

Repliker och kommentarer

I den här avdelningen välkomnas kommentarer till tidigare bidrag och korta inlägg med ekonomisk-politisk anknytning

ERIK HÅDÉN*

Prissättning av nättjänster

Inledning

I och med den nya Ellagen måste nätverksamhet etableras som en separat verksamhet, skild från produktion och försäljning av el. Nätverksamhet har inslag av naturligt monopol, vilket gör att nätägarna, om de är vinstmaximerande, ofta har incitament att sätta priser över de kortsiktiga marginalkostnaderna.¹ Vidare kan en sådan prissättning gynna avsättningsmöjligheterna för nätägarens egen elproduktion, om sådan finnes, då det i dylika fall blir för dyrt för andra aktörer att överföra elektricitet på nätet. Detta gör att det från statsmakternas sida finns skäl att reglera verksamheten om samhällsekonomisk effektivitet ska uppnås. I Sverige har en nätmyndighet, NUTEK Elmarknad, inrättats för detta ändamål. I samband med detta är två frågeställningar av intresse, nämligen hur prissättningen på näten ska gå till och vilka investeringskriterier som bör användas.

Syftet med denna artikel är att granska

Svenska Kraftnäts nya tariffsystem och se hur väl det överensstämmer med den faktiska kostnadsstrukturen vid överföring av elektricitet på näten. I samband med detta studeras även investeringskriterier.

Bakgrund

Det svenska elnätet består av storkraftnätet och ett antal region- och lokalnät. Storkraftnätet ägs och drivs av Svenska Kraftnät. Det är i stort sett rikstäckande och används för mycket stora elenergitransporter över stora avstånd, från exempelvis kraftverken i Norrland till transformatorstationer utanför Stockholm. Regionnäten, ofta ägda av kraftföretag, sköter elenergitransporten inom en större region, från exempelvis ovan nämnda transformatorstationer, dit energi levereras via storkraftnätet, till regionens elverk. Lokalnäten, ofta ägda av kommuner, sköter det sista ledet i elenergitransporten, tex från det lokala elverket till de privata hushållen.

Civ ing och civ ek ERIK HÅDÉN är verksam vid Nationalekonomiska institutionen vid Handelshögskolan i Stockholm. Hittills har han arbetat med frågor rörande prissättning av nättjänster.

* Jag vill tacka Lars Bergman och Bo Andersson som bistått med mycket värdefulla kommentarer och synpunkter. Forskningsarbetet har bedrivits inom ramen för det av NUTEK finansierade programmet "Energimarknader, energipolitik och samhällsekonomi".

¹ Se exempelvis Lundgren [1986, s9] för analog diskussioner rörande elproduktion.

Den nätprissättning som skett på stamnätet² har baserats på en sk kanaltariff.³ Aktörerna har abonnerat på en "kanal" – dvs en kontraktsväg mellan de inmatnings- och uttagsterminaler där de har terminalabonnemang (Svenska Kraftnät [1993, s25]). Genom bestämmelser i kraftnätavtalet betalade aktörerna en avgift för överföringen, främst baserad på utnyttjade MWkm, dvs överförd effekt multiplicerad med en sträcka, vilken i princip var lika med fågelvägen mellan inmatnings- och uttagspunkten.

Svenska Kraftnät har infört ett nytt tariffsystem för det nationella storkraftnätet som började gälla den 1 januari 1995 (Svenska Kraftnät [1994]). Detta tariffsystem är i grunden väsensskilt från den sk kanaltariffen.

I många transportmodeller är diverse kostnadskaraktistika relativt enkla att räkna ut. För exempelvis en järnvägsresa behöver man bara veta mellan vilka orter och längs vilken väg resan ska ske för att beräkna dessa karakteristika. Resan sker längs en entydigt definierad väg, vilket gör att enbart karakteristika som direkt eller indirekt kan hänföras till denna väg behöver beaktas. Analoga resonemang är tillämpliga för gastransport.

Kanaltariffen för överföring på det svenska elnätet var delvis baserad på sådana tankar. Problemet är att strömmen i många fall inte överförs via en entydigt definierad väg. Strömmen följer minsta motståndets lag, vilket gör att strömmen i allmänhet går längs ett antal parallella vägar, vid sidan av den tänkta huvudvägen, sk slingflöden. Dessa slingflöden skulle inte ge upphov till några komplikationer om det överallt i systemet existerade fri överföringskapacitet. Så är dock inte fallet. På vissa delar av elnätet uppstår emellanåt stockning. Det är framför allt två typer av villkor som ger upphov till dessa flaskhalsar.

Den första typen är sk termiska villkor, vilka sätter en högsta gräns för den aktiva effekt som kan gå igenom en viss ledning.

Den aktiva effekten är det vi i dagligt tal enbart kallar effekt (=energi/tidsenhet) och som "får våra lampor att lysa". Ledningar har en viss resistans och upphettas vid hög belastning pga energiförluster om strömlödet och därmed effekten genom ledningarna blir för stor. Ledningarna kan helt enkelt i extremfallet brinna upp eller åtminstone ta skada.

Den andra typen av villkor som ger upphov till flaskhalsar är spänningvillkor. Vid ett studium av spänningvillkor i ett växelströmssystem måste hänsyn tas till både aktiv effekt mätt i watt (W) och reaktiv effekt mätt i var (VAR). Den senare komponenten är en matematisk abstraktion som inte lätt låter sig tolkas i fysikaliska termer.⁴

Beskrivningen av kostnadsstrukturen vid överföring av elektricitet nedan är främst tänkt att beskriva de förhållanden som råder vid överföring av aktiv effekt.⁵

Via slingflöden orsakade av andra aktörer påverkas en enskild aktörs förmåga att överföra elektricitet mellan två punkter. Därigenom blir inte överföringsförmågan mellan två punkter i systemet entydigt bestäm, då denna beror av vad ak-

² Stamnätet innefattar större delen av storkraftnätet.

³ Prissättningen på stamnätet förhandlades till och med 1991 fram mellan nätägaren, Statens Vattenfallsverk, och ett tiotal företag, som varit transitörer. Nu har stamnätet överförts till Svenska Kraftnat och tillkomsten av kraftnätavtalet har skapat bättre tillgänglighet för nya aktörer på storkraftnätet.

⁴ Se Hogan [1991, s19] för en mer detaljerad beskrivning av detta fenomen.

⁵ Principiellt skulle beskrivningen även kunna gälla för överföring av reaktiv effekt. Handeln med reaktiv effekt skulle dock inte bli tillräckligt omfattande för att motivera införandet av priser baserade på en dylik kostnadsstruktur. Istället kan antagligen överföringen av reaktiv effekt inkluderas på ett mer schablonmässigt sätt i de kontraktformer som kommer att utvecklas för överföring av aktiv effekt.

törer i andra delar av systemet gör. Följaktligen blir också kontrakt baserade på explicit eller implicit åsatta kontraktsvägar, med exempelvis utnyttjade MWkm, som en central storhet, i många fall missvisande ur kostnadshänseende.

Ett exempel som visar att slingflöden verkligen kan ge upphov till praktiska problem är att sådana flöden gör att vissa nordamerikanska kraftledningar bara kan utnyttjas till hälften av sin avsedda kapacitet p g a att slingflödena adderar sig till den från början avsedda nyttolasten. På samma gång innebär detta att andra ledningar blir alldeles för lätt belastade (Stymne [1994]).

En ideal prissättningsmodell

Hur har nu det gamla systemet för elöverföring i Sverige, med kontrakt baserade på kontraktsvägar, egentligen fungerat? Svaret är – inte så dåligt. Detta p g a att slingflödena inte har representerat en så stor andel av totalflödena, delvis beroende på Sveriges långsmala form där den huvudsakliga effektriktningen på storkraftnätet varit och alltjämt är från norr till söder. Vidare har det varit få aktörer som överfört elektricitet på storkraftnätet. Dessa har haft ett nära samarbete, vilket medfört att transitörerna kunnat balansera ut effekterna av slingflödena informellt. I kontrakten baserade på MWkm har även hänsyn tagits till stockningsfenomen och taxenivåerna grovhugget anpassats därefter. I framtiden kommer dock många av dessa förutsättningar att radikalt ändras. Det ökar behovet av mer kostnadstroga transmissionspriser. Fler aktörer kommer att överföra elektricitet på näten, vilket troligen minskar aktörernas möjligheter att samarbeta. Att koordinera informella utbyten för att balansera ut effekterna av slingflöden kommer därigenom att bli svårare. Vi går också mot en nordisk, och kanske i förlängningen även västeuropeisk, elmarknad, vilket gör att den framtida markna-

den mer kommer likna den amerikanska elmarknaden, vad avser förekomst av slingflöden i jämförelse med vad den svenska elmarknaden gör idag.

En prissättning baserad på den faktiska kostnadsstrukturen i näten bör alltså införas.⁶ Här måste hela systemet beaktas och detta låter sig enkelt göras med hjälp av modern datateknik. Priset för ett uttag i punkt i , alternativt kallad nod i , vid tidpunkten t ska då vara lika med den faktiska kostnad detta uttag ger upphov till. Denna kostnad ges av följande uttryck:

$$MK_{it} = MKG_{it} + MKF_{it} + MKS_{it}$$

MK_{it} är den totala kortsiktiga marginalkostnaden i nod i vid tidpunkten t som ett uttag ger upphov till, inkluderande genererings-, förlust- och stockningskostnader.

MKG_{it} är den kortsiktiga marginalkostnaden för att generera kraft vid tidpunkten t hos den sist i drift tagna enheten i systemet förutsatt inga förluster eller överföringsbegränsningar.

MKF_{it} är kostnaden på marginalen för förluster i nätet orsakade av strömmens transport från genereringskällorna till nod i vid tidpunkten t .

MKS_{it} är den marginella stockningskostnaden i nod i vid tidpunkten t . Stockning – flaskhalsar – på överföringsnätet kan leda till att de billigaste produktionsenheterna inte kan användas fullt ut. Istället måste en dyrare anläggning köras. Skillnaden mellan de kortsiktiga marginalkostnaderna för att generera kraft i de dyrare relativt de billigare anläggningarna kan ses som en alternativkostnad hänförlig till flaskhalsarna.

I ekvationen ovan har ett förenklande gjorts. Generellt skulle man kunna tänka sig att man införde en fjärde term som angav de kostnader på marginalen som ett

⁶ Grundidéerna bakom detta resonemang återfinns i Hogan [1991].

uttag⁷ i nod i vid tidpunkten t medförde vad avsåg variationer i elsystemets driftsäkerhet.⁸

En första slutsats som kan dras är att en prissättning som beaktar den faktiska kostnadsstrukturen måste baseras på en punktarriff, dvs en tariff som inte är avståndsberoende.

De totala förlusterna på elnätet uppgår till något mindre än en tiondel av all el som produceras i Sverige. I och för sig är summan av de marginella förlusterna större än totalförlusterna, men termen MKF_{it} är ändå typiskt sett mycket mindre än termen MKG_t . Än mer intressant är att stockningstermen, MKS_{it} , vid nästan alla tidpunkter är mycket mindre än förlusttermen, MKF_{it} , eftersom det svenska elnätet sällan drabbas av stockning.

Detta är en stark indikation på att man i Sverige investerar alldeles för mycket i nätkapacitet. Arkitekterna bakom det svenska elnätet har helt enkelt värderat driftsäkerheten alltför högt.

En andra slutsats är att ett införande av punktarriffen gör att transmissionspriset för överföring från punkt i till punkt j , vid tidpunkten t , kan definieras som:

$$TP_{ijt} = MK_{jt} - MK_{it} = (MKF_{jt} - MKF_{it}) + (MKS_{jt} - MKS_{it})$$

Eftersom marginalkostnaderna avspeglar alla fysikaliska växelverkningar på elnätet som ett uttag eller en inmatning på marginalen ger upphov till kommer detta även att gälla transmissionspriset. En överföring från nod i till nod j är nämligen ekvivalent med att sälja kraft i nod i , till priset MK_{it} , och köpa kraft i nod j , till priset MK_{jt} . Netto kostar en sådan transaktion $MK_{jt} - MK_{it}$, vilket just är transmissionspriset. Första termen i uttrycket ovan, $(MKF_{jt} - MKF_{it})$, är överföringen från nod i till nod j 's marginella effekt på systemets förluster. Den andra termen, $(MKS_{jt} - MKS_{it})$, är överföringen från nod i till nod j 's marginella effekt på systemets stockningskostnader. Denna term kan tolkas som knapphetsräntan på den över-

föringskapacitet som överföringen från nod i till nod j tar i anspråk. Detta synsätt ger alltså väldefinierade transmissionspriser, som är oberoende av explicit eller implicit angivna flödesvägar.

En tredje slutsats är att priset för en överföring i uttrycken ovan kan vara negativt, dvs att man *de facto* får betalt för överföringen. En överföring från nod i till nod j betingar samma pris, fast med omvänt tecken, som en överföring från nod j till nod i . Detta är logiskt då överföring av kraft mellan två noder kan ses som försäljning av kraft i den ena noden och köp av motsvarande mängd kraft i den andra noden.

Prissättning i enlighet med den ovan beskrivna kostnadsstrukturen ger ett effektivt investeringskriterium. Detta säger att en investering i nätkapacitet ska ske om kostnaden för att öka överföringskapaciteten en enhet, räknad som en annuitet, är lägre än summan av de föränd-

⁷ Diskussionen om marginalkostnaderna här avser uttag. Självklart gäller motsvarande resonemang även för inmatning. Priset för ett uttag i en viss nod i vid en viss tidpunkt t motsvaras exakt av ersättningen för en inmatning av motsvarande kvantitet i samma nod vid samma tidpunkt.

⁸ Olika slag av belastningar ger upphov till olika grader av driftsäkerhet, som med hjälp av approximationer, undersökningar och sinnrikt utformade kontrakt kan åsättas värden. Ett uttags marginella påverkan på driftsäkerhetsvärdet kan ses som en marginalkostnad hänförlig till driftsäkerheten. I diskussionen ovan är en viss nivå på driftsäkerheten förutbestämd och får på inga villkor underskridas. Termen MKS_{it} borgar för detta på så sätt att termen ökar kraftigt om uttaget i nod i vid tidpunkten t hotar att bli så stort att den förutbestämda driftsäkerheten är i fara. Om man istället tillät driftsäkerheten variera skulle antagligen ett mer effektivt utnyttjande av överföringssystemet uppnås. Då skulle kostnaderna för en lägre driftsäkerhet, överföringssystemet givet, kunna vagas mot intakterna i form av lägre stockningskostnader.

ringar⁹ som uppstår i de aggregerade förlusttermerna, stockningstermerna och eventuella driftsäkerhetstermer pga att överföringskapaciteten ökas en enhet.

Om detta kriterium hade fått ligga till grund för de investeringar som gjorts i nätkapacitet i Sverige under 1900-talet skulle dessa investeringar med mycket stor sannolikhet varit avsevärt lägre än de *de facto* har varit.

Prissättningen på storkraftnäten i Norge och Sverige

Att studera prissättningen på storkraftnätet i Norge är en bra utgångspunkt vid ett studium av Svenska Kraftnäts nya nättariffer då prissättningen i Norge delvis har använts som förebild för de nya svenska nättarifferna.

I Norge har ett punktтарiffsystem införts på storkraftnätet (Svenska Kraftnät [1993, s 39–41]). Detta tariffsystem innehåller en sk energiavgift som består av två element, en förlustavgift och en kapacitetsavgift.¹⁰

Förlustavgiften beror på hur mycket som matas in på, respektive tas ut från, nätet, samt på var och vid vilken tidpunkt transaktionen sker. Norge delas in i sex områden och för vart och ett av dessa begagnas tre tidsperioder. Avgiften är konstruerad på ett sätt som gör att priset i en punkt blir olika beroende på om transaktionen avser inmatning eller uttag.

Kapacitetsavgiften används för att reducera elöverföringen genom trånga sektorer, flaskhalsar, i nätet. Om driftledaren befärad att det kommer att uppstå trånga sektorer – begränsande snitt – kan avgiften införas. Som en övergångslösning hanteras snittbegränsning idag främst genom att dygnsmarknaden begär in köp- och säljbud för olika områden separat. Generellt sett fås ett lågt jämviktspris i områden med produktionsöverskott, alternativt konsumtionsunderskott (exempelvis i Nordnorge) och ett högt jämviktspris i områden med produktionsunder-

skott, alternativt konsumtionsöverskott (exempelvis Osloområdet). Ett företag som behöver transportera el över ett snitt (från norr till söder) måste då lämna säljbud i norr och köpbud i söder. Härigenom kan nätoperatören försäkra sig om att de begränsande snitten inte överbelastas. Samma resultat fås genom ett system som idag tillämpas i liten skala, men i framtiden är tänkt att bli allennärådande. I detta system finns det endast ett systempris på dygnsmarknaden, för såväl konsumenter som producenter. Som tillägg till detta debiteras och krediteras kapacitetsavgifter på ett sätt som gör att producenter och konsumenter i praktiken erfar samma områdesspecifika jämviktspriser som ovan.

Detta är en metod som mycket väl avspeglar den faktiska kostnadsstrukturen. Olika områden (noder) har olika jämviktspriser och skillnaderna mellan dessa avspeglar stockningskostnader. Vidare blir transmissionspriserna just lika med skillnaderna i jämviktspriser.

Även om Norge inte har en modell som avspeglar den faktiska kostnadsstrukturen så har dock norrmännen kommit en bit på väg. Inforandet av en punktтарiff – något som skedde relativt nyligen – och sloandet av kanalavgifterna var bara det ett stort steg på vägen. Att använda tre tidsperioder vid beräkandet av förlustavgiften gör det möjligt att avspegla de kortsiktiga marginalkostnadernas tidsmässiga variation på ett godtagbart sätt. Dock måste fler punkter (noder) införas och tankarna bakom förlustavgiften revideras så att priset i en punkt blir oberoende av om transaktionen avser inmatning eller uttag. I båda fallen är ju den kortsiktiga marginalkostnaden den-

⁹ En minskning räknas har med positivt tecken.

¹⁰ Ett antal fasta avgiftselement existerar också. De tas inte upp här eftersom de inte är jämförbara med termerna i mina kostnadsuttryck.

samma. Kapacitetsavgifternas struktur är dock, som ovan påpekats, mycket god.

Svenska Kraftnäts nya tariffsystem innehåller bl a en effektagift och en energiavgift (Svenska Kraftnät [1994]). Effektagiften erläggs utifrån den årligt abonnerade effekten. Avgiften erläggs för såväl inmatning som uttag. Uttag i norr och inmatning i söder är billigt, medan det omvända är dyrt.¹¹

Energiavgiften är uppbyggd på samma sätt som det norska systemets förlustavgift. Den svenska avgiften synes dock vara mycket bättre än motsvarigheten i Norge, då den har fyra tidsperioder (mot tre i Norge), ca 150 noder (mot sex i Norge) och framför allt, avgifterna för inmatning respektive uttag är symmetriska. Den del av priset i en nod som beror av förlusterna blir då oberoende av om transaktionen avser inmatning eller uttag, vilket är bra. Förlustkoefficienterna, vilka energiavgiften är uppbyggd av, ska spegla de marginella förluständringarna på nätet. Koefficienterna beror bara på vilken latitud (nord-sydlig position) noden har och inte på den öst-väsliga positionen. Detta är en hygglig approximation eftersom de flesta effektlödena huvudsakligen går i nord-sydlig riktning. Koefficienten är positiv för inmatning i norr och uttag i söder (transitören får betala i dessa fall) och negativ för uttag i norr och inmatning i söder (transitören får betalt i dessa fall).

Sammanfattningsvis kan sägas att det nya tariffsystemet är bra vad avser hanteringen av förlustkostnader och dåligt vad avser hanteringen av stockningskostnader. Tariffsystemet är med andra ord dåligt anpassat för en situation utan överkapacitet, vilket kan visa sig vara mycket allvarligt på sikt. Då det svenska elnätet sällan drabbas av stockning skulle ett införande av stockningstermer liknande dem i föregående avsnitt initialt inte påverka tariffernas storlek så mycket. Detta torde underlätta införandet av en mer kostnadstrogn prissättning – åtminstone

bland aktörerna på överföringsmarknaden. Nätägarna skulle troligtvis vara skeptiska till en sådan prissättning då deras intäkter åtminstone initialt skulle bli låga vid införandet av densamma. Att stockningstermerna skulle bli låga är inget argument mot att införa dem. Snarare är det ett bevis på att dessa termer borde ha införts för länge sedan, eftersom man då direkt hade kunnat väga kostnaderna för en nätinvestering mot de förändringar i stockningstermerna investeringen skulle ha medfört. Vi har gått från kanaltariffer till punkttariffer, vilket gör att transmissionspriserna nu kan vara negativa, dvs man kan få betalt för att göra en överföring, vilket är ett tillfredsställande resultat. Dock tas inte steget fullt ut mot helt kostnadstroga tariffer.¹²

¹¹ Avgiften ska bli tacka kostnader för mott-ransiteringar. Dessa blir nödvändiga då inga kapacitetsavgifter av den typ som finns i Norge existerar i detta tariffsystem. Detta är inte bra eftersom transitörerna härigenom inte direkt får erfa de stockningskostnader som *de facto* foreligger och alltså inte kan göra en adekvat kostnadsvardering av sina överföringar.

¹² Ett exempel ur verkligheten får belysa skillnaderna mellan de olika tariffsystemen. Skellefteå Kraft AB har genom åren betalat för att fora kraft på stamnätet från Forsmark till företagets avsättningsområden i Vasterbotten, trots att den verkliga effektriktningen har varit från norr till söder (SOU 1993:68, s 133-134) Detta har varit ett orimligt förhållande. Företaget har konsumerat kraft där denna är billig och producerat kraft där denna är dyr. Skellefteå Kraft AB skulle i detta fall fått en lägre överföringskostnad om de hade investerat i kraftproduktion i Vasterbotten i stället för i Uppland, vilket är en samhällsekonomiskt felaktig styrsignal, då ytterligare kraftproduktion i norra Sverige medför att ännu mera kraft än idag behöver transporteras över storkraftnätet. En prissättning som överensstämde med den faktiska kostnadsstrukturen i nätet skulle helt komma till rätta med detta problem och göra att Skellefteå Kraft AB fick betalt för sin överföring, vilket är ett tillfredsställande resultat.

Avslutande kommentarer

En prissättning baserad på den faktiska kostnadsstruktur jag ovan beskrivit bör snarare ses som ett mål att sträva mot än en färdig lösning, som till punkt och pricka ska införas snarast möjligt. Generellt sett är det inte säkert att en sådan prissättning kommer att täcka systemets fasta kostnader, vilket aktualiserar införandet av någon typ av fasta avgifter. Att ta fram förlust- och stockningskostnader via datorsimuleringar är inte svårt. Mer kostnadstrogn estimat av driftsäkerhetens värde än de som implicit eller explicit används idag borde heller inte vara omöjliga att ta fram.

En annan sak är att en dylik prissättning inte kommer att kunna implementeras hur långt ner i distributionskedjan som helst. Jag har tidigare i artikeln helt bortsett från transaktionskostnader. Att införa en prissättning baserad på den faktiska kostnadsstrukturen är bara optimalt om intäkterna därav i form av ökad effektivitet överstiger de transaktionskostnader som är associerade med införandet. I praktiken blir frågan helt enkelt hur stor konsumtionen och/eller produktionen i en punkt måste vara för att motivera att denna punkt modelleras som en nod vid prissättningen. Att elverk och större industrier kommer att uppfylla storlekskravet är uppenbart. Troligtvis kommer inte normalhushåll utan eluppvärmning att uppfylla storlekskravet då kostnader för mätning, avräkning, prisuppgifter och dylikt blir för stora relativt vad som kan vinnas i effektivitetshänseende på att inkludera dessa hushåll som noder vid prissättningen. Vad avser mindre industrier och hushåll med eluppvärmning är det en empirisk fråga huruvida det lönar sig att inkludera dessa.

Vilken tariffstruktur som kommer att införas i detaljledet, dvs vilken tariffstruktur slutkonsumenten kommer att erfaras, är en mycket viktig fråga, då efterfrågan på storkraftnätet till syvende og

sidst beror på slutförbrukarnas efterfrågan. Det är därför viktigt att slutförbrukarna i största möjliga mån får erfaras de verkliga marginalkostnaderna. Värt att poängtera är att detta inte bara är en fråga om taxornas struktur utan även i allra högsta grad deras nivå. För konsumenterna är ju nivån snarare än strukturen på taxorna av intresse. Troligt är att det finns en enorm rationaliseringspotential i distributionsledet, vilket på sikt torde kunna sänka taxenivån. Ett problem i samband med detaljtaxorna är att nätmyndigheten inte har befogenhet att ålägga elverken att debitera taxor baserade på marginalkostnaderna.

Om en kostnadstrogn prissättning implementerades skulle nätmyndigheten bara behöva kontrollera marginalkostnaderna i varje punkt och inte som nu explicit granska transmissionspriserna eftersom man vid ett studium av marginalkostnaderna får transmissionspriserna "på köpet".

Referenser

- Hogan, W W, [1991], "Contract Networks for Electric Power Transmission: Technical Reference", Harvard University, Cambridge, Mass.
- Lundgren, S, [1986], "Elpriser: Principer och praktik", Research Report 231, Ekonomiska forskningsinstitutet vid Handelshögskolan i Stockholm.
- SOU 1993:68, *Elkonkurrens med nätmonopol*, Delbetänkande av Ellagstiftningsutredningen.
- Stymne, P, [1994], "Ny teknik styr kraftflöden", *ERA*, årg 67, nr 6-7, s30.
- Svenska Kraftnat, [1993], *Handelsplats för el*, Utredning om förutsättningar för en svensk elbörs.
- Svenska Kraftnat, [1994], "Allmänna avtalsvillkor för anslutning till och utnyttjande av stamnatet", preliminär utgåva.