

Miljö- och  
Samhällsbyggnadsdepartementet  
Energienheten  
103 33 STOCKHOLM

## **EL- OCH GASMARNADSUTREDNINGEN. SOU 2004:129 REMISSYTTRANDE FRÅN SERO**

Sveriges Energiföreningars Riksorganisation, SERO, har givits tillfälle att inkomma med remissyttrande över slutbetänkandet El- och naturgasmärknaderna, SOU 2004:129, och lämnar härmed följande yttrande.

### **Sammanfattning**

SERO ansluter sig till vad framförts av Christer Söderberg, sakkunnig i El- och naturgasmärknadsutredningen N 2003:04, i särskilt yttrande i slutbetänkandet, SOU 2009:129, från utredningen.

Detta särskilda yttrande förtydligas och kompletteras i det följande.

Utredaren i El-och naturgasmärknadsutredningen har haft uppdraget att utreda konsekvenserna av borttagandet av bestämmelsen att småskalig elproduktion, produktionsanläggningar upp till 1 500 kW effekt, ej behöver erlägga nätavgift. Utredaren har emellertid går ett steg för långt och direkt föreslagit ett borttagande av denna bestämmelse.

Utredarens ställningstagande bygger på att det finns ekonomiskt utrymme att belasta småskalig elproduktion med en nätavgift på 4-10 öre/kWh, vilket är ungefär dubbelt så mycket som nuvarande nätavgifter för storskalig elproduktion. Detta torde bero på att lokal nät innehåller "import" av kostnader från överliggande nät, som den småskaliga elproduktionen ej nyttjar, varför förslaget innebär införandet av en diskriminerande regel. Utredaren har överskattat de framtida intäkterna för småskalig elproduktion, i synnerhet elcertifikatpriserna som pressas av en överproduktion och där systemet är föremål för en utredning som kan medföra ytterligare sänkning av priserna samt utesluta vissa producenter från certifikattilldelning. Produktionskostnaderna har däremot underskattats och utredaren har inte ansträngt sig för att utreda den småskaliga elproduktionens kostnader utan baserat sina siffror på Elforsks utredning av nyproduktionskostnader från 2003. I denna utredning medtogs av olika anledningar ej samtliga kostnadselement och produktionskostnaderna redovisades som ett kostnadsspann, där utredaren felaktigt valt den lägre delen av spannet. Utredaren har ej nyttjat de noggranna produktionskostnadsuppgifter som SERO framlagt till utredningen (bilagor till det särskilda yttrandet).

Nätbolagens nätavgifter för uppdraget att transportera el, att ta betalt av både kunder och producenter, är svåröverskådligt och ger felaktiga signaler till både kunder och producenter, i synnerhet som man har monopol på detta transportuppdrag och tillämpar huvudsakligen fasta avgifter trots att man har de bästa förutsättningar att tillämpa rörliga tariffer. Nätbolagens sätt att utforma sina tariffer borde vara föremål för en särskild utredning.

Under senare år har det uppstått en olycklig polarisering mellan nätbolag och producenter med småskalig elproduktion. Det hänger samman med nätbolagens hårdnande attityd mot nya produktionsanläggningar, vilket resulterat i allt högre anslutningsavgifter samt hos vissa nätbolag även en särskilt nyanslutningsavgift, 800-1 200 kr/kW, för framtida förstärkning av nätet. Sådana schablonavgifter uppfyller ej ellagens krav på saklig utformning av nätavgifter. I vissa glesa nät, till exempel i fjällområden, kan introduktion av nya produktionsanläggningar med avsevärd installerad effekt medföra att det lokala nätet behöver förstärkas. För att inte elkunderna i sådana områden ska drabbas alternativt att sådana anläggningar inte kommer till stånd om investeraren ska stå hela kostnaden, föreslår SERO införandet av en utjämningsfond, vilken finansieras av böter från elcertifikatsystemet samt med en schablonavgift på befintlig småskalig elproduktion.

Fonden skall förvaltas av en speciell partssammansatt nämnd, där även Energimyndigheten bör ingå. Denna fond ska även vara ett forum för att behandla tvister mellan parterna i frågor som berör producenternas anslutning till och inmatning på elnäten. Nämnden ska i dessa fall avge rekommendationer i behandlade ärenden och dessa skall ges stor vikt i ev fortsatt rättslig prövning av ärendet.

I det betänkande från Fjärrvärmeutredningen, som nyligen lämnades av utredaren Bengt Ove Birgersson föreslås inrättande av en liknande nämnd där tvister mellan fjärrvärmeleverantörer och värmekunder kan tas upp. Utredaren anser att värmekunderna har en svag ställning gentemot värmeleverantören och att det behövs ett forum där tvister kan behandlas.

Likaledes har producenter med småskaliga elproduktionsanläggningar en svag ställning visavi nätbolagen, varför behov av en motsvarande nämnd är uppenbar.

SERO:s synpunkter på naturgaskdelen av betänkandet SOU 2004:129 finns redovisade under avsnittet om naturgas i detta remissyttrande.

### **Allmänt**

SERO ansluter sig till vad framförts av Christer Söderberg, sakkunnig i El- och naturgasmärknadsutredningen N 2003:04, i särskilt yttrande i slutbetänkandet, SOU 2004:129, från utredningen.

Detta särskilda yttrande förtydligas och kompletteras i det följande.

Utredaren har haft uppdraget att utreda konsekvenserna av ett upphävande av den bestämmelse i ellagens 4 kap. 10 § som anger att småskalig elproduktion, anläggningar under 1 500 kW, skall undantas från bestämmelsen att erlägga nätavgift. Konsekvenserna av detta är ofullständigt utredda, men utredaren föreslår ändå ett upphävande av denna undantagsbestämmelse, något som inte ingick i direktivet till utredaren. Utredaren föreslår även borttagande av bestämmelsen i ellagens 3 kap. 14 § som anger att små elproduktionsanläggningar ej skall debiteras kostnaden för mätutrustning med insamlingsutrustning och dess installation i inmatningspunkten. Att utreda detta ingick inte i uppdraget till utredaren och han har dessutom missförstått innebörden av denna bestämmelse.

Utredaren förefaller ha haft ambitionen att komma fram till slutsatsen att en nätavgift kan införas på småskalig elproduktion och valt underlag som leder till denna slutsats.

Ett exempel på detta är att man valt Svensk Energi att lämna underlag till kapitel 10.

Svensk Energi har å sin sida låtit de tre stora nätbolagen hos Sydkraft, Fortum och Vattenfall lämna underlag till betänkanudet, just de bolag som förfäktat borttagandet av undantagsregeln. Inget mindre nätbolag har fått lämna underlag. Att utredaren inte genomskådat detta tyder på bristande neutralitet i förhållande till uppdraget. Nätbolaget har att utföra transporter av el från producent till slutkund. Inom transportsektorn är det vanligen en slutkund som betalar transporten, "fritt leverantören", men parterna kan komma överens att leverantören betalar transporten, "fritt kunden", i vilket fall transporten bakas in i varans pris. I fallet transport av el tar nätbolagen betalt av både kund och leverantör, något som närmast kan benämnas "fritt någonstans på elnätet". En sådan typ av prissättning är svår att tränga igenom och detta är allvarligt eftersom nätbolagen har monopol på transporten och borde ha ett krav på sig att ha transparenta nättariffer.

### **Ellagen och nättariffer**

Elbolagens nättariffer behandlas i ellagen. Här redovisas hur elbolagen ska debitera slutkunder men det framgår inte någonstans att bestämmelserna även avser elproducenter. Det kan därför ifrågasättas om nätbolagen har rätt att debitera elproducenter en nättariff. Hur behandlas utländska elproducenter i detta avseende? Föreligger här ett fall av diskriminering?

### **Utredarens förslag till nättariff för småskalig elproduktion (kap. 10, pkt 3.2)**

Utredaren har överlåtit till Svensk Energi att lämna underlag om införandet av en nättariff för småskalig elproduktion. I detta underlag finns flera märkliga påståenden och slutsatser. Ett sådant är skapandet av ett "fiktivt medelnät" som utgångspunkt för förhållandena i ett medelstort svenskt elnät och som utgör utgångspunkten för hur en nättariff för småskalig elproduktion ska konstrueras. Av "medelnätets" storlek framgår att det i princip täcks effektmässigt av tre normalstora vindkraftverk på 850 kW. Finns det verkligen så små lokala nät? Underlaget från Svensk Energi redovisar att småskalig elproduktion bör debiteras en nättariff på 4-10 öre/kWh beroende av anläggningens effekt, årsproduktion och den spänningsnivå där anläggningen är ansluten.

När samma nätbolag gjorde en utredning till Elcertifikatutredningen kom man fram till intervallet 1-5 öre/kWh, vilket även stämmer med de nättariffer större kraftanläggningar debiteras. Större kraftanläggningar betalar normalt nätavgifter på regionnätetsnivå. Det är svårt att förstå denna nära fördubbling av nätavgifter som föreslås för små elproduktionsanläggningar, men troligen beror det på att man använde tariffer på lokalnätetsnivå vilka är högre än på region- och stamnätetsnivå eftersom kostnader adderas nedåt i spänningsnivå. Härigenom får lokala elproducenter betala kostnader från nät de inte utnyttjar, vilket är ologiskt och i sig en diskriminerande faktor.

I avsnitt 10.3.2 redovisas att kostnaden för mätning, beräkning och rapportering understiger 0,1 öre/kWh för småskalig elproduktion. Detta är grovt missvisande. Nätbolagen debiterar ca 4 000 kr/år för denna tjänst. Ett vindkraftverk på 750 kW effekt eller ett vattenkraftverk på 375 kW producerar normalt 1 500 000 kWh per år varvid årskostnaden för mätningstjänsten blir 0,27 öre/kWh. Man måste upp till en årsproduktion på 4 000 000 kWh för att nå 0,1 öre/kWh och då är man i allmänhet över gränsen för småskalig vattenkraft. Ett normalt kostnadsintervall för småskalig elproduktion är 0,2-0,8 öre/kWh.

Att utredaren enbart lämnar uppdrag åt Svensk Energi att lämna underlag i denna fråga kan närmast betraktas som "att sätta bocken till trädgårdsmästare".

### **Hinder för teknisk utveckling**

På flera ställen i kap 10 framför utredaren att gränsen 1 500 kW skulle medföra ett hinder för teknisk utveckling eftersom tillverkarna inte stimuleras att tillverka större anläggningar. Liknande argument förekommer i andra utredningar och i energidebatten men stämmer inte i jämförelse med verkligheten. Den tekniska utvecklingen sker inte i Sverige. Den sker i de länder där man stimulerat anläggningar för förnybar elproduktion med ekonomiskt fördelaktiga och stabila regler, vilket resulterat i tillkomsten av en forskningsverksamhet och en tillverkningsindustri som tillsammans utvecklat tekniken. Ett typiskt sådant exempel är vindkraften, där en stimulans av hemmamarknaderna startat en teknisk utveckling som skapat framgångsrika industrier i länder som Tyskland, Danmark och Spanien. Tesen att man slutar vara kreativ när man blir "mätt och belåten" gäller i vart fall inte energisektorn. Det är riktigt att investerare tenderar att suboptimera kring en ekonomisk gräns vilket kan leda till minskad utveckling av förnybar elproduktion, men i detta fall är denna reduktion ingenting mot den minskade produktion som den föreslagna nättariffen skulle ge upphov till. Många projekt skulle med denna belastning över huvudtaget inte komma till stånd. Detta kan enkelt lösas genom att höja gränsen till 10 MW, EU-Kommissionens gräns för småskalig vattenkraft.

### **Den småskaliga elproduktionens inverkan på elnäten**

Den småskaliga elproduktionens inverkan på elnäten kan vara både positiv och negativ. Utredaren har enbart funnit de negativa sidorna, men i det bifogade särskilda yttrandet kan man finna de fördelar utredaren glömt.

På sidan 334 hänvisar utredaren till den tidigare Elnätsutredningen (SOU 2 000:90), vilken redovisar att elkunderna på Gotland beräknas få betala 10-20 procent för höga nättariffer för nätförstärkningar på vindkraftetableringen. Även utredaren hade med detta påstående tidigare i utredningsarbetet men det togs senare bort då det framkom att nätbolaget på Gotland, GEAB, debiterar vindkraftanläggningarna 1 200kr/kW installerad effekt för att kompensera för förstärkningen av elnätet. Det är därför förvånansvärt att utredaren låter hänvisningen till Elnätsutredningen stå kvar utan kommentar till den felaktiga uppgiften.

Historiskt sett (ca 100 år) har småskalig elproduktion enbart varit fördelaktig för nätet då detta vanligtvis byggdes upp kring ett mindre vattenkraftverk. Idag när rikselnätet är utbyggt kan industrier och bostäder få erforderlig elkraft från annat håll än den lokala anläggningen, men den gör ändå stor nytta genom att den lokalt producerade kraften konsumeras i närområdet och minskar de nätförluster som fjärrproducerad kraft medför. Distribuerad elproduktion ökar säkerheten i elnäten och kan i vissa fall förse närområdet vid större nätbortfall, som det som uppstod i samband med orkanen Gudrun.

Men dagens ökande behov av el gör att el måste produceras på många platser, med många energikällor, och där det finns naturliga förutsättningar för produktion. Produktionsanläggningarna kan därför behöva anläggas i områden med gles utbyggt elnät, varvid anslutningsledningarna blir långa och elnätet kan komma att behöva förstärkas. En sådan anslutningsledning kan bli orimligt dyr för projektägaren om denne ska stå för hela kostnaden och elkunderna kan komma att belastas ekonomiskt om nätbolaget ska stå för nätförstärkningen. Detta kan medföra att goda projekt ej blir genomförda om inte någon form av kompensations- och utjämningsystem införs. Ett möjligt sådant redovisas under rubriken förslag.

### **Ekonomiska förutsättningar**

En utredare som ska komma med ett förslag som kostnadsbelastar en producent, i detta fall av el, måste ha ett trovärdigt underlag som redovisar både intäkter och kostnader för produktion av varan.

Utredaren av El-och naturgasmärnaderna har ägnat mycket utrymme åt tidigare stödsystem och tidigare ersättningar, men eftersom förslaget ska avse förhållanden i framtiden, efter år 2007, borde utredaren inte ha lagt ned så mycket arbete på utgående stödsystem som miljöbonus till vindkraft, vilket upphör efter år 2008. Miljöbonus bör därför inte ingå i kalkylen, enbart omnämnas som ett nuvarande stödsystem för vindkraft under avtrappning. Detta för att få en rättvisande bild av situationen i framtiden.

Utredarens syn på intäkterna för småskalig elproduktion i framtiden, med antagande att elcertifikatsystemet fortsätter efter år 2010, är väl positiv. Att elpriset kan ligga på en real nivå på 29 öre/kWh är sannolikt, men att elcertifikatpriset kan ligga kvar på nivån 240 kr/cert, 24 öre/kWh, är mindre troligt. Redan i år ligger det 4 öre/kWh lägre än 2004 och med nuvarande överskott av elcertifikat på marknaden är det inte osannolikt att det fortsätter att sjunka. En föreslagen gemensam certifikatmarknad med Norge har redovisats (Energitinget 2005, ECON Konsult) att kunna medföra en prissänkning med upp till 10 öre/kWh. Det har även framkommit att det aviserade förslaget om ändringar i elcertifikatsystemet kan medföra att vissa befintliga elproducenter fasas ut ur systemet.

Utredaren redovisar att en framtida intäktsnivå för små elproduktionsanläggningar kommer att ligga mellan 50 och 60 öre/kWh, medan SERO:s bedömning är ett intervall på 45-50 öre/kWh och med en gemensam marknad med Norge 35-40 öre/kWh och för kraftverk som fasas ut ur systemet blir nivån ca 30 öre/kWh.

Utredarens sammanställning över produktionskostnaderna för småskalig elproduktion är högst summarisk och bygger på en utredning om nyproduktionskostnader från Elforsk år 2003, där av olika skäl inte alla kostnadselement är medtagna och där ingen särskild hänsyn tagits till de produktionsanläggningar som ligger under 1 500 kW. Av detta skäl presenterade SERO för utredaren sammanställningar av produktionskostnader för småskalig elproduktion (ingår som bilagor till det särskilda yttrandet). Utredaren tog ingen hänsyn till av SERO framtagna produktionskostnader trots att det är just småskalig elproduktion som denna utredning avser. Med användning av sitt material om framtida intäkter och kostnader hävdar utredaren att småskalig elproduktion tål en nätavgift på 4-10 öre/kWh.

Baserat på det genomarbetade underlag SERO framtagit till utredningen anser SERO att den småskaliga elproduktionen inte tål en ytterligare kostnad på 4-10 öre/kWh utan att påtagligt negativt påverka befintlig småskalig elproduktion samt framtida produktionstillväxt. En sådan belastning utgör 8-20 procent av intäkterna.

### **Vad får produktionen och den tekniska utvecklingen att växa?**

Utredaren skriver (sidan 347): en förutsättning för att nyproduktionen skall komma till stånd är att aktörerna kan få en rimlig avkastning från stödsystemet under investeringens livslängd. I detta instämmer SERO.

Det som skiljer elproduktion från merparten av annan industriproduktion är processens livslängd. En normal industriprocess har en investeringshorisont på 6-8 år under vilken tid den ska återbetala sin investering medan elproduktionsanläggningar har 15-35 år och är mycket kapitalintensiva, i synnerhet vindkraft, vattenkraft och solkraft. Därför behöver sådana produktionsanläggningar långsiktiga, stabila och överskådliga regler för att intressera investerare. Dessutom behöver dessa anläggningar ha en marginal utöver produktionskostnaden för att täcka vädervariationer, till exempel torrår, ändrade politiska förutsättningar, ändringar i regelverket samt ge investeraren en viss vinst. I det särskilda yttrandet föreslås marginalen

2 - 2,5 procent av investeringen motsvarande ca 10-12,5 öre/kWh.

Utredarens påstående att en pålaga i form av en nättariff skulle kunna få småskalig elproduktion att öka är obegriplig.

En annan missuppfattning som förs till torgs är att det nuvarande marknadsbaserade elcertifikatsystemet ger ökad produktion i anläggningar med lägsta produktionskostnader såsom bränslebyten i fossilanläggningar (vilket inte ger någon ny elproduktion) och i nya kraftvärmeverk. De dyrare produktionsslagen som vind-, vatten- och solkraft får vänta tills den ökade kvotplikten ger högre certifikatpriser, då nyproduktion av dessa kan påbörja. Denna teori kan vara riktig men vad som inte redovisas är att under väntetiden har tillverkare och leverantörer i Sverige lämnat sektorn och utländska leverantörer har lämnat den svenska marknaden. Det blir resultatet av en sådan svältkur och man förlorar mer än man vinner på att inte åstadkomma en gemensam start för alla produktionsformer.

### **Anslutningskostnader och nätförstärkningar vid nyanläggning**

Enligt ellagen ska en elproduktionsanläggning bekosta sin anslutning till befintligt elnät samt betala för ev. nätförstärkning om inga andra elkunder har nytta av förstärkningen. Om andra kunder kan nyttiggöra sig av förstärkningen slås kostnader ut på kundkollektivet. Drift-, underhålls- och förnyelsekostnader på nätförstärkningen och anslutningsledningen omhänderhas sedan av nätbolaget utan debitering av små produktionsanläggningar.

Dessa frågor har vållat många konflikter. Nätbolagen, som har monopol på nätverksamheten, kan bestämma utförande, kostnad och tidpunkt för en nätanslutning. Debiterad kostnad ska vara saklig och kan överklagas till Energimyndigheten.

Kostnaderna för anslutning har varierat kraftigt för likvärdiga anslutningar, varför investerare har fått uppfattningen att nätbolaget ibland i anslutningskostnaden tar betalt för framtida underhåll och framtida nätförstärkningar. Investerare/producenter har i dessa frågor en svag ställning mot nätbolagen och konflikterna har i stor utsträckning belastat rättssystemet. Tiden fram till beslut är av erfarenhet lång, inte sällan 3-8 år, varför projektet ofta har hunnit ”rinna ut i sanden” när slutligt avgörande kommer.

Monopolbolaget utnyttjar i många fall sin ställning och eftersom man deklarerat sin motvilja, framförallt mot vindkraftparker, i sina nät kan passivitet och höga anslutningsavgifter förgöra många lovande projekt.

Dessutom betraktar producenterna systemet att få betala anslutningen och överlämna ägandet till nätbolaget, som en förlust av avskrivningsunderlag, vilket istället överförs till nätbolaget.

I strid med ellagen tar numera flera nätbolag ut en extra avgift vid anslutningen för odefinierad framtida nätförstärkning. GEAB på Gotland, tar således ut 1 200 kr/kW och Vattenfall Eldistribution 800 kr/kW, medel vilkas användning ej redovisas till producenterna. Ellagen säger att kostnader av detta slag ska grunda sig på saklighet och dessa schablonkostnader uppfyller ej det kravet.

### **Ersättning för nätnytta**

Lokal produktion ska enligt ellagen ersättas för de kostnadsminskningar som den lokala produktionen medför för nätägaren.

Denna nätnytta definieras som minskade kostnader för överföring av energi och effekt från överliggande nät samt minskade förluster i det lokala nätet.

Före avregleringen 1996 låg denna ersättning på 12-15 öre/kWh under vinterns höglasttid och 2-3 öre/kWh under övrig tid. Efter avregleringen har denna ersättning krympt till 1-3 öre/kWh som ett genomsnitt över året.

Huvudanledningen till detta torde vara att nätbolagen gjort om en effekttariff från rörlig till fast. Höglastavgiften var före 1996 en rörlig effektaggift baserad på ett flertal högsta effekttuttag under vinterns höglasttid. Efter avregleringen övergick denna effektaggift att bli abonnerad på samma sätt som den effektaggift som benämns abonnerad effekt.

Detta missgynnar slutkunder på hos lokalnäten, vilka i praktiken får betala en "försäkringsavgift", liksom elproducenter som i förväg måste garantera en effektleverans under tider med hög belastning på nätet, något som är svårt när man är beroende av naturens villkor. Detta minskar även slutkundernas incitament att spara energi, eftersom en stor del av nätkostnaden är en fast avgift. Nätbolagens strävan efter en allt större andel fast avgift borde vara föremål för en särskild utredning. Nätbolagen motiverar sina fasta avgifter med att de har stora fasta kostnader i form av räntor och personal. Samma förhållande gäller ägare av elproduktionsanläggningar utan att dessa har någon möjlighet att ta ut någon som helst fast avgift. Få företag torde ha så goda förutsättningar som nätbolag att ha en mycket hög andel rörlig avgift eftersom de har en närmast konstant omsättning av energi i sin verksamhet. Variationerna är normalt 2-3 procent, varför intäkterna med en rörlig avgift torde ha samma variation.

För ett företag som har monopol på sin transportverksamhet borde det vara naturligt att enbart ta betalt för levererad vara på ett transparent sätt.

Under orkanen Gudrun upprördes många elkunder av att de fick betala avgifter till nätbolagen utan att en enda kilowattimme levererades. En del av skadorna under Gudrun härjningar hade säkert kunnat förebyggas med en huvudsaklig rörlig nättariff, vilket skulle ha ökat bolagens incitament att bygga mer avbrottsfria elnät.

### **Upphävande av bestämmelsen i 3 kap. 14 §, ellagen**

Utredaren föreslår upphävande av den bestämmelse i ellagens 3 kap. 14 §, vilken anger att en småskalig elproduktionsanläggning ej skall belastad med kostnaden för elmätare med insamlingsutrustning samt dess installation i inmatningspunkten. Dessa kostnader slås nu ut på kundkollektivet.

Denna bestämmelse tillkom i samband med elcertifikatsystemets införande, där det fanns ett krav på månadsavläsningar medan Svenska Kraftnät krävde timvis mätning för sitt registreringssystem. För att tillfredsställa Svenska Kraftnäts krav bestämdes den dyrare timmätningen men att kostnaden för detta ej skulle belasta producenterna utan slås ut på kundkollektivet. Man ska dock vara medveten om att denna merkostnad för kundkollektivet är helt försumbar p g a utspädningseffekten. Det finns ca 2 000 elproduktionsanläggningar och ca 4 000 000 elkunder. Den ökade kostnaden för en elkund är i genomsnitt 2 kr per år, vilket inte motiverar en lagändring. Utredarens förslag till ändring av ellagens 3 kap. 14 § är således obefogat.

### **EU:s Direktiv 2001/77/EG om främjande av förnybar elproduktion**

Sedan några år gäller EU:s direktiv 2001/77/EG, främjande av elproduktion från förnybara energikällor, där varje medlemsland har ett mål för ökningen av denna typ av elproduktion. Direktivet anger att hinder för utvecklingen av förnybar elproduktion skall minskas och villkoren får ej vara diskriminerande. Utredarens förslag ökar hindren och stävjar utvecklingen av produktionen samt inför diskriminerande regler och strider därför mot direktivet.

### **Nättariffer i andra EU- länder**

En enkät bland andra EU-länder visar att det inte finns liknande nättariffer för småskalig elproduktion som de utredaren föreslår. Det innebär att det införs ett konkurrenshinder för svensk småskalig elproduktion när den europeiska elmarknaden har öppnats.

### **Förslaget medför ökad administration**

Eftersom elnätverksamhet är monopol finns det en begränsning hur mycket en nätägare får tjäna på sin verksamhet för att inte kunderna ska bli lidande.

Om intäkterna från producenterna ökar måste lokalnätägaren sänka sina intäkter från uttagskunderna, dvs korrigera sina tariffer när nya kraftverk tillkommer i nätet. Detta kommer att medföra en ökad administrativ belastning för lokalnätägarna och därmed högre kostnader. Det är därför svårt att förstå att förslaget till nättariffer för småskalig elproduktion ursprungligen kommer från nätägarna.

### **SERO:s förslag**

Utredarens förslag bygger på ett underlag som ej är helt korrekt. Utredaren har heller ej utnyttjat den tillgängliga informationen om produktionskostnader för småskalig elproduktion. Detta har lett till felaktiga slutsatser om lönsamheten i småskalig elproduktion, i synnerhet mot bakgrund till den senaste tidens tankar kring förändringar av elcertifikatsystemet. Med hänsyn till vad ovan framförts motsätter sig SERO förslaget i SOU 2004:129 vad gäller borttagandet av undantagsbestämmelsen för småskalig elproduktion i ellagens 4 kap. 10 § samt 3 kap. 14 §.

SERO föreslår istället att följande punkter snarast utreds.

**A.** Eftersom utredarens förslag leder till minskad elproduktion från förnybara energikällor föreslår SERO att gränsen 1,5 MW i 4 kap. 10 § höjs till 10 MW och att den ska gälla för förnybar elenergi oberoende av på vilket nät inmatningen sker. 10 MW är den gräns EU-kommissionen satt för småskalig vattenkraft. På detta sätt skapas bättre förutsättningar för omställningen av det svenska energisystemet samt ökad möjlighet att uppfylla de krav som ställs på Sverige i Direktiv 2001/77/EG.

**B.** Skapa ett utjämningsystem för nätförstärkning och höga anslutningskostnader så att goda naturliga förutsättningar för elproduktion kan utnyttjas utan att lokala nät blir orimligt hårt belastade ekonomiskt. Om ett projekts genomförande kräver omfattande nätförstärkningar blir det kanske aldrig genomfört. Läggs kostnaden helt på investeraren blir projektkostnaden för hög och projektet genomförs inte, läggs den på nätbolaget kan detta vägra anslutning med hänvisning till kostnaden för nätförstärkning och projektet stoppas av den anledningen.

**C.** Genomför en utredning om nätavgifter och tariffsättning på de svenska elnäten. Av vad ovan framförts är nätbolagens avgifter och tariffer svårgenomskådliga och har diskriminerande inslag, tveksam saklighet vad gäller anslutningsvillkor, avgifter för mätning och rapportering samt ersättning för nätnytta. Elproducenterna har förklarat sig villiga att betala sakliga avgifter för anslutning, mätning och rapportering samt för den del av en nätförstärkning som en ny inmatning medför, till den del den ianspråkades av producentens inmatning. Elproducenterna har även förklarat sig villiga att stå för kostnaderna för drift, underhåll och förnyelse av anslutningsledningen mellan kraftstationen och det ordinarie elnätet under förutsättning att ledningen ägs av elproducenten och att denna således kan tillgodogöra sig avskrivningen på investeringen. Finansieringen av en nätförstärkning, och i vissa fall anslutningskostnaden, kan ske genom medel från böter i elcertifikatsystemet samt genom en schablonavgift på småskalig elproduktion (upp till 10 MW) som tillförs en fond, vilken förvaltas av en särskild nämnd (se nedan) Fondens användning av influtna medel ska redovisas öppet.



**D.** Skapa ett forum för hantering av konflikter mellan nätbolag och producenter. Detta forum bör bestå av en partssammansatt nämnd där även Energimyndigheten är representerad. Förebilden är den tidigare prisregleringsnämnde för elektrisk ström, vilken fungerade väl. Nämnden bör vara sammansatt av ledamöter med teknisk och ekonomisk kunskap om elproduktion och elnät. Nämnde ska ta beslut i inlämnade ärenden som rör anslutningar, behov av nätförstärkningar, kostnader för mätning och rapportering samt ersättning för nätnytta. Nämnden ska avge rekommendationer baserade på tagna beslut. Ett liknande förslag har framförts i Fjärrvärmeutredningen.

#### Remissvar El och gasmarknadsutredningen (Gasdelen)

Riksdagen beslutade år 2000 om en ny naturgaslag. Enligt den skall koncession, tillstånd, för en naturgasledning beviljas av regeringen endast om den är lämplig från allmän synpunkt, vilket bland annat innebär prövning även utifrån energipolitiska förhållanden. Vid koncessionsprövningen ska miljöprövning ske enligt miljöbalken och miljökonsekvensbeskrivning göras.

I samband med beslutet, och i åtskilliga riksmöten före och efter den nya lagens tillkomst, har frågan om en storskalig introduktion av fossilgas, naturgas, diskuterats i näringsutskottet och i riksdagen. Bred enighet har rått om att en sådan utbyggnad inte bör ges tillstånd av regeringen. I en gemensam reservation 1999 skrev till exempel den borgerliga oppositionen, fransett centerpartiet, följande:

"Vi avvisar alla planer på en storskalig introduktion av naturgas, fossilgas. En sådan ökad användning av naturgasen skulle leda till en väsentlig ökning av koldioxidutsläppen och omintetgöra koldioxidmålet. Vidare skulle naturgasen endast i mycket begränsad omfattning komma att tjäna som utbyte för olja och kol eftersom dessa bränslen redan har ersatts av biobränslen. I stället blir det biobränsleanvändningen i de kommunala värmeverken i södra och mellersta Sverige som kommer att hotas."

De tre partierna bakom den nuvarande energipolitiken, s, v och c, har också vi upprepade tillfällen deklarerat att "det är inte aktuellt med en storskalig introduktion av naturgas eller en ny naturgasledning i Sverige" och att "användningen av fossila bränslen skall hållas på en låg nivå i enlighet med Sveriges åtaganden att uppfylla Kyotoavtalet".

De tre partierna presenterade i oktober 2004 en strategi för den fortsatta avvecklingen av kärnkraften, där visionen är att Sverige på lång sikt baserar hela energitillförseln på förnybar energi. Vad gäller fossilgasens roll är man eniga om följande:

"Naturgasen är från klimatsynpunkt det bästa fossila bränslet men den används i liten skala i dag. Vi bedömer att naturgasen kan ha betydelse under en omställningsperiod. Detta förutsätter dock att den används på ett sätt som leder till bättre utnyttjande av de samlade energiresurserna och minskad belastning på miljö och klimat. Därför bör naturgasen företrädesvis utnyttjas för kombinerad el- och fjärrvärmeproduktion i kraftvärmeverk och för att ersätta olja och kol. Naturgasen får inte förhindra den kraftfulla utvecklingen av biobränslen som nu sker."

Biobränslen har sedan kärnkraftsomröstningen ökat med ca 50 terawattimmar till ca 100 terawattimmar per år. Potentialen för kommande kvartssekel är av samma storleksordning som ökningen som skett under det gångna!

.Fossilgasreserverna för Europa bedöms med nuvarande förbrukning räcka kanske 60 år. Med den ökande förbrukning som förutses minskar tidsutrymmet. Gasnätet är väl utbyggt på kontinenten, och där kan gasen betyda mycket ur klimatsynpunkt genom att ersätta delar av den mycket stora användningen av kol och olja.

I Sverige finns ett utbyggt gasnät i Skåne, längs västkusten och in i Småland, där utrymme finns för fortsatt gasexpansion. I Stockholm och längs ostkusten kan flytande gas, LNG, komma att spela en roll genom att tas in med båt.

Det är uppenbart att får man bygga en gasledning för åtskilliga miljarder genom hjärtat av Sverige, förutsätter det att man sedan kan leverera gas till industrier och värmeverk i mycket stor skala i området, och att priset måste sättas så att man får ut sin gas. Sveriges unika förutsättningar för att i Europa bidra till minskade koldioxidutsläpp genom sin stora och växande biobränsleanvändning hotas därmed mycket allvarligt, samtidigt som Sverige tar i anspråk en ändlig fossil resurs som ger i särklass bäst miljöutväxling genom användning på kontinenten.

Konsekvenserna av en gasintroduktion har nyligen belysts av Naturvårdsverket och Energimyndigheten i uppdraget "kontrollstation Sverige" med prognoser över utvecklingen fram till år 2020. Enligt huvudscenariot fortsätter utvecklingen för biobränsle som hittills fram till 2010 för att därefter stagnera eller gå baklänges. Gasanvändningen bedöms däremot öka med 50 % till ca 15 terawattimmar år 2010 och till 50 terawattimmar år 2020. Utsläppen av koldioxid beräknas härigenom öka med ca 6 miljoner ton de två decennierna fram till 2020, vilket inte alls är i linje med Sveriges åtaganden enligt Kyotoavtalet. Sett i ett Europaperspektiv, där Sverige i stället för biobränslen använder fossilgas som annars skulle ersatt kol och olja på kontinenten, är miljökonsekvenserna ännu sämre.

Det borde vara en självklarhet att prövningen enligt naturgaslagen först görs av den planerade gasutbyggnaden i sin helhet, och sedan eventuellt av de olika etapperna om nu tillstånd mot förmodan skulle ges. Det hävdar till exempel Naturvårdsverket och Boverket i sina remissvar. E.On/Sydkraft lär också planera att inkomma med sin strategiska miljöbedömning av hela den planerade utbyggnaden.

I dagsläget föreligger dock endast en formell koncessionsansökan för sträckan Gislaved/Jönköping. Det vore mycket märkligt om regeringen skulle behandla de planerade delsträckorna var för sig och inte först avgöra den allmänna lämpligheten av hela den planerade ledningens effekter på ekonomi, miljö och energimål.

Växthuseffekten är i dag den största miljöfrågan för vår jord och därför bör regeringen också inför sitt beslut ge möjlighet till en djupare diskussion och förankring än vad det rätt smala remissförfarandet innebär.

Klimatfrågan är i dag vad kärnkraftsfrågan var i går. Folkomröstningen för 25 år sedan och den djupa diskussionen då har lett till energieffektivisering och en stark utveckling av förnybara energikällor, till bred enighet om att kärnkraften ska avvecklas, till att Barsebäcksverket ska stängas i år. Det är möjligt att en avvägning av avvecklingstakten för kärnkraften kan balansera behovet av fossilgasen som en energikälla i övergången till det framtida energisystemet. Även denna aspekt bör vägas in inför regeringens beslut i gasledningsfrågan.

För Sveriges del kan inte en gasledning anses vara av lämplig ur allmän synpunkt. En omställning av energisystemet kan göras utan att ytterligare naturgas behöver tas i anspråk.

Därför bör E.On/Sydkrafts ansökan om koncession för att i ett första steg bygga gasledningen vidare från Gislaved till Jönköping, och sedan vidare genom Östergötland och upp till Mälardalen avslås

Det är för övrigt anmärkningsvärt att utredaren inte på något sätt belyst konsekvenserna för bioenergimarknaden av en massiv fossilgasintroduktion.

Bromma den 9 maj 2005

Sveriges Energiföreningars Riksorganisation

Christer Söderberg  
vice ordförande