsrisken och genom subventionssystemet skapat utrymme för en tillräckligt hög avkastning. Men efterhand som dessa investeringar får mer än en marginell inverkan på elsystemet finns risk att finansiärerna kommer att kräva än mer långtgående statliga garantier.

Det finns en risk att finansiärerna, även när elpriserna har stigit till följd av en tilltagande knapphet, avstår från investeringar. Uttalanden i den riktningen har redan gjorts av företrädare för internationella investeringsbanker. Deras argument är att regeringarna vid stigande elpriser kan förväntas införa pristak som i så fall på nytt skulle kunna riskera säkerheten i investeringarna.







Kraftvärmen en räddare i nöden?

Potentialen för kraftvärme är betydande och stora delar av den kan förväntas exploateras även utan subventioner. Men frågan är om kraftvärmen kan förbättra konkurrensen? Kraftvärmeproducenterna är pristagare. Ökar deras utbud tillräckligt mycket uppstår ett överskott som kommer att pressa priserna. Men eftersom den kommunala kraftvärmen i första hand bjuds in som toppkraft och den industriella som baskraft är det långt ifrån säkert att utbudet kan bli tillräckligt stort för att annat än marginellt påverka baslastpriset och topplastpriset.

Det är också tveksamt i vilken utsträckning en ökning i kraftvärmen långsiktigt kommer att förbättra elbalansen. Geografiskt ligger mycket av kraftvärmepotentialen i områden där risken för elbrist är begränsad. Industriell kraftvärme i Tyskland kan säkert byggas ut, men Tyskland har inget överhängande behov av baskapacitet. Det finns outnyttjade fjärrvärmeunderlag både i norra Sverige och i Norge (förutsatt en utbyggnad av norsk fjärrvärme). Däremot är potentialen för kraftvärme i de områden i södra Sverige där risken för brist är som störst mer blygsam. Kraftvärmen är därför ingen långsiktig lösning. Den kan i bästa fall ge en respit på något eller några år innan baskraften måste byggas ut.

DET VÅRAS FÖR KOMMUNAL KRAFTVÄRME

Investeringar i kommunal kraftvärme kan för första gången på flera år bli en god affär. Den ansträngda effektbalansen under vintrarna bör ge priser som påtagligt förbättrar dessa anläggningars konkurrenskraft. Med tanke på den ansträngda effektsituationen vintertid är vinstutsikterna goda på kort sikt. Men även i ett längre perspektiv bör lönsamheten bli acceptabel också utan statligt investeringsstöd. Framförallt i Sverige kan kraftvärmen förbättra effektbalansen under vinterhalvåret. Men det påverkar bara kortsiktigt behovet av investeringar i ny baskraft.

ÄVEN INDUSTRIELL KRAFTVÄRME BLIR INTRESSANT

Såväl i Norden som i Tyskland kan stora basindustrier komma att utnyttja sina värmeunderlag för elproduktion. Sådana lösningar kommer att bli lönsamma

och de kommer också att pressa elpriserna för i första hand den energiintensiva industrin. Men det är knappast sannolikt att detta generellt pressar elpriserna för övriga användare. Även om potentialen är stor kommer endast ett fåtal av dessa satsningar att kunna genomföras inom de områden (framförallt Norge och södra Sverige) där risken för brist är som störst. Industriell kraftvärme är därför knappast en varaktig lösning på det växande elbehovet.

Kraftvärme kommer alltid att utgöra marginalkraft. Det innebär att dess värde och det pris ägarna kan få kommer att vara beroende av kraftbalansen. I knapphetstider kommer priserna att vara höga för att falla ned till låga nivåer under perioder av en mer normal kraftbalans. Investerarna riskerar därför att anläggningarna sett över hela sin livslängd inte ger en tillräckligt hög avkastning.







Okunskap är ett hot

Överskotten minskar snabbt genom

- kapacitetsnedläggningar som är långt större än tillskotten av förnybar elproduktion
- stigande efterfrågan
- ökat behov av reglerbar kraft beroende på dels att den förnybara elproduktionen i sig kräver mer reglerbar kraft än den befintliga, dels att marknadsoptimeringen inte utgår från samhällsekonomisk effektivitet utan företagens lönsamhet.

I teorin bör en avreglerad elmarknad under konkurrens leda fram till samhällsekonomiskt optimala lösningar. Detta gäller dock endast om det råder en fullständig och fri konkurrens. Budskapet i denna analys är att avregleringen visserligen under en kort tid skapade en ökad konkurrens, men att de stora aktörerna i produktionsledet genom sitt stora och geografiskt spridda ägande och sitt informationsövertag nu är på väg att skaffa sig tillräcklig marknadsmakt för att i praktiken fungera som oligopol. Företagens optimering på en oligopolmarknad leder sällan till samhällsekonomisk optimering.

Innan systemet funnit en ny balans kommer det att vara företagsekonomiskt att misshushålla med produktionskapaciteten.

Förbättras inte analysunderlaget och kunskapen finns det risk för att nyinvesteringarna dröjer till dess att en priskris är oundviklig. I värsta fall står vi då även inför en fysisk elbrist.

ALLA PRISÖKNINGAR ÄR INTE SIGNALER OM TILLTAGANDE KNAPPHET

I Europa har bränslepriserna under de två senaste åren stigit med för kol 40 % och för naturgas med mellan 30 och 50 %. På lite längre sikt måste dessa priser slå igenom även i handelspriserna på el. Att en tung kostnadskomponent driver upp elpriserna innebär dock inte att det råder kapacitetsbrist eller att nyinvesteringar långsiktigt har blivit mer lönsamma.

Förväntningar om exempelvis torrår i Norge driver upp forwardpriserna i Sverige. Det finns analyser (våren och sommaren 2001) som pekar på priser i nivån 40 öre/kWh i slutet av 2001. Vid den prisnivån är nästan all ny produktion lönsam. Men priset i sig är knappast någon signal om nyinvesteringar.

Följs ett eventuellt torrår av ett nytt normalår hinner priset sjunka tillbaka till en lägre nivå innan ett nytt kraftverk har hunnit tas i drift.

SIGNALERNA ÄR FÖRVIRRANDE

Den nya dynamik som har beskrivits ovan skapar förvirring, särskilt om man använder samma analysmetoder som för den reglerade elmarknaden. Det finns i varje land en viss, om än minskande, marginal mellan installerad effekt och peak load. Det finns fysiska handelsmöjligheter som innebär att även relativt betydande underskott kan täckas genom import. Regeringarna stimulerar fram investeringar i förnybar produktion, som utgående från installerad effekt inte är försumbara. Den förnybara elproduktionen ställer samtidigt stora krav på reglerbar kraft. Det faktiska nettotillskottet blir därför väsentligt mindre än vad kalkylerna visar. I extremfallet kan varje ny producerad kWh el från ett vindkraftverk leda till en ytterligare produktion av två kWh el från ett kol- eller kärnkraftverk som annars inte hade producerats.







Slutsatser

De närmaste 12 till 18 månaderna kommer att avgöra riskerna för längre eller kortare elavbrott. Fattas inte beslut om större investeringar i ny basproduktion ökar risken betänkligt kring 2005 och perioden därefter. Redan nu kan ett torrår få avsevärda konsekvenser och i värsta fall leda till energibrist.

MARGINALERNA MINSKAR

Överskottet på el har eroderat snabbare än vad man kunnat förutse. Knappheten på el förvärras av att kapacitet läggs ned samtidigt som ökande efterfrågan inte motsvaras av utökad produktionskapacitet.

Den pågående konjunktursvackan dämpar efterfrågeökningen. Frågan är bara hur länge och hur mycket?

Baskraft med lång nyttjandetid ersätts av produktion med kort nyttjandetid. Den nytillförda kapaciteten i form av vindkraft kräver mer reglerkraft, som i ökad utsträckning tas från baskraften.

Kraftföretagen har ett ekonomiskt intresse av att marginalerna i kraftsystemet är små. Små marginaler ger ökade elpriser och lägre kostnader. Det ligger emellertid knappast i deras intresse att marginalerna blir så små att allvarliga elkriser utlöses.

PRISSTEGRINGAR ÄR OUNDVIKLIGA

Prisutvecklingen drivs av den ökande knappheten på produktionsresurser och av stigande bränslepriser. Kraftiga prisstegringar kan i sig vara lika skadligt för ekonomin som en elkris.

Vid extrema prisstegringar har regeringarna ett oundvikligt public serviceansvar. Vilken prisnivå kan accepteras innan politiska ingrepp blir nödvändiga? En tiofaldig ökning av elpriset så som har skett i Kalifornien är antagligen mer än vad konsumenterna kan acceptera. Regeringarna bör skaffa sig en strategi för att motverka en sådan utveckling genom att redan nu underlätta för nyinvesteringar i baskraft.

EXEMPLET KALIFORNIEN

Det kan vara intressant att studera prisutvecklingen på den kaliforniska elmarknaden för att få en uppfattning om vilka effekter knapphetsprissättning kan få. Den faktiska effektbristen i Kalifornien hade fram till sommaren 2001 aldrig överstigit 3000 MW, motsvarande cirka 7 % av totalt lastbehov. Den sammanlagda tiden under vilken effektbrist har förelegat var fram till i maj år 2001 mindre än 10 timmar. För 2001 fanns prognoser på bristsituationer med en varaktighet av allt från 10 till 500 timmar. Den sammanlagda kostnaden för elbolagen att köpa in el ökade från 7 mdr $ år 1999 till 29 mdr $ år 2000 och beräknades till 70 mdr $ för år 2001. 1999 var det sista året som elmarknaden befann sig i balans. En del av prisstegringen berodde på kraftigt stigande naturgaspriser som i sig inte har något direkt sammanhang med elbristen i Kalifornien.

Det är naturligtvis inte helt rättvisande att hävda att priserna har tiofaldigats, eftersom det samtidigt på grund av pristaket inte har funnits några incitament för konsumenterna att minska sin efterfrågan.

SMÅ MEN ÖKANDE INCITAMENT FÖR NYINVESTERINGAR

- Politiska ambitioner styr investeringarna.
- Den etablerade kraftindustrin har efter avregleringen premierat avkastning före leveranssäkerhet.
- Investerarna uppfattar ännu kraftproduktion som riskabel och lågavkastande.

Rimligen kommer flera av dessa hinder att minska i betydelse i takt med att priserna stiger.

Redan nu vill finsk industri, troligen med samtycke från det politiska systemet, investera i ny baskraft (helst kärnkraft). I Norge finns förberedelser för gaskraft. I Danmark kan man utan formella politiska hinder bygga ny gaskraft. I Sverige och Tyskland tycks de politiska förutsättningarna för investeringar vara sämre. Klimatåtagandet i dessa båda länder har skapat större restriktioner än i de övriga. Sverige kan inte enkelt öka utbudet av baskraft mer än marginellt genom investeringar i gaskraft. Däremot finns nu ett ekonomiskt utrymme för kommunal kraftvärme, något som på kort sikt förbättrar effektsituationen. Men på längre sikt behövs mer baskraft.

FINANSIÄRERNA STÅR INTE I KÖ

Hittills har de låga elpriserna utgjort ett stort hinder för nyinvesteringar. När risken eller sannolikheten för prisstegringar nu ökar börjar allt fler finansiärer även se ökade priser som ett hinder. Det finns en uppfattning i finanskretsar om att det politiskt är svårt/omöjligt att tillåta högre elpriser än de som gällde innan avregleringen. Eftersom regeringarna i flera av de berörda länderna (framförallt Norge, Sverige och Tyskland) har intecknat betydande delar av prisfallet genom samtidiga skatteökningar antas utrymmet för prisökningar begränsat. Utifrån det resonemanget skulle elmarknaden även vid stigande priser utgöra en potentiell riskmarknad.

DEN TEKNISKA OPTIMERINGEN HAR ERSATTS AV EN KORTSIKTIG EKONOMISK OPTIMERING

Stigande elpriser och en marknadsmässig värdering av olika produktionsslag ökar på nytt intresset för en energieffektiv optimering.

I ett trängt försörjningsläge med kraftigt stigande priser kan man antagligen använda produktionsresurserna mer optimalt. Detta gäller till exempel vattenkraften. Det går troligen också att i Danmark och möjligen även i Tyskland att under peak load-perioder öka reserverna och minska behovet av reglerkraft genom att vid behov utnyttja vindkraften som en extra reserv. Detta kan åstadkommas genom att i sådana perioder ge vindkraftproducenterna en lika hög ersättning för producerad men icke levererad energi som för producerad och levererad energi. Under extrem ”peak hour” kan vindkraften därmed kallas in i den utsträckning vindkraftverken producerar. Producerar inte vindkraften vid denna tidpunkt har man inte förlorat kapacitet. Om den producerar utgör denna produktion däremot ett extra kapacitetstillskott.

FLASKHALSAR KAN KOMMA ATT BYGGAS BORT

”Capacity creep”, det vill säga möjligheterna att genom marginella investeringar kunna öka nyttjandetider och verkningsgrader i befintliga anläggningar,

förefaller ha tillämpats i begränsad utsträckning under senare år. Troligen finns en outnyttjad potential på ett antal procent som relativt snabbt och till begränsade kostnader kan utnyttjas för att öka produktionsförmågan.

RESERVKRAFTVERK ETT HINDER FÖR NYA AKTÖRER

Betydande delar av kapacitetsanpassningen de senaste tre åren har åstadkommits genom att befintliga kraftverk klassats om till reservkraftverk och tidigare reservkraftverk har ställts i malpåse. Både reservkraftverken och de malpåseförlagda verken kan efter längre eller kortare tid och efter större eller mindre investeringar tas i drift. I många fall är sannolikt de malpåseförlagda kraftverken i ett sådant skick att det vare sig är ekonomiskt rimligt eller miljömässigt acceptabelt att starta dem. Men så länge de existerar utgör de ett potentiellt hot mot varje företag som överväger en nyinvestering. Risken är betydande att det nya kraftverket, som sannolikt har bättre miljöprestanda och lägre driftskostnader, får svårigheter att finna täckning för sina samtliga kostnader i jämförelse med ett återstartat reserv- eller malpåseförlagt kraftverk. Även om de senare ofta har högre driftskostnader kompenseras detta av lägre kapitalkostnader och snabb idriftsättning. Den ökande andelen avställda men ej skrotade kraftverk fungerar som en varningssignal för potentiella nya aktörer.

RISK FÖR MAKTMISSBRUK DÅ ÄGARKONCENTRATIONEN ÖKAR

De dominerande kraftproducenterna kan kontrollera marknaden genom sin storlek, sin geografiska spridning, sin större insyn och överblick samt en väl diversifierad produktionsstruktur (vattenkraft, kolkondens och kärnkraft).

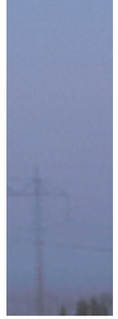
Hittills har de stora aktörerna inom kraftindustrin varit mer framgångsrika än vad utomstående bedömare har utgått från, kanske till och med mer framgångsrika än vad de själva har trott. Frågan är om de nu är beredda att också ta sitt samhällsansvar inte bara genom att öka de egna investeringarna men också genom att släppa in nya aktörer? Som tidigare beskrivits kan de stora aktörerna i betydande utsträckning utöva marknadskontroll genom sitt stora innehav av reservkapacitet.

INSYNEN OCH TRANSPARENSEN ÄR FORTFARANDE LITEN

Systemkunskapen är generellt låg hos politiker, myndigheter, kunder, analytiker, finansmarknaden och potentiella konkurrenter. Dessutom utgår informationen över hur systemen utnyttjas fortfarande i alltför hög utsträckning från den reglerade marknadens krav.

Åtgärder måste vidtas både inom kraftindustrin och på myndighetsnivå för att öka insynen och transparensen. Framförallt är kunskapen om hur de nationella elsystemen och de olika produktionssystemen samverkar och påverkar varandra, alltför liten. Informationen om hur produktionskapaciteten utnyttjas är otillräcklig, svårtillgänglig och ofta inaktuell.





Osäkerheter

Det finns ett antal faktorer som talar för att situationen inte behöver bli så allvarlig som vissa befarar. Samtidigt finns det minst lika många anledningar att misstänka att den snarare är mer allvarlig.

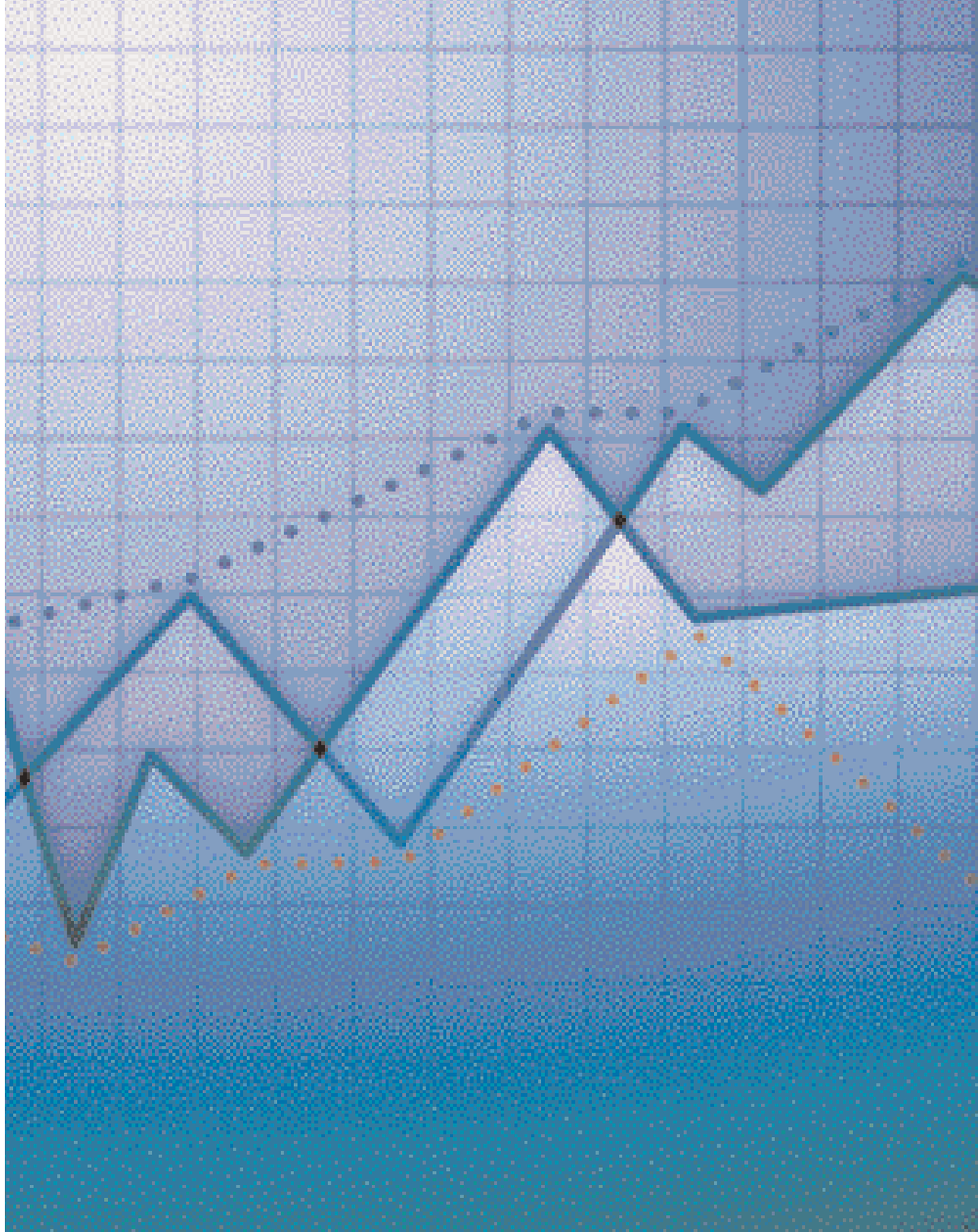
Faktorer som minskar risken för elbrist:

- Marknadsmakten bryts och planerade nedläggningar genomförs inte, samtidigt som en hårdare konkurrens leder till ”capacity creep”.
- Varmare vintrar och mer nederbörd än normalt.
- Potentialen för kraftvärme är större än förväntad.
- Gasens och oljans konkurrenskraft på den tyska marknaden ökar och återtar marknadsandelar från elen. (Hjälper knappast upp situationen i Skandinavien).
- Tillväxten i ekonomin avtar ytterligare.
- Högre elpriser leder till effektivare elanvändning.

Faktorer som ökar risken för elbrist:

- Kallare och torrare väder än normalt.
- Snabb återhämtning från nuvarande konjunktursvacka.
- Kraftvärmen ger ett mindre bidrag än förväntat.
- Utrymmet för ”capacity creep” är mindre än förväntat.
- Den danska koldioxidbeskattningen av kolkraft leder till minskad produktion i de danska kolkraftverken.
- Stigande gaspriser som innebär att elens konkurrenskraft på den tyska marknaden består. (Påverkar den svensk-norska marknaden marginellt).
- Priskänsligheten är olika för olika kundsegment. Skattekilarna får motsatt effekt vid prisuppgångar. En fördubbling av elpriset leder i Sverige till ungefär en 50-procentig prisökning för industriella användare, men bara en 25 % prisökning för hushållen. I Tyskland slår en fördubbling igenom med 40 % för industrin och ca 15 % för hushållen.

Rimligen finns en långsiktig priselasticitet även för efterfrågan av el. Det är den huvudsakliga faktorn för en mer optimistisk hållning. Flertalet faktorer i övrigt gör att risken snarare är större för att utvecklingen blir sämre.







Åtgärder

Det krävs en mer flödesorienterad och riktad information som bättre beskriver utvecklingen av tillgång, efterfrågan och utnyttjandet av kraftslagen i segmenten baskraft, toppkraft och reglerbar kraft, liksom hur olika delmarknader påverkar varandra.

Nationella åtgärder har liten effekt på en alltmer gränslös marknad.

MARKNADSMAKTEN

Det är knappast möjligt att angripa marknadsmakten genom nationella åtgärder. Potentialen för marknadsmakt är dessutom avsevärt större i Frankrike, Spanien, Italien och Belgien. Det är därför i första hand en EU-gemensam fråga att motverka marknadsmakten. Men i avvaktan på gemensamma åtgärder finns ett antal åtgärder som kan genomföras på nationell nivå eller i bilateral samverkan. Exempel på sådana åtgärder är

- offentlig analys och redovisning av hur de stora aktörerna utnyttjar sina produktionsanläggningar
- hur kraftflödena varierar över tiden mellan olika marknader
- redovisning av vilka effekter swap-affärer och kontraktshandel kan ha för prisbildningen
- en mer stringent redovisning för varje företagsgrupp av reservkraft möjlig att ta i drift inom ett år och malpåseförlagd kraft med en starttid över ett år.

SYSTEMPÅVERKANDE INFORMATION

Mycket av den nämnda informationen finns redan, men den är ännu anpassad efter de tidigare nationella elmarknadernas behov. I princip behöver informationen fördelas på minst fyra nivåer: lokala marknader, nationella marknader, regionala marknader samt angränsande marknader. Flaskhalsar i tranmissionssystemen innebär att det finns lokala över- och underskottsområden. Den regionala elmarknaden utvecklas över tiden och kan variera, men det förefaller numera rimligt att i den tidigare nordiska elmarknaden även inkludera delar av norra Tyskland och snart även delar av Polen. På längre sikt kan även de baltiska staterna behöva inkluderas. Myndigheterna i de berörda länderna

bör samverka för att ta fram sådan information. Förutom prisinformation behövs även samlad och aktuell information för varje nivå om

- befintlig produktionskapacitet och produktionsslag
- lastkurvor
- prisskillnader gentemot angränsande marknader
- flödet till angränsande marknader
- flaskhalsar
- information om hur produktionssystemet utnyttjas.

Informationen ska vara tillgänglig för alla samtidigt och till en rimlig kostnad. Det är en myndighetsuppgift att ta initiativet till att denna information finns tillgänglig. Insamlandet, bearbetningen och redovisningen av den kan däremot organiseras på en rad olika sätt. Tre huvudalternativ med en rad olika kombinationsmöjligheter kan urskiljas. Informationshanteringen kan vara en myndighetsuppgift, utföras av kraftindustrin eller vara en uppgift för helt fristående organisationer.

DEN POLITISKA STYRNINGEN

Styrningen av energisektorn är inom EU mer inriktad mot att föreskriva medel/lösningar än att ange mål. Det borde övervägas om inte en målstyrning i form av utsläppsrestriktioner, där varje enskild aktör själv väljer lösning, ger ett bättre resultat än att söka styra efterfrågan och att genom riktade åtgärder favorisera respektive bestraffa vissa produktionsmetoder. Utsläppsrestriktioner direkt kopplade till miljö- och klimatpolitiken skulle antagligen skapa en större trovärdighet och en ökad långsiktighet inom såväl industrin som på finans- och kapitalmarknaden.



Analysen av den nordeuropeiska elmarknaden är utförd av Urban Kärrmarck, Energimyndighetens expert på fossila bränslen och internationella energimarknader, samt redaktör för Energivärlden marknadsfakta.

Urban Kärrmarck medverkade i större delen av det utredningsarbete som föregick den avreglerade elmarknaden. Han har även ansvarat för och medverkat i flera utredningar om den inhemska försörjningssäkerheten liksom i det gemensamma arbetet kring försörjningsfrågor inom såväl EU som IEA.



Urban Kärrmarck, Energimyndigheten.