

Nätprissättning

Hur aktörer anpassar sig till nätpriser

Teorier om nätprissättning

Praktiska aspekter

Nättariffer mellan nätägare

Några tillämpningsfrågor

Skiss på doktorandprojekt

Elforsk rapport 02:36

Nätprissättning

Hur aktörer anpassar sig till nätpriser

Teorier om nätprissättning

Praktiska aspekter

Nätтарiffer mellan nätägare

Några tillämpningsfrågor

Skiss på doktorandprojekt

Elforsk rapport 02:36

Nätprissättning

Hur aktörer anpassar sig till nätpriser

Teorier om nätprissättning

Praktiska aspekter

Nätтарiffer mellan nätägare

Några tillämpningsfrågor

Skiss på doktorandprojekt

Elforsk rapport 02:36

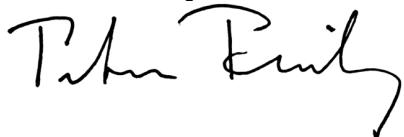
Förord

De senaste årens genomgripande förändring av spelreglerna på elmarknaden är ett stort marknadsekonomiskt experiment. För att denna nya ordning verkligen skall leda till en effektiv elförsörjning krävs ökad kunskap om hur en elmarknad i konkurrens verkligen fungerar och hur de problem som vi ser bäst ska lösas.

Market Design-programmet har drivits i en första etapp under knappt två år och har finansierats av svenska elföretag, Svensk Energi, EBL-kompetans i Norge samt av staten genom Svenska Kraftnät och Statens Energimyndighet. Inom projektets första etapp har ett stort antal studier och andra aktiviteter genomförts. I detta arbete har det skapats en betydande kunskapsbas inför fortsättningen och inte minst stimulerat framstående forskare och institutioner att ta sig an frågeställningarna.

Slutförda studier och konferensmaterial finns också samlade på programmets hemsida www.elforsk-marketdesign.net.

Stockholm, september 2002



Peter Fritz
Programsekreterare Market Design
Elforsk AB

Sammanfattning

Syftet med denna förstudie är att lyfta fram ett antal frågeställningar om nätprissättning som kan analyseras inom ramen för forskningsprojekt. Sådana frågeställningar lyfts fram i slutkapitlet, men också i den löpande texten i denna rapport. Det överordnade syftet med att bedriva forskning om nätprissättning är att utveckla ett tariffsystem som gör att såväl driften som investeringarna i hela kraftsystemet - såväl nät, produktion och konsumtion - blir så ekonomiskt effektiva som möjligt.

Elnät anses vara s k naturliga monopol vilket innebär att verksamheten kännetecknas av sjunkande styckkostnader. Detta medför i sin tur att en effektiv prissättning enligt marginalkostnaderna inte ger kostnadstäckning för nätföretagen. Detta är ett grundläggande skäl för att det behövs någon form av reglering av elnäten.

Nätpriser påverkar enligt undersökningar om aktörer ska köra t ex värmekraftverk eller elpannor, men endast *när* vattnet ska användas i vattenkraftverk eftersom vattnet under alla omständigheter ska användas. Ekonomisk teori säger att nätpriser i botten ska bestå av kortsiktiga marginalkostnader, vilket det också finns en allmän acceptans för bland marknadens aktörer.

Det är inte självklart effektivt att en nättariff signalerar ut kortsiktiga marginalkostnader timme för timme. Ur t ex en producents synpunkt är det en fördel med förutsägbara tariffer, vilket underlättar produktionsplaneringen. Å andra sidan förändras förluster och förlustkostnad kontinuerligt vilket gör att förutsägbara förlustkoefficienter inte avspeglar verklig kostnad.

Många aktörer anser att nätpriserna är viktiga vid investeringsbeslut, och då framförallt vid valet av lokaliseringsort. I rapporten diskuteras hur långsiktiga styrsignaler kan signaleras ut till aktörerna, t ex genom prissättning enligt långsiktiga marginalkostnader. I ett nät som är optimalt utbyggt överensstämmer de kortsiktiga marginalkostnaderna med de långsiktiga.

Mycket talar dock för att nät i praktiken blir överdimensionerade vilket medför att de kortsiktiga marginalkostnaderna inte alls kommer upp till nivån för de långsiktiga marginalkostnaderna. En ”second best-lösning” kan vara att täcka mellanskillnaden via olika former av kapacitetsavgifter.

Nätpriser som via kapacitetsavgifter signalerar ut ett fullt lägesberoende, t ex motsvarande kostnader för att mata in kraft i Västerbotten och ta ut kraften i Småland, kan behöva bli negativa i vissa geografiska områden. Lägesberoende kapacitetsavgifter kan knappast utnyttjas i elnät som inte har en entydig transportriktning.

Dagens bokförda värden på svenska nät är normalt väsentligt lägre än tekniskt nuanskaffningsvärde. Beroende på hur stora kapitalkostnader som ska täckas kan även lägesberoende fasta avgifter behöva tillämpas.

Ett problem är att erhålla tillräckligt stora intäkter för att få kostnadstäckning och signalera ut riktiga styrsignaler till marknadens aktörer. Prisområdesindelning och sk dynamisk nätprissättning ger intäkter till nätägaren eller systemansvarig medan motköpsmetoden i stället medför en kostnad. Å andra sidan innebär motköp positiva effekter på konkurrensen.

För att t ex en stamnätтарiff ska ha någon styrverkan måste signalerna föras ned till regionnätetsnivå på ett effektivt sätt, och motsvarande mellan region- och lokalnät. Härvid är det också betydelsefullt hur inmatning på ett uttagsnät hanteras, liksom uttag på ett inmatningsnät. Dessutom har region- och lokalnätтарiffer en styrverkan i sig.

Viktiga forskningsområden är t ex:

- Utarbetande av förslag till praktiskt tillämpbar svensk stamnätтарiff, som uppfyller önskvärda effektivitets- och styrningskrav i största möjliga utsträckning.
 - Utgå ifrån en tariff som ger högsta möjliga effektivitet.
 - Ta hänsyn till aktörernas möjligheter att reagera på olika styrsignaler när det gäller både rörliga och fasta kostnader.
 - Ta hänsyn till incitament att manipulera t ex negativa effektabonnemang på ett praktiskt och säkert sätt.
 - Utforma olika möjliga praktiskt tillämpbara taxor för olika önskvärda intäktsnivåer.
- För- och nackdelar med överutbyggnad av strategiska flaskhalsar eller motköp för att främja bättre konkurrens genom större prisområden.
- Effektiv tariffstruktur på region- och lokalnätetsnivå för att ge korrekta incitament till nätägare, konsumenter och aktörer som har distribuerade kraftverk.

En mer detaljerad beskrivning av möjliga forskningsprojekt finns i rapportens kapitel 9

Innehållsförteckning

1	INLEDNING OCH SYFTE.....	1
2	VARFÖR ÄR NÄTPRISSTÄTTNING EN VIKTIG FRÅGA?.....	2
3	HUR ANPASSAR SIG AKTÖRER TILL NÄTPRISER?	5
3.1	INTERVJUUNDERSÖKNING OM NORDISKA AKTÖRER.....	5
3.2	NORDLEDEN-PROJEKTET	7
4	EFFEKTIV PRISSTÄTTNING PÅ ÖVERGRIPANDE NIVÅ.....	9
4.1	GRUNDLÄGGANDE TEORI.....	9
4.2	PRISSTÄTTNING AV NATURLIGA MONOPOL.....	10
5	STRATEGISKT BETEENDE	16
6	PRAKTISKA ASPEKTER	17
6.1	REALTID – ELLER LÅNGSIKTIGA FÖRUTSÄGBARA STYRSIGNALER	17
6.2	RISK FÖR ÖVERUTBYGGDA NÄT	17
6.3	LÄGESBEROENDE EFFEKTAVGIFT VID STABILA EFFEKTFLÖDEN.....	19
6.4	BOKFÖRDA KOSTNADER KONTRA TEKNISKT NUANSKAFFNINGSVÄRDE	20
6.5	NEGATIVA AVGIFTSELEMENT I EN NÄTTARIFF.....	21
6.6	INCITAMENTSPROBLEM FÖR NÄTÄGAREN	21
6.7	FLASKHALSHANtering	22
6.8	ÖVERINVESTERINGAR I VISSA NÄT FÖR BÄTTRE KONKURRENS	22
6.9	ANDRA STYRINSTRUMENT ÄN NÄTTARIFFER	23
7	NÄTTARIFFER MELLAN NÄTÄGARE	24
7.1	OLIKA PRINCIPER.....	24
7.2	UNDERLIGGANDE NÄT	25
7.3	REGLERING AV REGIONNÄTS- OCH LOKALNÄTTARIFFER.....	27
7.4	ANGRÄNSANDE NÄT	27
8	NÅGRA TILLÄMPNINGSFRÅGOR.....	31
8.1	EXEMPEL PÅ TARIFFER OCH LOKAL PRODUKTION.....	31
8.2	FÖRLUSTÄNDRING PÅ GOTLAND.....	31
8.3	FÖRLUSTÄNDRING I REGIONNÄTET OCH TRANSMISSIONSNÄTET	31
8.4	FÖRDELNING MELLAN PRODUKTION OCH KONSUMTION.....	34
9	MÖJLIGA FORSKNINGSPROJEKT	36
9.1	MÖJLIGA DOKTORANDPROJEKT	36

1 Inledning och syfte

Det övergripande syftet med denna förstudie är att sortera begreppen vad gäller nätprissättning, och komma fram till ett antal frågeställningar som kan analyseras inom ramen för forskningsprojekt.

I kapitel 2 diskuterar vi *varför prissättning av elnät är en viktig fråga*.

För att en tariff överhuvudtaget ska ha någon betydelse för effektiviteten på marknaden måste olika *aktörer reagera* på nättariffen. Detta undersöks i kapitel 3. Här undersöker vi också Nordledenarbetet och de hanterat nätkostnader.

I kapitel 4 beskriver vi en *teoretiskt effektiv nätprissättning* utan hänsyn till olika praktiska problem. Begrepp som kort- och långsiktig marginalkostnadsprissättning, optimala investeringar, stordriftsfördelar och finansiering introduceras och analyseras.

I kapitel 5 görs en kort diskussion om olika typer av strategiskt beteende.

I kapitel 6 tas en rad *praktiska frågor* i samband med nätprissättning upp, t ex avvägning mellan riktiga styrsignaler i varje ögonblick, och aktörernas möjligheter att kunna ta emot och bearbeta kostnadsinformation. En annan viktig fråga är kort- kontra långsiktig marginalkostnadsprissättning och olika praktiska problem med långsiktig marginalkostnadsprissättning.

Hur olika *nät kan vara kopplade till varandra* diskuteras i kapitel 7. Bl a diskuteras olika avgiftsstrukturer gentemot underliggande nät med utgångspunkt från symmetriska eller asymmetriska nätavgifter samt netto- eller bruttoprincipen. Därefter följer en kort diskussion om reglering och prissättning av region- och lokalnät. Sedan diskuteras hur angränsande nät, t ex två stamnät med en utlandsförbindelse emellan, kan vara kopplade till varandra.

Några olika *tillämpningsfrågor* vid nätprissättning diskuteras i kapitel 8, bl a fördelningen mellan G (Generation) och L (Load). I detta kapitel redovisar vi också ett exempel på hur vindkraftproduktionen på Gotland påverkar lokalnät, kabeln mellan Gotland och fastlandet, regionnät och stamnät.

I slutkapitlet ger vi förslag på olika *möjliga forskningsprojekt* nät det gäller nätprissättning, vilket således är syftet med denna förstudie.

2 Varför är nätprissättning en viktig fråga?

De grundläggande principerna för nätprissättning är i grova drag desamma antingen det gäller el, gas, tele, järnvägar eller vatten. Det som skiljer el från övriga är framförallt tre förhållanden:

- en inmatning – utmatning av elenergi frigör värme, d v s resulterar i överföringsförluster samt att
- energiflöden längs alternativa banor följer automatiskt Kirchhoffs lagar vilket betyder att de är mycket svåra att styra i ett växelströmssystem
- energilagringen i elsystem är extremt lågt. Det medför att betydande reserver såväl i nät- som produktionskapacitet måste finnas för att garantera systemsäkerheten.

Nätprissättningen och villkoren för tillträdet till näten är av vital betydelse för konkurrensen på en avreglerad elmarknad. En viktig slutsats av den internationella forskningen om nätprissättning är just de stora möjligheter till strategiskt beteende som begränsad nätkapacitet kan ge upphov till. Prissättningen styr i stor utsträckning aktörernas agerande t ex ifråga om utnyttjandet av olika anläggningar, lönsamheten av olika investeringar, etc.

Låga barriärer för tillträde till marknaden är oftast en nödvändig förutsättning för en väl fungerande konkurrens på vilken marknad som helst. På en elmarknad har nätmonopolisten potentiellt samma position som en gammaldags furste med kontroll över flodmynningar eller andra trånga portar ut till marknaden. Utan tillträde till marknaden uppstår ingen handel och därmed ingen konkurrens. Utan tillräcklig konkurrens fungerar inte avreglerade marknader på ett tillräckligt effektivt sätt, vilket kan aktualisera en återreglering. En avreglering av en elmarknad innebär därför att tillträdet till näten öppnas för alla aktörer (under förutsättning att de uppfyller vissa lågt ställda villkor) som vill bjuda ut eller efterfråga elenergi och göra upp om olika typer av kontrakt med varandra.

Samtidigt krävs en reglering av nätmonopolen generellt och nätprissättningen speciellt. På en avreglerad elmarknad har stamnätsföretaget en nyckelroll för såväl konkurrensen som leveranssäkerheten. (Den senare aspekten diskuterades ingående i förstudien Systemtjänster.) Ett stamnät utan flaskhalsar liknar en vattenreservoar vilken man kan fylla på (producenter) eller tappa ur vatten (konsumenter), och på så sätt förena producenter och konsumenter till en marknad. För att systemet ska hålla ihop får inte vattennivån höjas eller sänkas mer än inom ett begränsat intervall. Stamnätets reglering och nätprissättningen är således av central betydelse för konkurrensen på en avreglerad elmarknad¹.

¹ Ett exempel på utnyttjande av nätprissättningen för att försvåra tillträde till marknaden kan hämtas från England. Genom Energy Act 1983 öppnades möjligheten för oberoende kraftproducenter att inträda på den engelska elmarknaden. Monopolföretaget CEGB ändrade då tariffstrukturen för nättransporter på ett sådant sätt att lönsamheten för etablering av nya företag avsevärt reducerades och effektivt begränsade tillträdet till marknaden för nya elproducenter.

Nyckeln till en konkurrensutsatt elmarknad är alltså det fria tillträdet "på lika villkor" till alla delar av elnätet. Det förhindrar en segmentering av marknaden och binder samman aktörerna på utbuds och efterfrågesidan till en enda marknad. En konkurrensmarknad karakteriseras av "lagen om ett pris". På en effektiv marknad utjämnas priserna när hänsyn tagits till variationer i transport- och distributionskostnader. Detta har i Norden åstadkommit genom den s k punkttariffen på alla elnät. Punkttariffen bygger på att en aktör på en viss punkt på ett nät får betala samma nätavgift oberoende från vem han köper kraften eller till vem han säljer kraften. Tekniskt sett hänger stamnät, region- och lokalnät samman. Processen skiljer sig dock så pass kraftigt åt mellan stamnät och övriga nät att det är lämpligt att betrakta stamnätet som en separat enhet och att särskilja diskussionen av nätprissättning från prissättningen på regional- och lokalnätsnivå. Lokalnäten, och ibland även regionnäten, har ofta en enda inmatningspunkt medan stamnätet har många.

Prissättningens grundläggande funktion på en marknad är att åstadkomma ett optimalt utnyttjande av existerande kapacitet. En definition på samhällsekonomisk effektivitet är s k Pareto-optimalitet då inte någon aktör ska kunna få det bättre utan att någon annan aktör i ekonomin får det sämre. En marknad som kännetecknas av perfekt konkurrens, och som inte innehåller några imperfektioner som t ex externa effekter eller stordriftsfördelar som ger naturliga monopol, är Pareto-optimal.

Ett effektivt utnyttjande av existerande kapaciteter är det främsta kriteriet på en väl fungerande konkurrens. På en "normal" marknad leder ökad konkurrens till ökad produktivitet och effektivitet, samtidigt som de företag som klarar sig i konkurrensen också lyckas finansiera sin verksamhet vid givna marknadspriser. Detta gäller inte säkert marknader typ elmarknaden, utan här är förhållandet mellan ökad konkurrens och effektivitet och finansiering mera komplicerat och mångfacetterat. Medan vissa effektivitetskomponenter kan förbättras kan andra försämrats, samtidigt som finansieringen av verksamheten kan utgöra ett problem vid optimal prissättning.

När det gäller elmarknaden är det fruktbart att skilja mellan

- i) **Statisk allokeringseffektivitet** som anger hur väl prisbildningen fungerar, speciellt i samband med krav på full finansiering av verksamheten
- ii) **Produktions- eller kostnadseffektivitet** som kan uppdelas i
 - a) **Managementeffektivitet** som är kriteriet på administrativ effektivitet (ofta kallad X-efficiency) på företagsnivå
 - b) **Operationseffektivitet** eller anläggningseffektivitet som här anger förmågan att driva anläggningar med hög tillgänglighet till låga kostnader
 - c) **Produktionsoptimering** (merit order despatch) som anger graden av total kostnadsminimering på systemnivå

- iii) **Transaktionskostnadseffektivitet** som anger transaktionskostnadernas omfattning, t ex kostnaderna för mätning, debitering och kontraktsutformning.
- iv) **Dynamisk investeringseffektivitet** som anger effektiviteten investeringsprocessen och kapacitetsexpansionen
- v) **Riskeffektivitet** som anger marknadens förmåga att hantera risk och osäkerhet
- vi) **Leveranssäkerhet**

Alla dessa aspekter på effektivitet är av viss betydelse, men med varierande vikt, vid en analys av nättjänstprissättning på en avreglerad elmarknad. Det som är av speciellt intresse i denna rapport är prissättningen på nättjänster varför allokeringseffektivitet och produktionsoptimering är i fokus för analysen om än med utblickar mot andra effektivitetsaspekter, speciellt investeringseffektiviteten och transaktionskostnadseffektiviteten.

3 Hur anpassar sig aktörer till nätpriser?

För att nätprissättning överhuvudtaget ska vara intressant måste nätpriserna påverka aktörernas beteende. Annars spelar inte effektivitetsfrågorna någon roll utan det hela blir enbart en fråga hur kostnader ska fördelas.

3.1 Intervjuundersökning om nordiska aktörer

I slutet av 1998 gjorde Statnett och EME Analys en intervjuundersökning med nordiska aktörer som bl a handlade om hur de anpassade sig till givna nätpriser.

3.1.1 *Drift av vattenkraft*

Det framkom att vattenkraftproducenter måste köra ut sitt vatten vid vissa tillfällen, annars skulle man till slut tvingas spilla vattnet. Därför påverkar nättarifferna endast tidsprofilen för vattnets utnyttjande, inte om det ska utnyttjas. Högre rörliga nättariffer under dagtid än nätter och helger medför att dagkraftpriset måste överstiga natt- och helgkraftpriserna med minst skillnaden i nättariff för motsvarande perioder. Motsvarande resonemang gäller för säsongerna under året. I praktiken utgjorde dock oftast inte de *rörliga* nättarifferna någon bindande restriktion, eftersom dagpriserna och vinterpriserna på kraft redan då var tillräckligt höga.

Ett norskt företag anpassade sig väl till Statnetts stamnättariff, där de rörliga kostnaderna sätts utifrån en marginalförlust - som sätts för åtta veckor i taget - och systempriserna på Elspot - som ändras varje timme. Detta påverkade företagets val att producera med sina olika vattenkraftverk i olika geografiska områden i Norge.

De flesta norska företagen kunde dock inte ta hänsyn till de rörliga nättarifferna i planeringsstadiet, och vissa tog inte ens hänsyn till nättarifferna i budgivningsskedet.

3.1.2 *Vattenkraft och anpassning av kapacitet*

Vissa svenska producenter i norr med vattenkraftverk med hög installerad effekt ändrade sina effektabonnemang när den nya stamnättariffen infördes i samband med avregleringen. Den sista *abonnerade effekten* kostade uppåt 38 kr/kW. Med en utnyttjningstid på t ex 100 timmar skulle det krävas ett kraftpris under de dyraste 100 timmarna på minst 38 öre/kWh bara för att täcka denna kostnadskomponent.

På några år begränsades p g a detta den abonnerade effekten med flera hundra MW i Sverige. Resultatet blev instängd effekt av ekonomiska skäl. Svenska Kraftnät har dock rätt att låta dessa producenter överskrida sina abonnemang vid tillfällen då Svenska Kraftnät bedömer effektbalansen som ansträngd, utan kostnad för kraftföretagen.

Det kan påpekas att kraftbolagen förstås beaktar detta då de bestämmer vilken abonnemangsnivå som de skall välja!

Flera av de norska kraftföretagen visade exempel på att stamnätstariffen hade haft en direkt avgörande betydelse för investeringar (nyinvesteringar, reinvesteringar och avinstallationer). Det fanns exempel där nuvärdet av stamtariffen utgjort mellan 25 och 50 % av den totala kostnaden för investeringen.

Ett företag hade vid en reinvestering att välja mellan en högre eller en lägre effektinstallation. På centralnätstariffen valdes den lägre, trots att investeringskostnaderna var ungefär de samma.

3.1.3 Drift av värmekraft

När det gäller värmekraft kan däremot nättarifferna påverka om kraftverket ska köras eller inte. Oftast lägger aktörerna den rörliga nättariffen på övriga rörliga kostnader i sin budgivning till Elspot. På kärnkraftens mycket låga rörliga kostnader påverkar nättarifferna endast kärnkraftdriften om kraftpriserna sjunker ned till mycket låga nivåer.

Ett av företagen som intervjuades, och som har kraftvärmeproduktion, uppgav att man inte tog hänsyn till skillnader mellan dag och natt utan räknade med ett medelvärde. Det beror på att produktionsplaneringen styrs så hårt av förväntningar om värmeproduktion (som styrs av utomhustemperatur). Det upplevdes inte som meningsfullt att arbeta med olika priser mellan dag och natt - komplexiteten med elpannor, värmepumpar, kraftvärme och ren kondensproduktion är ändå så stor. De insåg dock att de borde ta hänsyn till variationer i dag- och natt-/helgtaxa när det gällde kondensproduktionen.

3.1.4 Värmekraft och anpassning av kapacitet

För närvarande görs det väldigt få investeringar i ny elproduktion i Sverige. Om det skulle göras större investeringar i ny kraftproduktion skulle dessa lokaliseras till södra Sverige, inte minst beroende på stamnätstariffen. Vissa aktörer menade att stamnätstariffens utformning bidrar till att bibehålla kraftverk i södra Sverige som ligger på lönsamhetsgränsen (både vattenkraft och värmekraft).

Vid tidpunkten för intervjuundersökningen hade ägarna till reservkraftverk minskat sina abonnemang med 1 500 MW. Därefter togs ytterligare kraftverk ur drift. En del av dessa kraftverk har sedan åter satts i drift i samband med olika effektupphandlingar.

3.1.5 Regionnätägare som tar ut kraft från stamnätet

Regionnätägarna strävar också efter att teckna så låga abonnemang som möjligt. På marginalen görs det en avvägning mellan årsabonnemang, eventuellt förekommande tillfälliga abonnemang och överruttagsavgifter. Dessutom kan lokal produktion, elpannor

och i vissa fall möjligheten att påverka flödet i nätet genom t ex tillfällig sektionering, användas för att klara abonnemanget.

Alla regionnätägare är emellertid inte lika aktiva. Vissa uppger att de tecknar maximalt abonnemang för uttag.

3.1.6 Slutkonsumenter

Alla svenska slutförbrukare tar ut kraften på region- eller lokalnät. Stamnätstariffen ingår i det underliggande nätets taxa.

Nästan alla kunder tecknar abonnemang upp till sin prima förbruknings maximeffekt. Man abonnerar inte för elpannorna. I vissa fall kan man reducera sin abonnemangs- och högbelastningsavgift (uppmätt effekt) genom lokal produktion. Då bör man kunna garantera en viss lägsta produktion vid tillfällen då nätet är högt belastat.

När det gäller driften av elpannor tar aktörerna direkt hänsyn till nättariffen. Hur mycket elpannorna skall utnyttjas bestäms av verkningsgrad för el och det alternativa bränslet, elspotpriset, nättariffens rörliga del och oljepriset.

Bortsett från driften av elpannor påverkar inte nättariffen verksamheten hos de större industriföretagen på kort sikt (några månader).

De norska industriföretagen menade att nättariffen skulle kunna påverka var industri lokaliserar sig, men att det sannolikt krävs att också effektagifterna i tariffen är differentierade geografiskt för att nättariffen skall ha någon praktisk påverkan, vilket inte var fallet i den norska stamnätstariffen.

När det gäller dimensioneringen av en fabrik uppger man dock att nättariffen inte spelar någon roll. Andra kostnader har större betydelse.

3.2 Nordleden-projektet

Nordleden-projektet använder Markal-modellen för att simulera en mer eller mindre långsiktig optimering av energibehovet i ett system. Det energibehov som ska täckas avgränsas på de nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark – vilket utgör modellens geografiska beräkningsområden. Inom befintlig överföringskapacitet räknar man i Nordleden-projektet med genomsnittliga rörliga nätavgifter inom respektive land.

Vid flaskhalsproblem åsätter däremot Markal-modellen en transiteringskostnad på både elkraft och gas. Det är dock endast i ett av tre scenarion som Nordleden-projektet har arbetat med som flaskhalsproblem uppstår.

I detta scenario, som betingas av hög elefterfrågan, får dock transmissionskostnaderna stor betydelse för den optimala lösningen. Stora mängder gaskombikraft från Norge,

eller från Ryssland, kan transporteras till övriga Norden. Även en kraftvärmeutbyggnad i Sverige kan medföra ökade transiteringskostnader.

Simuleringarna hittills indikerar att överföringskostnaderna för både el och gas har betydelse för utfallet om man räknar med en relativt hög ökning av elförbrukningen. Markal-modellen är dock, åtminstone i nuvarande läge, inte särskilt lämpad för beräkningar om kostnader och intäkter för nya transmissionsförbindelser. Bl a tar inte modellen hänsyn till torrår och våtår i olika delar av Norden. Tidsindelningen på endast sex tidsperioder över året ger inte heller någon god möjlighet att representera hur t ex utlandsförbindelser kan användas för effektutväxling.

4 Effektiv prissättning på övergripande nivå

4.1 Grundläggande teori

Samhällsekonomiskt effektiv prissättning

Den grundläggande principen för samhällsekonomiskt effektiv prissättning på reglerade marknader är att simulera prisbildningen på väl fungerande konkurrensmarknader. Detta innebär att vi ska sträva efter att låta priset fullgöra sin primära uppgift att ransonera en existerande kapacitet så effektivt som möjligt. Detta innebär också att prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad utgör den grundläggande principen också för prissättning på nättjänster. Beroende på teknologins karaktär kan en sådan prissättning emellertid komma i konflikt med utifrån givna avkastningskrav eller investeringskriterier. Investeringskriterier som resulterar i en samhällsekonomiskt effektiv kapacitet kan innebära att likaså samhällsekonomiskt effektiv marginalkostnadsprissättning av denna kapacitet ger upphov till företagsekonomiska förluster. Detta är ett exempel på det klassiska ”broproblemet”, idag igenkännbart från diskussionen om prissättningen på Öresundsbron.

Den kortsiktiga marginalkostnaden (SRMC) i produktionen av nättjänster har två komponenter:

- Kostnaden för förluster av ytterligare en överföring, vilka varierar över tiden i olika delar av systemet
- Kapacitetskostnader vid flaskhalsar i olika delar (noder) av systemet vid olika tidpunkter på dygnet och året. Matematiskt uttryckt är kapacitetskostnaden i en viss nod lika med skuggpriset på kapaciteten i denna nod.

Prissättning efter kortsiktig marginalkostnad innebär att flaskhalsar hanteras genom att aktörerna påförs en särskild flaskhalskomponent i nätpriset, s k dynamisk nätprissättning, eller genom att prisområden skapas på spotmarknaden, s k zonprissättning. Om motköp används (vilket eventuellt också kan motiveras av effektivitetsskäl för att skapa större prisområden och därigenom ge ökad konkurrens), saknas de teoretiska förutsättningarna för att erhålla ett kundpris på överföring i stamnätet som ger rätt allokering av resurser på kort sikt. (Däremot skulle det vara möjligt att signalera ut långsiktiga prissignaler genom varierande effekttariffer på ömse sidor om flaskhalsar.)

Bortsett från modelltekniska problem med att beräkna kortsiktig marginalkostnad i varje nod i nätet finns det några principiella frågor som måste hanteras vid tariffsättning.

Kortsiktig marginalkostnadsprissättning innebär att nätföretagen får täckning för marginalinvesteringar vid optimal dimensionering, däremot får inte nätföretaget full täckning för företagets totala kostnader. Detta beror på att stamnät utgör s k naturliga monopol med stordriftsfördelar som ger fallande styckkostnader.

Det finns mycket som talar för att stamnäten i praktiken är och kommer att vara överdimensionerade i den meningen att den kortsiktiga marginalkostnaden i nätet kommer att understiga den långsiktiga. Prissättning efter kortsiktig marginalkostnad garanterar då inte längre en effektiv allokering av resurser på lång sikt. Vi återkommer till detta i kapitel 6, där vi tar upp olika praktiska problem.

Slutsatsen är att de kortsiktiga marginalkostnaderna inte självklart kan läggas till grund för investeringskalkylerna vid lönsamhetsbedömning av nätinvesteringar utan härför krävs samhällsekonomiska investeringskriterier. En viktig komponent i lönsamhetsbedömningarna är dessutom spillover-effekterna på marknadskonkurrensen. Detta innebär att elnätet har karaktären av kollektiv nytta beroende på tekniska externaliteter eftersom en väl fungerande elmarknad ställer krav på god överföringskapacitet. Effekterna på marknadskonkurrensen av nätinvesteringar måste därför också ingå i en sådan lönsamhetsbedömning. Kravet på kostnadstäckning, eller en önskan om att ha fullt lägesberoende tariffer, innebär då automatiskt att nätägarna måste spela med olika typer av fasta avgifter.

4.2 Prissättning av naturliga monopol

I vanliga fall är det inte något svårt teoretiskt problem att fastställa vad som är effektiva priser. Priset skall vara lika med kortsiktig marginalkostnad (SRMC) och vid optimala investeringar är priset också lika med långsiktig marginalkostnad (LRMC). Eftersom samtliga kostnader för att producera ytterligare en enhet normalt stiger finns det förutsättningar att producera varan eller tjänsten med vinst, d v s genomsnittskostnaden (AC) är mindre än priset ($=SRMC=LRMC$). Om det finns många företag som konkurrerar om många kunder kommer marknaden själv att generera effektiva priser.

Eltransmissionen karakteriseras av *stora stordriftsfördelar* och uppfyller kriteriet för naturligt monopol. Reglering av eltransmissionen är därför nödvändig.

Eftersom lokalnäten i princip har samma typ av stordriftsfördelar som transmissionsnäten har också dessa karaktären av naturliga monopol med krav på reglering. Produktionen av lokalnätjänster på företagsnivå karakteriseras dock av relativt obetydliga stordriftsfördelar och investeringsprocessen karakteriseras av en gradvis anpassning till efterfrågans utveckling. Därför kan vi också observera ett stort antal nätföretag i Sverige, och också att stora nätföretag ofta är uppdelade i separata enheter för mindre geografiska områden. Graden av stordriftsfördelar inom eldistributionen är föremål för en livlig debatt. En viktig orsak till detta är de olika resultat som erhållits i empiriska analyser. Medan vissa undersökningar funnit betydande stordriftsfördelar, indikerar andra att stordriftsfördelarna inom eldistributionen är mycket små. Att undersöka eventuella stordriftsfördelar i distribution i region- och lokalnät kan vara en forskningsuppgift.

Eftersom teknologin, och speciellt graden av stordriftsfördelar, skiljer sig kraftigt åt mellan olika delar av elsystemet, får detta konsekvenser för olika marknadens sätt att

fungera. Stordriftsfördelarna inom transmissionen är så stora att denna kan karakteriseras som ett *naturligt monopol*, d v s verksamheten karaktäriseras av fallande styckkostnader. Det betyder att genomsnittskostnaderna är högre än marginalkostnaderna. En effektiv prissättning ($p=SRMC$ och vid optimal dimensionering även lika med $LRMC$) kommer med andra ord inte att ge kostnadstäckning för företaget.

Oavsett graden av stordriftsfördelar inom olika delar av nätverksamheten vore det sannolikt föga rationellt med konkurrerande nätbolag – såvida inte kostnadseffektiviteten i ett nätmonopol vore mycket låg. Naturingreppen är relativt omfattande, och nätutbyggnader är därför ofta kontroversiella. Ett centralt syfte med nätregleringen är istället att möjliggöra konkurrens inom handeln med elenergi.

4.2.1 Effektiv prissättning av förluster

I elnät blir marginalförlusterna i princip dubbelt så stora som de verkliga (genomsnittliga) förlusterna. $SRMC$ -prissättning medför att den rörliga nätavgiften ger ett täckningsbidrag för fasta kostnader.

I verkligheten finns också förluster som inte är beroende av den faktiska överföringen på nätet, s k tomgångsförluster. De beräknas för det svenska stamnätet uppgå till ca 20% av de totala förlusterna. Därför ska detta täckningsbidrag tillgodoräknas endast de ca 80% av förlusterna som är belastningsberoende. En dubblering av detta ger intäkter motsvarande 160% av inköpskostnaden för nätets förluster (tomgångsförluster samt belastningsberoende förluster).

Den punktтарiff som används i Norden på transmissionsnäten medför att prissättningen av marginalförluster erhålls genom en förlustprocentsats för inmatning respektive uttag i varje punkt. Priset blir sedan denna procentsats multiplicerad med ett kraftpris. Ren $SRMC$ -prissättning skulle innebära en kontinuerlig uppdatering av procentsatser och kraftpriser. Praktiska problem diskuteras i kapitel 6.

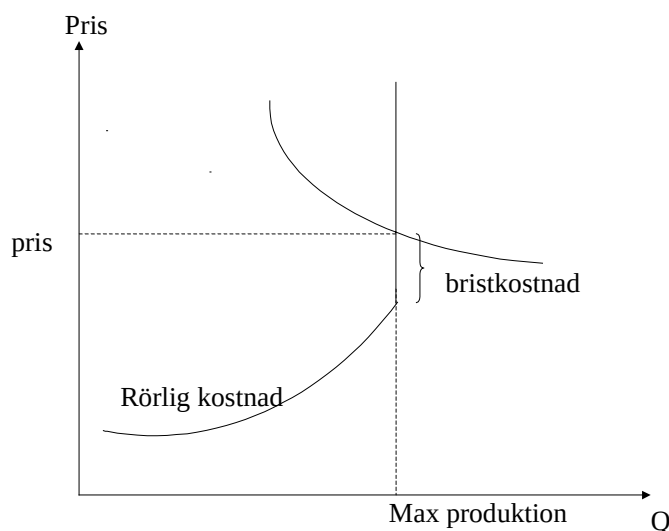
För region- och lokalnät tillämpas inte punktprissättning utan samtliga kunder på samma spänningsnivå skall istället ha samma tariff. Detta kan ge felaktiga signaler, vilket framgår av ett exempel i avsnitt 8.1.

EMBED

4.2.2 Marginalkostnadsprissättning vid begränsad överföringskapacitet

Den andra kostnadskomponenten i kortsiktig marginalkostnad är kapacitets-, flaskhals- eller bristkostnader. (En nädel utgör en flaskhals när nettoefterfrågan på en överföring överstiger överföringsförmågan vid en given leveranssäkerhetsnivå.). Dessa kostnader uppstår p g a att det råder brist på överföringskapacitet vid 0-pris på överföringskapaciteten. Ett sätt att erhålla balans mellan utbud och efterfrågan är att öka

nätpriset vid sådana tillfällen (dynamisk nätprissättning). Betalningsviljan för nättjänster bestämmer bristkostnaderna. Denna betalningsvilja byggs framförallt upp av kraftföretagens olika produktionskostnader på ömse sidor om flaskhalsen, men kan också byggas upp av kostnader för eventuella efterfrågeanpassningar. Ett ökat nätpris får ungefär samma effekter på nätföretag och marknadsaktörer som om man istället har prisareor (zonprissättning eller prisområdesindelning). Detta behandlas mer utförligt i kapitel 6.



Figur 4.1 Effektiv prissättning vid begränsad kapacitet.

Ju mer belastat ett nät är, desto större blir intäkterna för nätägaren vid dynamisk nätprissättning och ju större blir bidraget att täcka kapitalkostnader.

Inom den nordiska elmarknaden används inte dynamisk nätprissättning utan istället flera andra varianter av flaskhalshantering.

- *Prisområdesindelning*, som används mellan länderna och i viss utsträckning inom Norge. Man ökar successivt priset i underskottsområdet till dess att förbindelsen dit inte är överlastad. Den kraft som transporteras till underskottsområdet genererar en intäkt till nätägaren i form av prisskillnaden gånger energimängden som transporteras mellan över- och underskottsområde.
- *Motköp*, som används inuti förutbestämda prisområden garanterar att hela prisområdet har samma elkraftpris. Nätägaren balanserar genom att köpa upp- och nedreglering på reglermarknaden.
- *Pro rata*, förbindelser mellan länder delas ut proportionellt efter deras termiska kapacitet efter att den egna balansen tillgodosetts. *Pro rata* orsakar varken intäkter eller kostnader för nätägaren men kan i ogynnsamma fall bidra till att nätet inte utnyttjas maximalt.

Med *dynamisk nätprissättning* skulle nättariffen öka för uttag i hela området som ligger tillhör underskottsdelen. Om Sverige t ex har problem i snitt 2 vid Gävles latitud skulle uttagstarifferna behöva vara högre i hela Sverige söder om Gävle, och även i Själland och Jylland samt södra Norge.

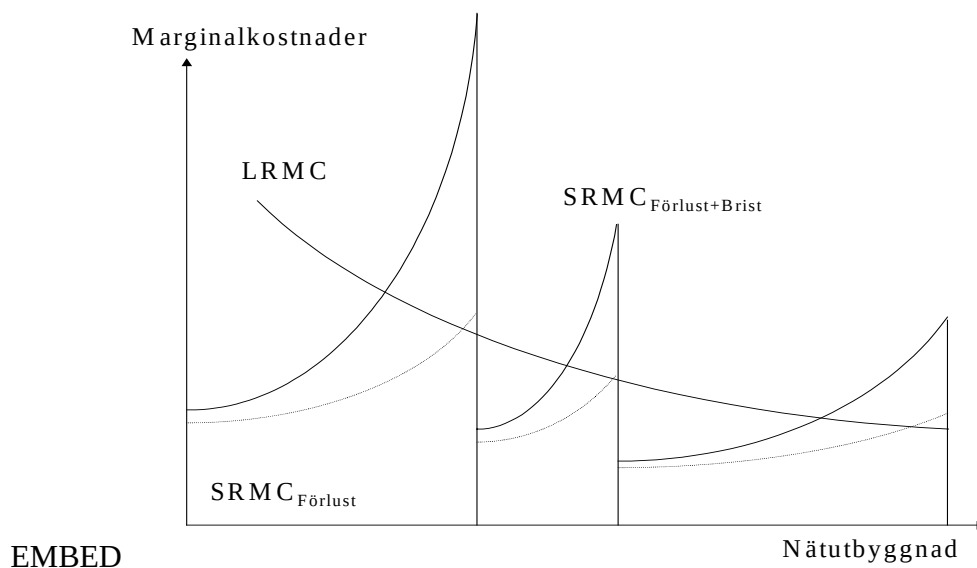
Tidigare har vi kommit fram till att SRMC-prissättning vid optimal dimensionering ska täcka marginalinvesteringar. Uppenbarligen blir detta inte fallet när det föreligger flaskhalsar. För att nå full kostnadstäckning i detta fall är det nödvändigt att bristkostnaderna inkluderas i nätavgifterna, genom dynamisk nätprissättning. Detta gäller generellt för alla nätägare. Om man både är systemansvarig och nätägare, som t ex Svenska Kraftnät, erhålls intäkter till verksamheten från flaskhalshanteringen oavsett om man använder dynamisk nätprissättning (intäkt via nätet) eller zonprissättning/prisareor (intäkt via systemansvaret). En skillnad är dock att zonprissättning ger den systemansvarige en vinst för den överförda kraften över en flaskhals. Dynamisk nätprissättning ger nätägarna intäkter på all kraft som förbrukas på fel sida om en flaskhals (det kan vara flera nätägare på fel sida om flaskhalsen om det inte finns andra motverkande, flaskhalsar i näten). Å andra sidan medför symmetriska avgifter (jämför avsnitt 7.1.2) att inmatning får en lika stor avgift, men med omvänt tecken. Detta bör gälla fram till nästa flaskhals eventuellt uppkommer i ett integrerat nät – som t ex kan utgöras av det västeuropeiska och nordiska nätet. Att analysera skillnader mellan zonprissättning och dynamisk nätprissättning är en intressant forskningsuppgift.

4.2.3 Samband mellan kort- och långsiktig marginalkostnad

Enligt ekonomisk teori överensstämmer LRMC med SRMC vid optimal dimensionering. Detta förutsätter enligt ovan dynamisk nätprissättning. Vid ett överdimensionerat nät är den kortsiktiga marginalkostnaden lägre än den långsiktiga och vice versa vid underdimensionering.

I alla branscher som karakteriseras av betydande stordriftsfördelar (som t ex massapapper, stål, tung kemi och elproduktion) sker investeringar i stora steg, och det är också vanligt att investeringarna går i vågor inom en viss bransch. En investeringsvåg leder då till prispress under en period, men allteftersom efterfrågan hinner ikapp kapaciteten stiger priserna. Värdet av, eller skuggpriset på, kapaciteten (bristkostnaden) och därmed täckningsbidraget till kapitalkostnaderna är därför ofta lågt under de första åren efter en stor investering för att successivt öka med kapacitetsutnyttjandet. Efter några år med goda täckningsbidrag jämför företagen åter den förväntade prisutvecklingen (SRMC) med kostnaden för ny kapacitet (LRMC), och om den förra överstiger den senare är en ny investering lönsam. Vid optimala investeringar i tunga industribranscher och elproduktion sammanfaller därför nästan aldrig SRMC och LRMC.

Figur 4.2 visar hur SRMC och LRMC kan se ut i praktiken för ett elnät med optimal dimensionering då varje investering är så stor att det ger språng i SRMC. Vi återkommer till denna fråga i kapitel 6 som belyser olika praktiska problem, t ex överinvesteringar i nät.



Figur 4.2 Schematisk beskrivning av successiv optimal utbyggnad i ett maskat nät.

4.2.4 Budgetrestriktioner m m

Som vi varit inne på innebär naturliga monopol fallande styckkostnader. Detta innebär att SRMC-prissättning inte skulle ge kostnadstäckning annat än vid ett underdimensionerat system. Detta kan ge en budgetrestriktion.

Att uppfylla ett givet avkastningskrav eller en budgetrestriktion utgör sällan någon svårighet för ett företag med monopol på verksamheten. Priset kan ofta helt enkelt sättas så högt att det ger önskvärd lönsamhet, något som innebär lägre utbud än vad som är samhällsekonomiskt optimalt. Att inte utnyttja tillgänglig kapacitet leder dock till samhällsekonomiska förluster (monopoly welfare losses).

Att uppfylla ett givet avkastningskrav eller budgetrestriktion till lägsta samhällsekonomiska kostnad utgör ett så kallat second-best problem, vars lösning består i att finna ett pris eller utforma en prisstruktur så att effekten på producerad kvantitet blir så liten som möjligt, eftersom den samhällsekonomiska förlusten av felaktig prissättning i grova drag är proportionell mot produktionsförändringen.

Syftet med prissättningen är nu således att uppnå full kostnadstäckning med så små snedvridningar som möjligt, d v s de efterfrågade kvantiteterna ska påverkas så lite som möjligt. (Full kostnadstäckning utan snedvridningar kan också uppnås vid perfekt prisdiskriminering men en sådan låter sig sällan genomföras i praktiken.) De utvägar som ekonomisk teori anvisar i sådana situationer är i allmänhet två:

1. Ramsey-prissättning, d v s prisdiskriminering efter priskänslighet. Höga priser tas ut av mindre priskänslig efterfrågan eller mindre priskänsliga konsumenter

och vice versa. Ramsey-prissättning torde knappast vara möjlig att bedriva för ett neutralt nätbolag med öppen redovisning, om det ska åtnjuta ett allmänt förtroende och inte anklagas för partiskhet.

2. Två- eller flerdelade tariffer med en variabel komponent på nivån för kortsiktig marginalkostnad och fasta komponenter oberoende av förbrukningen. En två- eller flerdelad tariff med fasta avgifter i tillägg till marginalkostnaden är, när den kan utformas optimalt, också överlägsen Ramseyprissättning; se Willig (1978) samt Brown och Sibley (1986).

Ett alternativ som ibland framförs är mark-up, d v s vinstpålägg eller marginal som läggs på kortsiktig marginalkostnad. Detta förfarande leder dock i allmänhet till större störningar och bör undvikas. Anledningen är att en sådan tariff förvanskas lika mycket på styrande avgifter som mindre styrande avgifter, eller avgifter som inte alls avses ha någon styrande inverkan.

Med Svenska Kraftnäts nuvarande låga bokförda värden blir inte budgetrestriktionen så bindande, om den överhuvudtaget utgör någon restriktion. Detta diskuteras i kapitel 6.

5 Strategiskt beteende

Diskussionen i den internationella vetenskapliga litteraturen om nätprissättning är i hög grad fokuserad på strategiskt beteende, d v s aktörernas - främst elproducenternas - möjligheter att utöva marknadsmakt vid begränsningar i överföringskapaciteten på näten. Ett stort antal artiklar analyserar problemställningar av denna typ inom ramen för spelteoretiska modeller. Denna litteratur illustrerar hur komplicerad nätprissättningen är redan vid ett fåtal noder i nätverk, samtidigt som den visar på vilka betydande möjligheter till strategiskt beteende som kapacitetsbegränsningar i nätverk ger upphov till.

Problemställningar av denna typ är också högst relevanta i Norden, där koncentrationen på producentsidan blir mycket hög vid nätbegränsningar. Faktum är att konkurrensvillkoren i den nordiska kraftmarknaden är mycket goda när det inte föreligger några flaskhalsproblem i det nordiska storkraftnätet. Nätbegränsningar har dock uppträtt allt oftare under de senaste åren. Således är problemen på den nordiska elmarknaden starkt förknippade med flaskhalsproblem i det nordiska storkraftnätet. Nätutbyggnader kan således inte enbart betraktas ur ett snävt investeringsperspektiv utan hänsyn måste också tas till effekterna på konkurrensen på själva kraftmarknaden. Vi återkommer till detta vid formuleringen av forskningsprojekten.

6 Praktiska aspekter

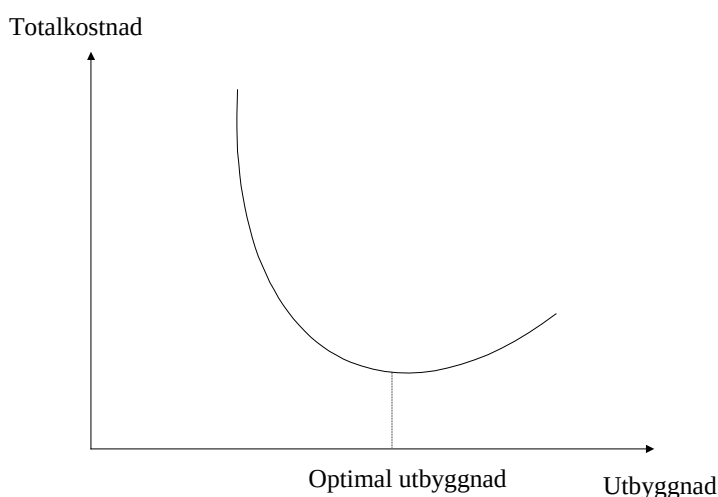
6.1 Realtid – eller långsiktiga förutsägbara styrsignaler

En korrekt kortsiktig marginalkostnadsprissättning innebär egentligen att aktörerna skulle betala den korrekta kostnaden för marginalförluster för varje enskild timme. I Norge har man ett system där marginalförlustprocentsatser sätts var åttonde vecka, av aktuella systempriser på Elspot, timme för timme. Aktörerna kan inte anpassa sig till hur snabba omvärldsförändringar som helst. Vid en viss gräns hinner man inte med, eller kostar det för mycket, att anpassa sig till en föränderlig omgivning. Därför kan alltför exakt prissättning, timme för timme, bli kontraproduktiv.

6.2 Risk för överutbyggda nät

Det finns faktorer som talar för att stamnät snarare kommer att vara överutbyggda än underutbyggda. Av figur 6.1 framgår att investeringar skall genomföras så länge som totalkostnaderna (inklusive bristkostnader) sjunker. Optimala investeringsnivån är där totalkostnaderna har sitt minimum. Eftersom bristkostnaderna stiger kraftigt vid underinvesteringar kommer man troligen att vilja vara på den säkra sidan och snarare överinvestera än underinvestera.

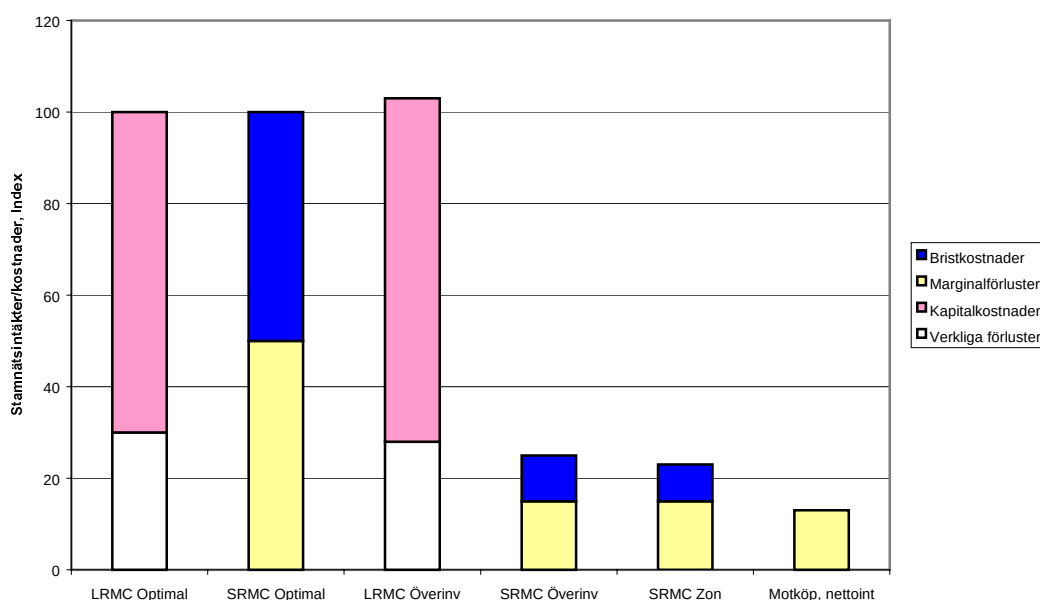
Man måste här påpeka att ett nät dimensioneras för en mycket lång period där utvecklingen ofta är osäker. Detta innebär att man måste vikta olika situationer mot varandra med deras respektive sannolikhet. Eftersom en överinvestering kostar mindre än en underinvestering så är det rationellt att bygga ”för mycket” jämför med förväntat behov.



Figur 6.1 Optimala investeringar

Om det generellt är så att näten är mer utbyggda än vad som är strikt optimalt finns en långsiktig skillnad mellan prissättning efter kortsiktig marginalkostnad och prissättning efter långsiktig marginalkostnad ($SRMC < LRMC$). En anledning till att detta kan vara fallet är att ett underdimensionerat system blir mycket stressigt med bl a stora risker för flaskhalsar och för effektbrist. Det finns en del som talar för att beslutsfattare snarare kommer att välja en lugnare överinvestering istället för en osäker situation som är förknippad med underinvestering. Kortsiktig marginalkostnad ger aktörerna riktiga signaler för driften, men ger hela tiden felaktiga signaler om vad det totalt sett kostar att utnyttja nätet, medan långsiktig marginalkostnadsprissättning ger aktörerna riktiga långsiktiga signaler, men eventuellt felaktiga signaler i driftskedet. Här måste således en avvägning göras vilket kan vara en viktig forskningsuppgift.

Följande schematiska bild visar förhållandena mellan LRMC- och SRMC-prissättning. I SRMC-prissättningen har vi dels illustrerat ett fall med optimala investeringar och dels tre fall med överinvesteringar.



Figur 6.2 Förhållandet mellan SRMC och LRMC

LRMC optimal avser de långsiktiga marginalkostnaderna vid optimal utbyggnad. Vi räknar med att 70% av *årskostnaderna* består av kapitalkostnader samt att 30% är kostnader för verkliga förluster i nätet. Övriga kostnader, för personal etc, antas vara betydelselösa. På överavskrivningar mm är stora delar av det svenska nätet bokförda till väsentligt lägre kostnader än det tekniska nuanskaffningsvärdet. Om endast bokförda kostnader behöver täckas blir därför intächtsbehovet väsentligt lägre än LRMC Optimal. För det svenska stamnätet utgör de bokförda kostnaderna ungefär en tredjedel av kapitalkostnaderna beräknade utifrån tekniskt nuanskaffningsvärde.

SRMC optimal illustrerar *intäkterna* med kortsiktig marginalkostnadsprissättning vid optimal utbyggnad. Som synes sammanfaller de med de långsiktiga marginalkostnaderna under samma förutsättning. Vi räknar med att hälften av intäkterna kommer från marginalförluster och att hälften kommer från bristkostnader.

LRMC Överinvesteringar visar att de totala *kostnaderna* för förluster och kapital ökar något vid överinvesteringar. Kapitalkostnaderna ökar mer än vad förlusterna minskar, jämfört med LRMC Optimal.

Vid *SRMC Överinvesteringar* antar vi att det föreligger en överutbyggnad som reducerar *intäkterna* i form av såväl marginalförluster och bristkostnader. De senare tas ut genom dynamisk nätprissättning. Figuren avser att illustrera att denna intäktsminskning är mycket större än ökningen av de totala kostnaderna (LRMC Överinvesteringar jämfört med LRMC Optimal).

SRMC Zon, innebär att bristkostnaderna kommer till nätägaren i rollen av systemansvarig via zonprissättning, och kan skilja sig från SRMC Överinvesteringar. Intäkterna för marginalförluster blir lika stora som i SRMC Överinvesteringar.

Motköp, nettointäkter, avser att illustrera fallet med överinvesteringar om motköpsmetoden tillämpas. Detta fall uppvisar lägst intäktsmassa. Marginalförlusterna blir de samma som i SRMC Överinvesteringar. Istället för flaskhalsintäkter får stamnätföretaget och systemansvarig i detta fall kostnader för motköp, vilket reducerar *nettointäkterna* som figuren visar.

En slutsats är att även en liten överinvestering medför att SRMC reduceras kraftigt, vilket kan ge intäktsproblem med enbart SRMC-prissättning. Att kostnaderna ökar vid överinvesteringar medför inte så stort finansieringsproblem eftersom kostnaderna endast ökar mer marginellt. En annan slutsats är att en motköpsregim ytterligare försvårar finansieringsproblemet.

Detta väcker flera frågor, bl a hur mycket SRMC sjunker med olika grad av överutbyggnad. En annan fråga är hur mycket finansieringsproblemet som indikeras ovan minskar om endast bokförda kostnader behöver täckas. En tredje fråga, som vi återkommer till, är hur nät kan finansieras med någon form av fasta kapacitetsavgifter.

6.3 Lägesberoende effektagift vid stabila effektlöden

Alla torde vara överens om att SRMC för förluster ska signaleras ut till marknadens aktörer via lägesberoende avgifter. Vid ett optimalt dimensionerat stamnät ger detta en relativt god kostnads täckning tillsammans med flaskhalsavgifter. Stordriftsfördelar och därmed sjunkande styckkostnader medför dock att endast marginalinvesteringar kan täckas, inte de totala investeringarna. Annan flaskhalshantering än dynamisk nätprissättning medför också olika stora inkomstbortfall. Mycket talar dock för att det

viktigaste skälet till att SRMC-prissättning inte ger full kostnadstäckning är att stamnäten i praktiken torde bli överutbyggda.

Ändå kostar det att göra överföringar av kraft – vid överutbyggnad än mer än med optimalt dimensionerat nät. Enligt marknadsaktörerna styr nättarifferna i hög grad lokaliseringsvalet för exempelvis nya kraftverk.

Effektivitetsaspekter kan därför tala för att en nättariff bör ha ett lägesberoende, som i praktiken till stor del måste ligga i tariffens kapacitetskomponenter. För att det ska vara ändamålsenligt att signalera ut en lägesberoende effektagift bör det dock föreligga en entydig flödesriktning.

För det svenska stamnätet har Svenska Kraftnät tidigare bedömt att ca 15% av kostnaderna är helt lägesoberoende, 25% hänförs till transiteringar i väst-östlig riktning och att 60% hänförs till transiteringar i nord-sydlig riktning. I södra Sverige sker ibland transiteringar norrut, t ex vid torrår. Transiteringarna i väst-östlig riktning varierar också beroende på bl a vattensituationen i Norge.

Därför finns det bara anledning att signalera ut ett lägesberoende för mindre än 60% av kostnaderna i det svenska stamnät. Det skulle kunna vara rent ineffektivt att införa lägesberoende avgifter ända ned till södra Sverige. De skulle t ex stimulera att en mycket stor del av nyinvesteringarna lokaliserades i den sydligaste delen av Sverige. Behovet av nya kraftverk kommer dock troligen att vara relativt jämnt utspritt i södra Sverige och Mellansverige. Kanske går gränsen för en entydig effektriktning från någonstans i Mellansverige och norrut, vilket skulle kunna svara för i storleksordningen 40% av de totala stamnätskostnaderna.

Det är ger en rad utmaningar, bl a att rätt dra gränsen för när effektagifterna i det svenska stamnätet bör avspegla ett lägesberoende och där de inte bör göra det p g a att flödesriktningen inte är entydigt stabil.

6.4 Bokförda kostnader kontra tekniskt nuanskaffningsvärde

Det bokförda kapital som Svenska Kraftnät har motsvarar endast ca en tredjedel av tekniskt nuanskaffningsvärde. Detta minskar Svenska Kraftnäts problem att få kostnadstäckning.

Mycket talar för att lägesberoende marginalförluster, tillsammans med fullt lägesberoende effektagifter (baserade på t ex tekniskt nuanskaffningsvärde) för den del av de nord-sydliga krafttransiteringarna med entydig effektriktning, skulle ge högre intäkter än vad Svenska Kraftnät tar in idag. Anledningen är Svenska Kraftnäts låga bokförda värden på sina anläggningstillgångar.

Skulle intächtsbehovet öka till att ge avkastning på t ex tekniskt nuanskaffningsvärde skulle inte lägesberoende marginalförlust- och effektagifter räcka till. Sannolikt

kommer detta också att bli fallet med bokförda kostnader på lång sikt i takt med att Svenska Kraftnäts anläggningar successivt måste förnyas och bytas ut.

I ett sådant läge skulle Svenska Kraftnät dessutom kunna behöva tillämpa en fast effektavgift som är lägesoberoende, eller fasta årsavgifter, för att få kostnadstäckning. Sådana avgifter skulle minska, men inte eliminera, behovet av negativa avgifter som vi tar upp nedan.

Svenska Kraftnät, som är statligt ägt, skulle därför kunna generera in betydligt mer pengar till statskassan än idag. Med hänsyn till samhällsekonomiska kostnader att dra in skattemedel från svenska medborgare och företag föreligger här en möjlighet att öka statsinkomsterna på ett effekt sätt, och samtidigt minska andra skatter – som har en mer eller mindre snedvridande effekt på samhällsekonomin.

6.5 Negativa avgiftselement i en nättariff

För att erhålla ett lägesberoende som fullt ut speglar kostnaderna för att överföra elkraft kan det för vissa geografiska områden vara nödvändigt att ha negativa avgifter. Utbyggnad av ny överföringskapacitet ger så stora *skillnader* i lägesberoende avgifter för olika platser på ett nät att övervinster skulle genereras för nätbolaget om alla avgifter i alla nätpunkter var positiva. Detta medför, givet dessa skillnader i lägesberoende avgifter för olika platser, att avgifterna för vissa platser måste vara negativa.

Kortsiktiga marginalkostnader som är negativa, t ex inmatning i ett underskottsområde, utgör inga problem. Om aktörerna anpassar sig till detta, t ex genom att producera mer i ett underskottsområde, agerar de bara på ett korrekt sätt utifrån hela systemets perspektiv. Sådana negativa avgifter finns också i den rörliga delen av den svenska stamnätttariffen idag.

Däremot medför negativa kapacitetselement praktiska problem. En kreditering som baseras på effekt ger aktörerna incitament att överdriva effekten för att erhålla ytterligare krediteringar. I Sverige skulle kunder norr och producenter i söder ha incitament att öka toppeffekterna.

Eftersträvas lägesberoende avgifter som skiljer sig tillräckligt mycket mellan olika punkter ligger utmaningen därför i att konstruera ett system som reducerar, eller eliminerar, dessa incitament. En lösning som diskuterats är att omforma avgiften till en energiavgift för uttag i norr och att begränsa abonnemangen till kraftverkens märkeffekt i söder.

6.6 Incitamentsproblem för nätägaren

Ur *kostnadsminimeringssynpunkt* innebär den kvadratiske förlustfunktionen att det finns starka incitament att bygga ut nätet för att hålla nere överföringsförlusterna. Om, å andra

sidan, nätföretaget baserar sin ekonomi på SRMC-prissättning av förlusterna finns det ur *vinstmaximeringssynpunkt* starka incitament att ej bygga ut nätet eftersom en nätutbyggnad leder till lägre överföringsförluster och därmed lägre intäkter. Samtidigt skulle intäkterna av flaskhalsar vid dynamisk nätprissättning minska (för nätägarna). Vid zonprissättning skulle dessa intäkter minska i viss utsträckning (för systemansvarig) medan kostnaderna skulle minska med motköpsmetoden.

6.7 Flaskhalshantering

Hur flaskhalsar ska hanteras är kanske den svåraste frågan vi berör i denna studie. Att införa *dynamisk nätprissättning* medför stora praktiska problem i form av integrering av reglerverken för de olika stamnätsföretagen.

Motköpsmetoden kan ha sina fördelar när det gäller *temporära* flaskhalsar som uppstår under en kort tid och är svåra att förutse för aktörerna.

Zonprissättning som tillämpas på mer *strukturella* flaskhalsar skulle ge aktörerna incitament att redan i planeringsstadiet ta hänsyn till flaskhalsen, jämfört med motköpsmetoden. Det kan vara extra viktigt i det nordiska systemet med en stor andel vattenbaserad kraftproduktion för att där minska risken att vatten spills.

Nätförstärkning, ska användas då det totalt sett ger det bästa ekonomiska resultatet.

Avvägningen mellan zonprissättning och mängden motköp har varit föremål för omfattande diskussioner men också viss forskning. Kritik har riktats mot den ökade möjligheten till marknadsmanipulation som uppstår i prisområden med få aktörer. En felaktig balansering av motköp och begränsningar kan också påverka hela systempriset och även ge svåra ekonomiska problem för nätägaren. Idag försvåras marknadsmässiga lösningar av att det endast är fyra aktörer verksamma i den svenska balansregleringen.

Dynamisk nätprissättning har inte diskuterats så mycket hittills, men kan vara intressant bland annat av finansieringsskäl. Det finns ett stort behov av ytterligare analyser kring avvägningarna mellan olika metoder för flaskhalshantering.

6.8 Överinvesteringar i vissa nät för bättre konkurrens

Nätinvesteringar innebär en avvägning mellan lägre flaskhalsproblem samt lägre förluster mot utbyggnadskostnader. I denna avvägning föreligger bl a följande strategiska överväganden:

- Vid överutbyggnad minskar flaskhalsproblemen i den nordiska elmarknaden. Detta medför i sin tur att priserna kommer att överensstämja i större områden, eller i hela Norden, under fler tidpunkter eller med mindre prisavvikelse mellan olika områden. Detta skulle i sin tur medföra att konkurrensen oftare fungerar i större prisområden, eller i bästa fall på nordisk nivå.

- Överutbyggnad kostar. Detta är en viktig nackdel eftersom avregleringarna av den nordiska elmarknaden ytterst syftade till att öka effektiviteten på marknaden.
- Vid överutbyggnad från Norge/Sverige söderut kan Nordens roll som överskottsområde på elkraft komma att minska, och mer elkraft kommer att exporteras söderut än vad som är ekonomiskt optimalt. Detta kan i sin tur komma att medföra kraftprisökningar i Norden, och därmed att de stora satsningarna på elintensiv industri som gjorts i Norden kommer att få en lägre lönsamhet än annars.

En möjlig forskningsuppgift är att ta fram en metod att väga in värdet av förbättrad konkurrens i nätinvesteringsbedömningar.

6.9 Andra styrinstrument än nättariffer

I vissa fall kanske det inte är ändamålsenligt att styra aktörernas beteende med nättariffen, utan det kan behövas även andra styrmedel. Det kan t ex gälla investeringar i ett område som inte har någon entydig effektriktning, där inte nättariffen kan ge fulla lokaliseringssincitament.

I sådana fall kan nätägaren använda sig av anslutningsavgifter o d, som beräknas för de aktuella fallen.

7 Nättariffer mellan nätägare

En nättariff bör inte bara fungera i ett enskilt nät, utan också föra vidare styrinformationen till aktörer på angränsande nät. I den mån olika nät kan stötta den fysiska elbalansen för varandra är det viktigt att sådana möjligheter utnyttjas.

Regionnät är underliggande nät till stamnätet, och lokalnät är underliggande nät till regionnät. Utlandsförbindelser är exempel på angränsande nät till stamnätet och förbinder olika stamnät med varandra. Ett regionnät med flera anslutningspunkter till ett stamnät tar vi också upp i vår beskrivning av angränsande nät.

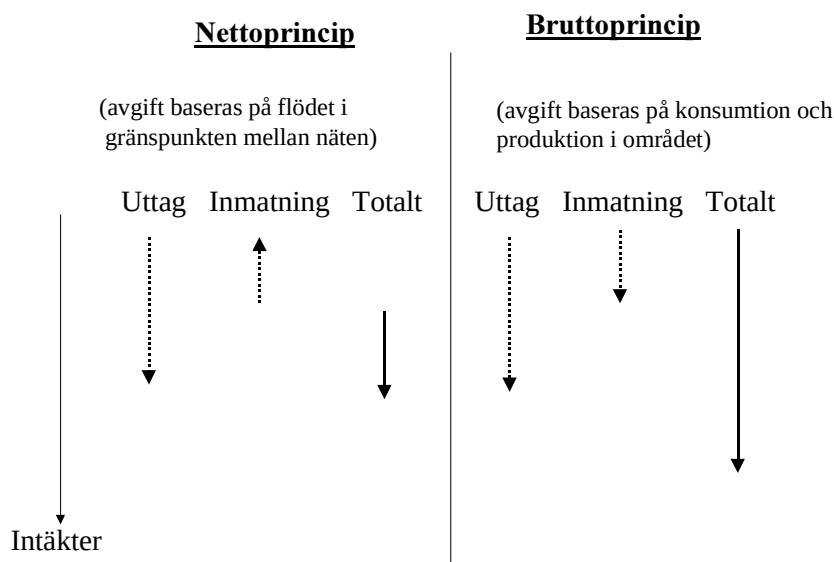
7.1 Olika principer

7.1.1 Netto- och bruttoprincipen

Stamnätavgiften till underliggande nätägare kan vara utformad som:

- Avgifter på uppmätt utbyte mellan näten (nettoprincip).
- Avgifter på uppmätt produktion och förbrukning hos producenter och elanvändare anslutna i visst geografiskt område (bruttoprincip).

Avgiften till producenter och konsumenter omfattar kostnader för samtliga nät från anslutningspunkten och uppåt – lokalnät, regionnät och stamnät.



Figur 7.1 Principiell skillnad mellan brutto- och nettoprincip.

7.1.2 Symmetriska eller asymmetriska nätavgifter

Symmetriska nätavgifter innebär att en uttagsavgift är lika med inmatningsavgiften, men med omvänt tecken, och vice versa. Tanken är att en inmatning på ett uttagsnät minskar belastningen på näten, liksom ett uttag från ett inmatningsnät. På stamnätet medför t ex uttag i norra Sverige att mindre mängder (vatten)kraft behöver transiteras söderut. På ett region- eller lokalnät som netto matar in kraft medför också ett uttag en minskad belastning på åtminstone delar av nätet. Detta gäller både energi (överföringsförluster) och effekt (överföringskapacitet).

Motsvarande avlastning på näten görs av inmatning i söder eller på region- och lokalnät som netto är uttagsnät.

7.2 Underliggande nät

I en effektiv prissättning bör målet vara att inmatning eller uttag på stamnät eller underliggande nät bör ske på lika villkor, fränsett den kostnad eller nytta som uppkommer på det underliggande nätet. Vi diskuterar tre fall där vi utgått ifrån olika typer av stamnätstariffer, dels i ett uttagsnät i söder och dels ett inmatningsnät i norr. Vi börjar med en tänkt stamnätstariff med helt symmetriska stamnätavgifter som tillämpas med nettoprincipen. Därefter utgår vi ifrån dagens svenska stamnätstariff, som baseras på nettoprincipen men har osymmetriska fasta avgifter. Slutligen gör vi ett exempel med bruttoprincipen.

I de tre fallen utgår vi ifrån att regionnätstarifferna (exkl kostnader för stamnätet) rätt avspeglar kostnader för transformering etc.

7.2.1 Nettoprincipen med symmetriska stamnätsavgifter

Symmetriska stamnätsavgifter i södra Sverige kan t ex baseras på en kostnad för uttag på 2 öre/kWh och 70 kr/kW för uttag, och samma belopp men med omvänt tecken för inmatning. En inmatning på ett vanligt uttagsnät i söder medför att regionnätägaren kan minska sitt stamnätabonnemang och kan ge producenten en kreditering till följd av minskat nettouttag på 70 kr/kW (fränsett effekterna av inmatning på regionnätet). Detta är lika mycket som för inmatning direkt på stamnätet. Om detta går fram till producenten får han en kreditering på 2 öre/kWh och 70 kr/kW, d v s lika mycket som vid inmatning direkt på stamnätet. Givet effektiva tariffer på regionnät medför nettoprincipen och symmetriska stamnätstariffer därför en effektiv styrning mellan över- och underliggande nät, samt ger kostnadsneutrala konkurrensvillkor för lokalisering av produktion på de olika nätnivåerna.

På samma sätt blir det konkurrensneutralt att ta ut kraft på ett inmatningsnät (regionnät) i norr jämfört med att ta ut kraft direkt från stamnätet.

Samma resonemang kan föras för lokalnät relativt sitt överliggande nät, d v s ett regionnät.

Detta exempel uppvisar en effektiv lösning – en sk first best lösning – och utgör därför en referens till senare exempel.

7.2.2 Nettoprincipen med dagens osymmetriska fasta stamnätsavgifter

Dagens svenska stamnätтарiffer har en symmetrisk rörlig del, men är osymmetriska vad gäller effektagifterna. Avgifterna baseras på nettoprincipen.

För den rörliga energiavgiften fungerar dagens system på samma optimala sätt som i fallet ovan.

Inmatning på stamnätet i söder medför t ex en kostnad på 5 kr/kW, medan nettoprincipen kan ge en kostnadslättnad på 47 kr/kW på inmatning i ett uttagsnät i söder. Uttag från stamnätet i norr kostar 11 kr/kW, medan uttag på ett inmatningsnät ger en möjlig kostnadslättnad på 25 kr/kW.

Givet riktiga regionnätтарiffer medför detta konkurrensskevheter mellan stamnät och underliggande nät, t ex vid lokaliseringsbeslut av nyinvesteringar. I båda fallen gynnas idag lokalisering på regionnät jämfört med stamnät.

7.2.3 Bruttoprincipen

Med bruttoprincipen får alla aktörer betala lika mycket, oberoende av om de är lokaliserade på stamnät eller underliggande nät.

Man skulle kunna säga att två fel här tar ut varandra. Bruttoprincipen försvårar ett lägesberoende på stamnätтарiffen (vi har räknat med samma avgift i hela landet) samtidigt som den går tvärt emot symmetriprincipen.

Slutresultatet blir en korrekt avvägning mellan att lokalisera produktion och förbrukning på rätt nätnivå – givet att de ska lokaliseras på ett visst geografiskt område. Däremot finns det inte några incitament, förutom de rörliga avgifterna, att lokalisera investeringarna i rätt geografiskt område – d v s produktion i söder och förbrukning i norr.

Denna metod kan användas om kostnader ska täckas via en nätтарiff, men där syftet är att erhålla så lite styrande verkan som möjligt. T ex kan bruttoprincipen användas för lägesoberoende effektagifter och fasta avgifter. Detta gäller både stamnätsavgifter för regionnätägare och regionnätavgifter för lokalnätägare.

7.3 Reglering av regionnäts- och lokalnätstariffer

I de tre fallen ovan utgick vi ifrån att regionnättariffen var effektiv. I dagens nätreglering har man dock inga krav alls på nätägarnas tariffstruktur. Exempelvis föreligger inte några krav på att den rörliga nätavgiften ska baseras på marginalförlusterna i nätet.

Vidare bör nätavgifterna vara symmetriska för de delar där t ex inmatning avlastar ett netto uttagsnät, eller uttag avlastar ett netto inmatningsnät. Elkunder kan härvid vara i ett underläge vid uttag på inmatningsnät jämfört med producenter som matar in på uttagsnät om producent och nätägare ingår i samma koncern.

Idag säger ellagen att det inte ska föreligga något lägesberoende inom ett regionnät eller lokalnät. Detta kan medföra vissa effektivitetsproblem – dock att avväga mot de mycket högre krav på reglering av region- och lokalnätstariffer som lägesberoende på dessa nätnivåer skulle medföra.

I avsnitt 8.1 diskuteras också hur vindkraft på Gotland påverkar de olika nätnivåerna jämfört med den ekonomiska reglering som idag görs för vindkraftproducenter på Gotland.

Detta är exempel på region- och lokalnätsfrågor som kan vara värda att studera närmare.

7.4 Angränsande nät

De olika stamnätföretagens nät angränsar till varandra, och förbinds ofta med varandra av utlandsförbindelser. I vissa fall har också underliggande nät som regionnät en geografisk utsträckning som sammanfaller med en del av stamnätet. Finns det flera anslutningspunkter mellan regionnätet och stamnätet kan regionnätet avlasta stamnätet från ett transiteringsbehov av elkraft mellan två, eller flera, anslutningspunkter.

7.4.1 Angränsande stamnät

7.4.1.1 First best-lösning

Ett effektivitetsvillkor för ett större område som omfattar flera angränsande stamnät är att nätprissättningen blir densamma som om området skulle drivas av ett enda stamnätföretag med en effektiv prissättning i enlighet med de olika principer vi diskuterat i denna rapport.

I det följande kommer vi att utgå ifrån att det rör sig om olika nationella stamnät som förbinds med utlandsförbindelser. Förhållandena blir givetvis de samma mellan två olika stamnät inom ett land (t ex mellan Elkraft System och Eltra med en framtida

förbindelse mellan Väst- och Östdanmark). Effektivitetsvillkoret medför bl a följande krav på nätprissättningen:

- Kontinuerligt ändrade förlustkoefficienter, även vid landsgränsen.
- Nod- eller zonprissättning enbart vid reella flaskhalsar. Om en utlandsförbindelse utgör en flaskhals ska flaskhalsavgift tas ut i hela det importerande landet.
 - o Om flaskhalsar istället löses med motköp bör flaskhalskostnaderna signaleras ut som fasta kapacitetsavgifter på ömse sidor om landsgränsen genom en språngartad ökning i det importerande landet övervägas.
 - o Utgör utlandsförbindelsen inte en flaskhals bör kapacitetsavgiften vara lika stor på båda sidor om gränsen.

Uppfylls inte dessa villkor föreligger en risk för att t ex investeringar i nya kraftverk kommer att befrämjas på en viss sida om landgränsen liksom att skeva förlustkostnader kan medföra felkörning av kraftverken.

En lösning är således att bilda ett stort integrerat stamnätbolag som försöker att etablera en så effektiv nätprissättning som möjligt. En annan lösning är att etablera ett sådant samarbete mellan olika angränsande stamnätbolag att nätpriserna blir desamma som i det första fallet. I båda fallen uppkommer den svåra frågan hur kostnader, intäkter, delägarskap, kapitalinsats etc ska fördelas mellan de olika samverkande stamnätföretagen.

7.4.1.2 Second-best-lösning

Idag har vi i Norden en integrerad marknad för elkraft, men har olika stamnätbolag som tillåts etablera olika lösningar för bl a nätprissättning. I Europa är elmarknaden än mindre integrerad än Norden, varför vi här ligger än längre bort från first-best-lösningen ovan. Frågan blir därför hur man bör prissätta nät givet de ofullkomligheter som gäller i samarbetet mellan olika stamnätföretag och systemansvariga.

Ett sådant praktiskt problem kan vara att ett stamnätföretag har merparten av sina kostnader och intäkter inom det egna landet, men har vissa kostnader för utlandsförbindelser. Stamnätföretaget kan önska ta betalt för dessa utlandsförbindelser av dem som utnyttjar dem, och inte av alla de inhemska nätkunderna. En sådan lösning medför effektivitetsproblem eftersom den strider mot first-best-lösningen ovan. En fråga är vilka samhällsekonomiska kostnader som en sådan ordning medför. T ex skulle utlandsförbindelserna mellan Sverige och Själland, som har så stor kapacitet att det aldrig uppstår några flaskhalsproblem, kunna undersökas.

Ett annat praktiskt problem är om fristående aktörer tillåts bygga egna utlandsförbindelser – direkt, eller indirekt genom att teckna långa kontrakt som ger rätt att utnyttja hela eller delar av kapaciteten under en lång tidsperiod. Ett sådant förfarande kan uppkomma för att lösa ett finansieringsproblem, t ex för Svenska Kraftnät som idag

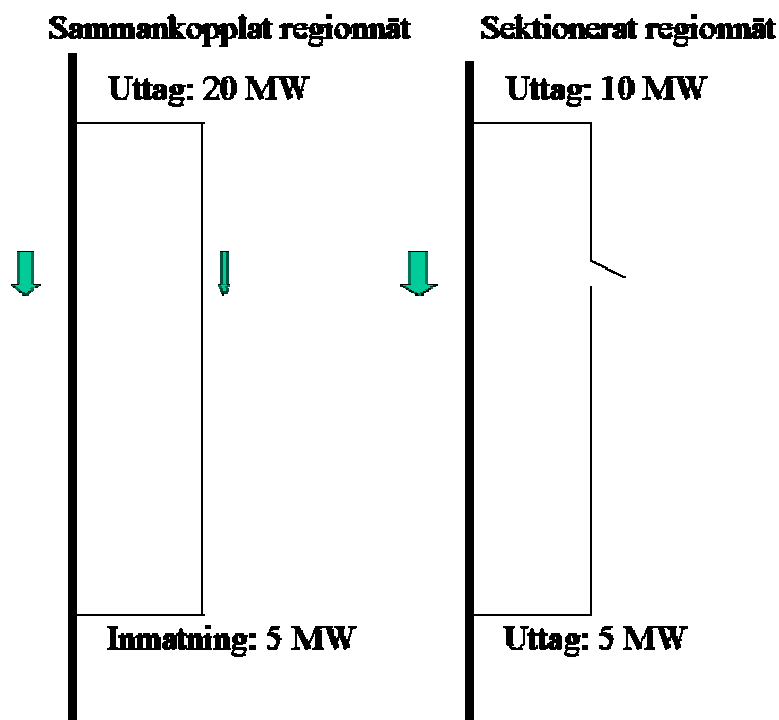
har tariffer inom Sverige som baseras på låga bokförda kostnader och som inte skulle täcka kostnaderna för en ny utlandsförbindelse. Annars skulle investeringar i utlandsförbindelser medföra ett behov av att höja den genomsnittliga stamnätтарiffen, vilket kan vara ett praktiskt problem om ett mål är att debitera ut så låga genomsnittskostnader som möjligt. Ett annat skäl till en sådan ordning kan vara att man önskar öppna möjligheter för alla aktörer att själva investera i utlandsförbindelser för att kunna göra valfria elkraftaffärer med aktörer i angränsande länder. Detta är för övrigt en ordning som historiskt gällt vid många utbyggnader av bl a utlandsförbindelser i elsystemen runt om i världen. Detta öppnar upp för ett antal frågeställningar:

- Vilka samhällsekonomiska kostnader och marknadseffekter innebär lösningar som t ex Baltic Cable och Polenförbindelsen?
- Hur ska man avväga sådana lösningars kortsiktiga samhällsekonomiska förluster och eventuella negativa effekter på konkurrens m m jämfört med en effektiv nätprissättning i norra Europa mot eventuella dynamiska fördelar genom att de ger alla aktörer en option att agera på egen hand förutsatt att de är beredda att betala alla kostnader för nyinvesteringar?

Problemen accentueras för stamnät som har en mycket stor andel transitering från ett land till ett annat. Eltra i Västdanmark har en av de högsta genomtransiteringarna i Europa, ungefär hälften av alla transiteringar går mellan Tyskland och Sverige/Norge. Detta väcker frågan hur man i Norden och Europa praktiskt ska hantera transiteringar genom olika länder, givet den ofullbordade elmarknad vi har länderna emellan.

7.4.2 Angränsande regionnät

Följande figur visar ett regionnät som löper parallellt med ett stamnät i ett område där elkraften alltid transiteras från norr till söder. Regionnätet är anslutet till stamnätet i en nordlig punkt och en sydlig punkt. Det finns en möjlighet att sektionera regionnätet mellan de två anslutningspunkterna och ändå klara leveranssäkerheten inom regionnätet.



Figur 7.2 Exempel på sammankopplat regionnät som avlastar stamnätet kontra sektionerat regionnät som inte avlastar stamnätet.

Utan sektionering blir flödena på regionnätet sådana att stamnätet får en viss avlastning. Ett driftkrav på en effektiv stamnätтарiff blir i detta fall att lägesberoendet i stamnätтарiffen inte ska göra det lönsamt att sektionera regionnät som kan avlasta stamnätet vid entydiga flödesriktningar.

I vårt exempel skulle en sektionering bli lönsam med en helt lägesoberoende stamnätтарiff som är lika stor för uttag som för inmatning. Med ett sammankopplat regionnät skulle regionnätägaren utnyttja 25 MW ($\text{abs}(\text{uttag}) + \text{abs}(\text{inmatning})$) medan effekten skulle sjunka till 15 MW efter sektionering ($\text{abs}(10) + \text{abs}(5)$).

För att undvika sektionering i detta exempel måste lägesberoendet i stamnätтарiffen uppgå till en viss minimal nivå.

Hur dylika driftproblem ser ut i praktiken, och vad de kräver av en stamnätтарiff, är en fråga som kunde studeras vidare. Hur dessa problem påverkas av de lägesoberoende nätтарiffer som tillämpas i svenska regionnät eller lokalnät skulle också kräva ytterligare granskning.

8 Några tillämpningsfrågor

8.1 Exempel på tariffer och lokal produktion

I detta exempel kommer den gotländska vindkraftens påverkan på nätförlusterna att studeras. I exemplet beskrivs hur en vindkraftinstallation om 43 MW som ger 90 GWh/år påverkar förlusternas för såväl lokalnätet, regionnätet som transmissionsnätet. Vad som är centralt i detta exempel är hur detta behandlas vid tariffsättningen.

8.2 Förluständring på Gotland

Vindkraftens påverkan på det gotländska kraftsystemet har studerats av Gotlands Energiverk AB. Resultatet från dessa beräkningar visas i tabellen.

Vindkraft	Nätförluster
0 GWh/år	37.2 GWh/år
90 GWh/år	40 GWh/år

Tabell 8.1 Gotländska nätförluster med och utan vindkraft

Principproblemet på Gotland är att det finns relativt mycket vindkraft på södra Gotland, och att denna nivå klart överstiger den lokala elförbrukningen.

Slutsatsen från denna rapport är alltså att en installation av 43 MW vindkraft med en antagen produktion om 90 GWh/år i det Gotländska systemet ökade förlusterna med 2.8 GWh.

8.3 Förluständring i regionnätet och transmissionsnätet

Gotland matas från en HVDC-kabel som utgår från Västervik på fastlandet. I Västervik matas kabeln från ett regionnät, 130 kV. Detta 130 kV-nät inklusive kabeln till Gotland ägs av Vattenfall Regionnät AB. Detta regionnät matas från stamnätet nära Norrköping (Glan och Kimsta). Vattenfalls regionnät är vid Västervik även anslutet till ett annat regionnät som ägs av Sydkraft.

I princip all den energi som konsumeras på Gotland förutom den lokala vindkraftproduktionen, överförs från fastlandet via HVDC-kabeln från Västervik. Detta innebär att med vindkraft överförs mindre effekt till Gotland. Förlustminskningen på denna kabel kan uppskattas till 1.8 GWh.

För Vattenfalls regionnätet, d v s det mellan HVDC-matningen till Gotland och anslutningen till transmissionsnätet i Glan och Kimsta, så motsvarar förlustminskningen om 3.1 % dvs $0.031 \cdot (90 - 2.8 + 1.8) = 2.8$ GWh.

Vattenfalls regionnät matas som nämnts ovan från Glan och Kimsta vid Norrköping. Den Gotländska vindkraften gör att förlusterna i detta nät minskar med 2.8 GWh. Den totala förlustminskningen i regionnät + transmissionsnät är alltså $1.8 + 2.8 + 2.8 = 7.4$ GWh.

8.3.1 Ersättning för förlustminskning på elmarknaden

På elmarknaden behöver vindkraftägaren inte betala för ökningen av nätförluster med 2.8 GWh i lokalnätet. Det beror på att lokal produktion för närvarande inte behöver betala för ökande förluster enligt gällande lagstiftning. Däremot skall man få betalt för minskade förluster i lokalnäten.

Vindkraftägarna skall enligt lagen även erhålla ersättning från lokalnätsägaren för dennes minskade kostnader gentemot ovanliggande nät, d v s Vattenfall regionnät inklusive HVDC-förbindelsen till Gotland. Den för denna undersökning gällande tariff var Vattenfalls tariff för regionnät Södra Sverige. På grund av vindkraften, så minskar ju uttaget från ovanliggande nät med $90 - 2.8 = 87.2$ GWh/år. Ersättningen för denna minskning motsvarar att Gotlands lokalnät får ersättning för en förlustminskning om 4.2 GWh.

Slutsatsen är alltså följande: Vindkraftägaren orsakar förluster om 2.8 GWh i lokalnäten, men behöver inte betala för detta p g a lagregler. För regionnätet + transmissionsnätet så minskar förlusterna med 7.4 GWh men vindkraftägarna får bara betalt för 3.6 GWh. Anledningen är att regionnätägarens tariff bygger på genomsnittsförluster i regionnätet och inte på marginalförluster. Totalt får alltså vindkraftägarna betalt för 3.6 GWh trots att förlusterna minskar med $7.4 - 2.8 = 4.6$ GWh.

8.3.2 Abonnemangsoptimering för Gotlands Energiverk AB

I detta exempel studeras approximativt hur mycket effektavgifterna som nätdelen av Gotlands Energiverk AB betalar till Vattenfall Regionnät AB skulle kunna reduceras tack vare vindkraft på Gotland. I exemplet visas hur GEAB kan optimera sina effektkostnader till matande nät beroende på tariffens konstruktion. Vindkraften på Gotland gör att GEABs totala effektkostnader kan reduceras. Frågan är dock om dessa kostnadsreduktioner för GEAB också motsvaras av en kostnadsreduktion på regionnätssidan?

Utgångspunkten är alltså Vattenfall Regionnät AB:s nättariff för Södra Sverige. För den Gotländska utgångspunkten gäller en tariff enligt tabell 8.2.

Avgift	kr/kW,år
Årseffektavgift	31
Höglasteffektavgift	72

Tabell 8.2 Abonnemangsgrundande avgifter avseende anslutning till regionalt 130-70 kV

För tariffen gäller att:

Årseffekt definieras som medelvärdet av årets två högsta månadsvärden.

Höglasteffekt definieras som medelvärdet av de två högsta månadsvärdena under höglasttid. Höglasttid är vardagar kl 06-22 under perioderna januari-mars och november-december.

Abonnemang För båda dessa effekter skall abonnemang anges i förväg. Om uttagen årseffekt överstiger abonnemanget så får man betala 100 % mer för extraeffekten d v s totalt 62 kr/kW. Om uttagen höglasteffekt överskrider abonnerad effekt får man betala 50 % mer för överuttaget, d v s 108 kr/kW.

Månadsvärde avser det högsta timvärdet under månaden.

Som framgår av tariffen måste alltså abonnemangsnivån bestämmas i förväg. Den verkliga årseffektnivån respektive höglastnivån varierar självklart mellan olika år.

Den optimala abonnemangsnivån, d v s den som ger lägst förväntad kostnad per år, kan man erhålla genom att ta hänsyn till att en abonnerad effekt garanterat är en utgift men att överuttag endast sker ibland, under vissa år. Om man lägger sig på en för låg abonnemangsnivå får man betala för överuttag vartenda år. Om man å andra sidan lägger sig på en för hög abonnemangsnivå får man under flera år betala för effekt som man inte använder. Den optimala nivån ligger däremellan. För detta exempel kan den optimala nivån (utan vindkraft) fastläggas så att genomsnittlig årskostnad för årseffekten blir 4.1 Mkr och för högeffekten 9.3 Mkr.

Om man nu beaktar att det finns vindkraft på Gotland, så minskar GEAB:s effektuttag från regionnätet vid de tillfällen då det blåser. Detta kan GEAB ta hänsyn till när man optimerar abonnemangsnivån. Om man gör detta så hamnar man på att den optimala nivån (med vindkraft) kan fastläggas så att genomsnittlig årskostnad för årseffekten blir 4.0 Mkr och för högeffekten 9.1 Mkr. Tack vare vindkraften minskar alltså GEAB:s genomsnittliga med $(4.1-4.0)+(9.3-9.1)=0.3$ Mkr.

I detta exempel kunde alltså GEAB minska sina effektkostnader till matande regionnät med 0.3 Mkr/år p g a den vindkraft som finns på Gotland. Enligt lagen skall GEAB betala detta till vindkraftägarna. Frågan är dock om Vattenfall regionnät egentligen får några minskade effektkostnader på grund av den gotländska vindkraften. Den grundläggande frågan är här om Vattenfall regionnäts effekttariff är kostnadsriktig? Om

den var det så skulle minskade abonnemangsinträder motsvaras av minskade kostnader och ökande intäkter motsvaras av ökande kostnader.

8.4 Fördelning mellan produktion och konsumtion

En viss nättariffkonstruktion medför vissa kostnader för producenter och andra kostnader för konsumenter. Producenter i Norden har givit uttryck för vikten av konkurrensneutrala nätavgifter, och gjort jämförelser mellan hur mycket producenter betalat för t ex stamnätet i de olika nordiska länderna.

Vi anser att nätprissättningen bör utformas utifrån samhällsekonomiska kriterier, för att påverka såväl drift som investeringar i både produktion och konsumtion. På detta sätt får aktörerna känna av de verkliga transportkostnaderna.

Producenter väger in nätavgifterna när de bjuder in sina produktionsanläggningar på spotmarknaden e d. På detta sätt kommer de rörliga komponenterna i nättariffen alltid in i prisbildningen på elkraft.

På kort sikt kan den svenska stamnättariffen komma att påverka prisbildningen på elkraft. Inmatning av elkraft i söder ger en kreditering. Detta gör att värmekraft i söder kan bjudas in till lägre kostnader än vad som annars hade varit möjligt. Inmatning i norr medför däremot höga rörliga nätavgifter. Detta spelar dock normalt ingen roll då det rör sig om vattenkraft som prissätts utifrån en alternativkostnad av vad kraften kostar att producera i värmekraftverk. Den svenska stamnättariffen medför därför lägre kraftpriser då svenska bud bestämmer priserna. Då andra länders producenter (t ex kolkondens i Danmark och Finland) bestämmer priserna är det däremot nättarifferna i dessa länder som påverkar prisbildningen på elkraft.

På lång sikt kommer producenter att väga in fasta nätavgifter när de beslutar att göra investeringar i nya kraftverk eller inte. Då kommer producenterna att se till att få betalt för alla nätavgifter, både rörliga och fasta. På lång sikt kommer därigenom konsumenterna att betala alla kostnader för näten, en del direkt via nättarifferna och en del via högre priser på elkraft.

Effektivitetsskäl talar för att producenter ska känna av transportkostnaderna för att kraftverken ska köras i rätt ordning och informationen ska komma ut till kunderna via ett pris på elkraft som tar hänsyn till de totala kostnaderna. En korrekt konkurrensneutralitet kräver att alla aktörer ska känna av de riktiga kostnaderna, även på transporter.

Vid framtida investeringar i ny elproduktion i Norden är det troligt att man tvingas optimera utbyggnaden av nya elnät tillsammans med en utbyggnad av nya gasledningar. Då är det viktigt att alla aktörer också känner av respektive transportkostnader.

För att investeringar ska förläggas på rätt ställe kan det i praktiken krävas lägesberoende fasta avgifter. På kort sikt kan detta innebära en omfördelning från producenter till

konsumenter, men detta är i så fall nödvändigt för att erhålla en dynamisk effektivitet. På lång sikt, då investeringar i nya kraftverk är nödvändiga, kommer dock slutkonsumenterna att få betala alla kostnader.

Som framgår av vindkraftexemplen i avsnitt 8.1 har tariffstrukturen på lokal- och regionnätssnivå en klar betydelse för hur kostnader och intäkter fördelas mellan lokalnätbolagen, regionnätbolagen och ägarna av kraftverken som är anslutna till lokalnäten. En viktig forskningsuppgift är här att försöka utveckla en kostnadsriktig tariffstruktur som gör att intäkter och kostnader hamnar hos rätt aktör.

9 Möjliga forskningsprojekt

Det överordnade syftet med att bedriva forskning om nätprissättning är att utveckla ett tariffsystem som gör att såväl driften som investeringarna i hela kraftsystemet, såväl nät, produktion och konsumtion blir så ekonomiskt effektiva som möjligt. Viktiga forskningsområden är att:

- Utarbeta förslag till praktiskt tillämpbar svensk stamnätтарiff, som uppfyller önskvärda effektivitets- och styrningskrav i största möjliga utsträckning.
 - Utgå ifrån en tariff som ger högsta möjliga effektivitet.
 - Ta hänsyn till aktörernas möjligheter att reagera på olika styrsignaler när det gäller både rörliga och fasta kostnader.
 - Ta hänsyn till incitament att manipulera t ex negativa effektabonnemang på ett praktiskt och säkert sätt.
 - Utforma olika möjliga praktiskt tillämpbara taxor för olika önskvärda intäktsnivåer.
- Nätprissättning för en integrerad och harmoniserad europeisk elmarknad.
- För- och nackdelar med överutbyggnad av strategiska flaskhalsar för att främja bättre konkurrens genom större prisområden.
- Effektiv tariffstruktur på region- och lokalnätsnivå för att ge korrekta incitament till nätägare, konsumenter och aktörer som har distribuerade kraftverk.

9.1 Möjliga doktorandprojekt

9.1.1 En analys av den nordiska nätprissättningen ur konkurrenssynpunkt

Syftet med detta projekt är att undersöka i vilken utsträckning som den nordiska nätprissättningen ger incitament till strategiskt beteende och i vilken utsträckning så också är fallet. Den internationella forskningen ger en god teoretisk bakgrund till projektet.

9.1.2 Optimal nätkapacitet: Extravärdet i termer av ökad konkurrens av nätutbyggnader och alternativ zonindelning

Syftet med detta projekt är att beräkna välfärdsvinsterna av vissa nätutbyggnader och alternativa indelningar av Norden i prisområden som inte följer nationsgränserna.

9.1.3 Flaskhalshantering

Ett alternativ till prisområden eller nätutbyggnader är motköp. Andra alternativ är dynamisk nätprissättning eller dynamiska nättariffer. Syftet med detta projekt är att analysera konsekvensen av att hantera flaskhalsar på olika sätt.

9.1.4 Internationella erfarenheter av nätprissättning

Projektet omfattar en översikt och jämförelse av nätprissättningen på ett antal avreglerade elmarknader. Speciell tonvikt läggs vid incitamenten för strategiskt beteende vid olika utformningar av nätprissättningen. Vidare undersöks sambandet mellan nätprissättningen och elmarknadens organisering.

9.1.5 Transmissionsprissättning på en integrerad europeisk elmarknad

Hur ska nätprissättningen utformas på en integrerad europeisk elmarknad med ett stort antal länder med olika interna elmarknader?

9.1.6 Transaktionskostnader på reglerade och avreglerade elmarknader: En jämförelse

Hierarkiska system har ofta låga transaktionskostnader. Detta var också fallet på den gamla svenska elmarknaden, men i ännu högre grad på helt vertikalt integrerade elmarknader. Det är uppenbart att transaktionskostnaderna ökat på de liberaliserade elmarknaderna. Medan den teoretiska transaktionskostnadslitteraturen är omfattande, finns det mycket få empiriska studier av transaktionskostnader på olika marknader. Syftet med detta projekt är att försöka uppskatta transaktionskostnadernas förändring vid avregleringen av elmarknader.

9.1.7 Prissättning på reaktiv effekt

Prissättningen på reaktiv effekt har ägnats lite uppmärksamhet i den ekonomiska litteraturen om nätprissättning. Syftet med detta projekt är att analysera prissättningen på reaktiv effekt på den nordiska elmarknaden.

9.1.8 Imperfekt nätprissättning: Vad kostar det att prissätta fel?

Syftet med detta projekt är att undersöka hur kostnadseffektiviteten (merit order dispatch) påverkas av felaktig nätprissättning på den nordiska elmarknaden.

9.1.9 Distribuerad generering och flexibla kunder

Syftet med detta projekt är att studera hur ett tarffsystem för lokalnät och regionnät bör se ut för att ge korrekta signaler till kunder med möjlighet till flexibel konsumtion (t ex bortkopplingsbar elvärme) och distribuerad generering. Ett problem som diskuterats är t ex att kunder går över till värmepump och spetsar med elpatron. Detta leder till ett mycket ineffektivt utnyttjande av elnätet och frågan är hur korrekta tariffer skall se ut för att ge korrekta signaler?

9.1.10 Vilka nät skall betalas av enskilda aktörer och vilka skall betalas av alla?

Alla nätinvesteringar påverkar samtliga aktörer. Om man bygger nät till konsumenter får därmed producenterna en större marknad, vilket påverkar priset för övriga konsumenter. Om man förstärker nätet mellan Sverige och Norge, gynnas vissa aktörer (de som kan exportera) medan andra missgynnas (de producenter som tidigare kunde producera till

högre pris p g a minskad konkurrens från import). En mycket central fråga är då hur nyinvesteringar skall finansieras. Vilka skall betalas av en viss aktör (t ex en konsument eller producent) och vilka är en systemfråga, där alla nätkunder skall vara med och betala?

9.1.11 *Elkvalitet som tariffkomponent eller norm?*

I dagsläget finns en hel del faktorer där ett regelverk styr vilka produktionsanläggningar som får anslutas. Det gäller t ex möjligheter till reaktiv effektproduktion, halten av övertoner, flimmer, spänningsreglering, ö-drift, black-startmöjlighet etc. Dessa faktorer är i dagsläget normstyrda, d v s produktionsanläggningen får inte anslutas om inte normerna är uppfyllda. Det är dock självklart möjligt att istället ha olika delar i tariffen där man t ex betalar för övertoner. En fördel kan vara att detta kan leda till ett mer ekonomiskt effektivt system, om det t ex är mer kostnadseffektivt om nätägaren eller kunder löser ett elkvalitetsproblem istället för produktionsanläggningen.

9.1.12 *Prissättning av förluster – optimal tidsupplösning på förlustprocent och kraftvärdering*

Hur ofta skall förlustkostnaden i nättariffen ändras? Ur producentens synpunkt är det en fördel med förutsägbara tariffer, vilket underlättar produktionsplaneringen. Å andra sidan förändras förlusterna kontinuerligt vilket gör att förutsägbara förlustkoefficienter inte avspeglar verklig kostnad. Hur denna avvägning skall göras för att erhålla ett effektivt system är en viktig forskningsuppgift.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35
www.elforsk.se