

Bättre kontakt via nätet

– om anslutning av förnybar elproduktion

Betänkande av Nätanslutningsutredningen

Stockholm 2008



STATENS OFFENTLIGA
UTREDNINGAR

SOU 2008:13

SOU och Ds kan köpas från Fritzes kundtjänst. För remissutsändningar av SOU och Ds svarar Fritzes Offentliga Publikationer på uppdrag av Regeringskansliets förvaltningsavdelning.

Beställningsadress:
Fritzes kundtjänst
106 47 Stockholm
Orderfax: 08-690 91 91
Ordertel: 08-690 91 90
E-post: order.fritzes@nj.se
Internet: www.fritzes.se

Svara på remiss. Hur och varför. Statsrådsberedningen, 2003.
– En liten broschyr som underlättar arbetet för den som skall svara på remiss.
Broschyren är gratis och kan laddas ner eller beställas på
<http://www.regeringen.se/remiss>

Textbearbetning och layout har utförts av Regeringskansliet, FA/kommittéservice

Tryckt av Edita Sverige AB

Stockholm 2008

ISBN 978-91-38-22914-9
ISSN 0375-250X

Till Statsrådet och chefen för Näringsdepartementet

Regeringen beslutade den 1 februari 2007 att tillkalla en särskild utredare med uppgift att utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen (dir. 2007:10). Vidare ska förslag till hur nuvarande reducerade nätavgift för mindre produktionsanläggningar kan ersättas av enhetliga principer för bestämmande av nätavgifter för produktionsanläggningar lämnas. Förekomsten av små produktionsanläggningar ska kartläggas och en bedömning av sådana anläggningars framtida utveckling ska göras. Utredaren ska även lämna förslag till den lagstiftning som krävs för att ett undantag från nuvarande krav på timvis mätning, beräkning och rapportering av el från små anläggningar för förnybar elproduktion ska kunna införas. Slutligen ska förslag till generella, icke diskriminerande riktlinjer enligt vilka ersättning kan bestämmas vid inmatning av el från mindre produktionsanläggningar, lämnas.

Den 20 februari 2007 förordnades Lennart Söder att vara särskild utredare. Som experter har fr.o.m. den 16 april 2007 medverkat teknologie doktorn Monika Adsten, departementssekreteraren Lars Andersson, avdelningsrådet Stig-Arne Ankner, teknologie licentiaten Leif Boström, energikoordinatorn Anders Heldemar, enhetschefen Roger Husblad, verkställande direktören Jan-Åke Jacobsson, teknologie doktorn Åke Larsson, enhetschefen Maria Malmkvist, enhetschefen Staffan Niklasson, civilingenjören Elisabet Norgren, enhetschefen Anders Richert, rättsakkunniga Ylva Svensson och civilingenjören Christer Söderberg. Som expert har fr.o.m. den 20 juni 2007 även medverkat näringspolitiska handläggaren Björn Galant.

Till sekreterare i utredningen förordnades den 22 februari 2007 agronomen Annika Atterwall och civilingenjören Susann Persson samt under perioden den 1 maj till den 31 juli 2007 civilingenjören Eva Centeno López.

Regeringen beslutade den 10 januari 2008 att förlänga tiden för redovisningen av utredningens betänkande till den 29 februari 2008.

Utredningen har antagit namnet Nätanslutningsutredningen.

Särskilda yttranden har avgivits av experterna Leif Boström, Roger Husblad, Jan-Åke Jacobsson, Åke Larsson, Maria Malmkvist, Staffan Niklasson, Elisabet Norgren, Anders Richert och Christer Söderberg.

Utredningen överlämnar härmed sitt betänkande (SOU 2008:13). Utredningsuppdraget är härmed avslutat.

Stockholm i februari 2008

Lennart Söder

/Annika Atterwall
Susann Persson

Innehåll

Förkortningar och fackordlista	9
Sammanfattning	13
Summary	23
Författningsförslag	35
1 Förslag till lag om ändring i ellag (1997:857)	35
2 Förslag till lag om ändring i lag (2003:113) om elcertifikat.....	43
3 Förslag till lag om elnätsinvesteringsfond.....	45
4 Förslag till förordning om ändring i elförordning (1994:1250).....	48
5 Förslag till förordning om ändring i förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857)	50
1 Uppdraget och dess genomförande	51
1.1 Bakgrund	51
1.2 Uppdraget.....	58
1.3 Utredningens bedrivande	60
2 Förnybar elproduktion i Sverige.....	61
2.1 Direktiv Dir 2007:10.....	61

2.2	Sammanfattning.....	61
2.3	Inledning.....	63
2.4	Kartläggning av produktionsanläggningar för förnybar el	63
2.5	Ekonomiska förutsättningar för ny elproduktion.....	67
2.5.1	Elpris	69
2.5.2	Elcertifikat	70
2.5.3	Stödsystem	73
2.6	Bedömning av den framtida utvecklingen	73
2.7	Biobränslebaserad elproduktion i fjärrvärmesystem.....	74
2.7.1	Utredningens sammanfattande kommentarer	76
2.8	Solel.....	76
2.9	Vågkraft	77
2.10	Geotermi.....	77
2.11	Vattenkraft.....	77
2.12	Vindkraft.....	78
3	Internationell jämförelse.....	83
3.1	Generella system för främjande av förnybar energi	83
3.2	Nätanslutningsprocessen.....	87
3.3	Kostnader för nätinvesteringar.....	89
3.4	Effektbegränsningar inom regelverket för förnybar energi.....	93
3.5	Nätkoncession.....	95
3.6	Mätning och rapportering.....	97
3.7	Nättariffstruktur	98
3.8	Prioritering och begränsning av elproduktion	101
3.9	Aktuella policyutmaningar avseende elnätet	102

4	Överväganden och förslag.....	105
4.1	Elnätsinvesteringsfond	105
4.1.1	Gällande rätt.....	106
4.1.2	Utredningens förslag.....	107
4.1.3	Utredningens överväganden	112
4.2	Förändringar avseende nätkoncession.....	128
4.2.1	Utredningens överväganden	129
4.3	Administrativa riktlinjer vid nätanslutning	143
4.3.1	Utredningens överväganden	143
4.4	Förslag om ändring av undantag för små elproducenter, den s.k. 1 500 kW-gränsen.....	145
4.4.1	Utredningens överväganden	146
4.4.2	Bakgrund	147
4.4.3	Konsekvenser av ett borttagande av 1 500 kW- gränsen.....	152
4.5	Förslag avseende nättariffer	156
4.5.1	Utredningens överväganden	157
4.6	Timvis mätning, beräkning och rapportering – förslag om undantag för små elproducenter.....	171
4.6.1	Bakgrund	172
4.6.2	Utredningens förslag.....	175
4.6.3	Utredningens överväganden	176
4.7	Förslag om beaktande av nätförluster på regionnät vid tariffsättning.....	185
4.7.1	Utredningens överväganden	185
4.7.2	Utredningens förslag.....	185
4.7.3	Dagens regelverk och praxis	186
4.8	Avbrottsersättning till elproducenter.....	189
4.8.1	Utredningens överväganden	189
4.9	Effektbegränsning.....	191
4.9.1	Utredningens överväganden	191
5	Ekonomiska och andra konsekvenser av förslagen	193
5.1	Förutsättningar för konsekvensbeskrivningen	193

5.2	Ekonomiska konsekvenser	193
5.2.1	Konsekvenser för värdmyndigheten för elnätsinvesteringsfonden	193
5.2.2	Konsekvenser för Energimarknadsinspektionen	194
5.2.3	Konsekvenser för nätföretagen	194
5.2.4	Konsekvenser för små företag.....	196
5.2.5	Konsekvenser för elanvändare.....	198
5.2.6	Konsekvenser för statens budget	201
5.2.7	Samhällsekonomiska konsekvenser	201
5.3	Övriga konsekvenser.....	202
6	Författningskommentarer.....	203
6.1	Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)	203
6.2	Förslag till lag om ändring i lag (2003:113) om elcertifikat	209
6.3	Förslag till lag om elnätsinvesteringsfond	209
6.4	Förslag till förordning om ändring i elförordning (1994:1250).....	213
6.5	Förslag till förordning om ändring i förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857).....	213
	Särskilda yttranden	215
	Bilagor	
1	Kommittédirektiv Dir. 2007:10.....	237
2	Sammanställning av bedömda ordinarie tariffer och differens jämfört med tariffnivåerna enligt dagens regelverk för småskalig elproduktion.....	249
3	Administrativa riktlinjer för elnätsanslutning av förnyelsebara elproduktionskällor	251

Förkortningar och fackordlista

A	ampere. Strömstyrkan uttrycks i ampere och är ett mått på hur mycket el som strömmar genom ledningen
anslutningsledning	definieras i den här utredningen som det elnät som går från en elproduktionsanläggning och ansluter mot befintligt koncessionerat elnät
distributionsnät	elnät på lokal- och regionnätssnivå, dvs. nät som inte är transmissionsnät
effekt	uttryck för möjlig energiomvandling per tidsenhet, till exempel effekten som behövs för att en spisplatta ska hålla en viss temperatur. Effekten uttrycks oftast i watt, W. Ju högre wattal desto fortare går det att exempelvis koka vatten
elanläggning	enligt ellagens definition på elektrisk anläggning, anläggning med däri ingående särskilda föremål för produktion, överföring eller användning av el
elcertifikat	producenten av förnybar el får ett certifikat av staten för varje MWh producerad el. Kan säljas för extra intäkt
elcertifikatskvot	elleverantörer samt vissa elanvändare är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel (kvot) av sin elförsäljning eller elanvändning
EMI	Energimarknadsinspektionen (förkortas fr.o.m. 2008 EI)

energi	tillståndsstorhet som anger avvikelse från ett referenstillstånd. Om något ändrar sig från ett tillstånd till ett annat, sägs det ha upptagit eller avgivit energi
feed-in tariff	garanterat elpris
förnybar elproduktion	produktionen av elektricitet med användande av förnybara energikällor och torv
förnybar energi	vindkraft, solenergi, vågenergi, geotermisk energi, biobränslen och vattenkraft
GWh	gigawattimme = 1 000 000 kWh
h	timme
kanaltariff	kanaltariff innebär att det beräknas en kanal från anslutningspunkten upp till en punkt i elnätet kallad balanspunkt. Bortom balanspunkten sker det aldrig någon överföring av inmatad el
koncession	offentlig myndighets medgivande, i detta fall koncession att bedriva nätverksamhet
koncessionsfri	befrielse från kravet att inneha koncession för att bedriva nätverksamhet
kV	kilovolt = 1 000 V. Ett mått på spänning
kW	kilowatt = 1 000 W. Ett mått på effekt
kWh	kilowattimme. Ett mått på energianvändning
kWDC resp. kWAC	kilowatt likström resp. växelström
lokalnät	elnät som omfattas av koncession för område
LRF	Lantbrukarnas Riksförbund
lågspänning/högspänning	elektrisk spänning om högst resp. minst 1 000 volt
maskat nät	ledningarna som är ihopkopplade på flera ställen så att elen har alternativa vägar att gå
medelvärdesbildad punkttariff	tariff som oavsett geografiskt läge är lika för alla inom en kundkategori

mothandel	marknadsbaserad metod för att hantera flaskhalsproblematik på stamnätet. Den systemansvarige betalar eller får betalt av producenter eller stora förbrukare för att ändra sin planerade produktion eller förbrukning för att elhandeln inte ska innebära att överföringskapaciteten överskrids
MW	megawatt = 1 000 000 W = 1 000 kW
MWh	megawattimme = 1 000 kWh
nätavgift	avgift för överföring av el
nätföretag	företag som bedriver nätverksamhet, koncessionshavare
nätnytta, nätnyttoersättning	ersättning till ägaren av en produktionsanläggning för värdet av minskade energiförluster och avgifter mot överliggande nät p.g.a. dennes inmatning av el
nättariff	avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät. I denna utredning avses främst avgift för överföring av el
produktionsstart	används i denna utredning för tidpunkten då en elproduktionsanläggning börjar mata in el på nätet
punkttariff	används av Svenska Kraftnät, vilket innebär olika nättariff i olika punkter på elnät med samma spänningsnivå
radialledning, radiell ledning	ledning som till skillnad från ett maskat nät inte är ihopkopplat och där elen inte har alternativa vägar att gå
redundans	reservkapacitet, vid t.ex. ett kabelavbrott kan elen kopplas om och gå en annan väg utan att elkunderna blir drabbade
regionnät	ledningar som omfattas av nätkoncession för linje och där spänningen understiger 220 kV
SERO	Sveriges Energiföreningars Riksorganisation

SOU	statens offentliga utredningar
stamnät	ledningar som omfattas av nätkoncession för linje och där spänningen är 220 kV eller högre
SvK	Svenska Kraftnät, Affärsverket svenska kraftnät
tariff	se nättariff
transmission	överföring av el på transmissionsnät
transmissionsnät	ledningar som omfattas av nätkoncession för linje och där spänningen är 220 kV eller högre, dvs. stamnätet
trefas	elöverföring, elproduktion eller elkonsumtion med tre strömförande ledare där strömmens kurvform är tidsförskjuten i de tre ledarna. Används vid i stort sett all elöverföring och vid elproduktion och elkonsumtion över ett par kW
TW	terawatt = 1 000 000 MW = 1 000 000 000 kW
TWh	terawattimme
W	Watt. Mått på effekt
överliggande nät	stamnätet är överliggande nät för regionnätet som i sin tur är överliggande nät för lokalnätet

Sammanfattning

Nätanslutningsutredningen har enligt direktiven som övergripande målsättning att främja utvecklingen av produktion av förnybar el. Elcertifikatssystemet är helt avgörande för mängden tillkommande förnybar el i Sverige. Det ligger inte inom denna utrednings uppdrag att utvärdera elcertifikatssystemet. Däremot bedöms de förslag som utredningen lägger leda till gynnsammare förutsättningar för den förnybara elproduktionen. Indirekt kan detta leda till en ökad produktion eftersom introduktionen av förnybar el kan ske till en lägre samhällsekonomisk kostnad vilket kan öka acceptansen för att utöka elcertifikatssystemet.

Utredningens förslag kan förväntas leda till:

- **Mer egenproducerad elektricitet:** Utredningen föreslår att små kraftverk, mindre än 63 ampere (vilket motsvarar en effekt av cirka 44 kW), kan anslutas utan krav på timmätning vilket leder till signifikant lägre kostnader.
- **Förenklad och snabbare nätanslutning av anläggningar för produktion av förnybar el:** Utredningen föreslår lättnader vad gäller koncessionshanteringen för elnät och administrativa riktlinjer för hur producenter av förnybar el ska komma överens med nätföretagen vid anslutning.
- **Mer samhällsekonomisk utbyggnad av produktionen av förnybar el:** Utredningen föreslår att dagens 1 500 kW-gräns för nedsatt nätavgift ersätts med en begränsning av nätavgiften till 3 öre per kWh. Motivet är att öka incitamenten till att välja det mest kostnadseffektiva kraftverket i stället för att optimera efter effektstorlek för att minimera nätavgiften. Förslaget om att i stället för 1 500 kW-gränsen införa en begränsning i nättariffen förväntas leda till att intresset för att bygga ut förnybar energi inte minskar drastiskt i glesbygd, utan kan fortsätta öka. Obligatoriska kanaltariffer och en definierad metod för beräkning av produktionsanläggningars påverkan på nätförluster ger incitament

till att ansluta kraftverken i den samhällsekonomiskt rätta punkten i elnätet.

- **Mer samhällsekonomisk utbyggnad av elnäten:** Utredningen föreslår inrättandet av en elnätsinvesteringsfond. Denna leder till att nödvändiga nätinvesteringar för anslutning av förnybar el kan erhålla finansiering under förutsättning att de är samhällsekonomiska, dvs. lägsta kostnad per producerad kWh förnybar el. Detta bedöms leda till lägre kostnader för elkunderna.

Uppdraget (se kap.1)

Energianvändningen i världen består huvudsakligen av fossila bränslen. Historiskt sett har användningen aldrig tidigare ökat så snabbt som under de tre senaste åren. För att få en långsiktigt hållbar energiförsörjning är den utmaning som därmed ligger framför oss huvudsakligen att kombinera en radikalt mer effektiv energianvändning med en mycket stark ökning av användandet av förnybara energislag.

Sveriges elförsörjning bygger idag på två starka ben, vattenkraften och kärnkraften. Sverige har mycket goda förutsättningar att i framtiden även kunna förlita sig på ett tredje starkt ben bestående av i huvudsak biobränslen och vindkraft. Denna utredning berör hur anslutningsreglerna för kraftverken i detta tredje ben ska kunna förbättras för att uppnå en rationell elförsörjning.

För att öka mängden förnybar elproduktion i den svenska energimixen har ett elcertifikatssystem införts. Det mesta talar idag för att detta system leder till att det investeras i ungefär så mycket ny förnybar produktion som det är designat för, dvs. i dagsläget 17 TWh till år 2016 jämfört med när systemet introducerades.

I denna utrednings direktiv är den första punkten att ”Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag”. Det absolut mest centrala regelverket för ”storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen” är därmed elcertifikatssystemets kvoter och övriga regler. Utredningen har dock tolkat direktiven som att nivån på mängden certifikatsberättigad produktion, vilken bestäms av certifikatssystemets detaljregler, är en politisk fråga vilken ligger utanför denna utrednings uppdrag. Om man med ”en storskalig utveckling och ut-

byggnad av den förnybara elproduktionen” menar mer än 17 TWh år 2016 så är det dock elcertifikatssystemets kvoter samt övriga regler som ska ändras.

Med hänvisning till den första punkten i utredningens direktiv är syftet med denna utredning inte att beakta mängden elproduktion kopplad till en ”storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen” utan snarare konkurrensen mellan olika installationer (vid en given total mängd) så att man får till en så rationell utbyggnad som möjligt. Utredningens syfte är därmed att få till en så samhällsekonomisk utbyggnad av den förnybara elproduktionen som möjligt. En möjlig konsekvens, som är osäker och kräver politiska beslut, är att en mer samhällsekonomisk utbyggnad kan leda till att det politiska intresset ökar för att tillåta ökade elcertifikatskvoter.

Förnybar elproduktion i Sverige (se kapitel 2)

År 2006 fanns det 1 916 anläggningar som erhöll elcertifikat, dvs. anläggningar för produktion av vindkraft, sol, småskalig vattenkraft och bibränslebaserad kraftvärme. Det totala antalet enheter var 2 288. Av anläggningarna var 1 847 mindre eller lika med 1,5 MW och av dessa var 229 mindre än eller lika med 50 kW.

För att aktörerna på marknaden ska investera i nya elproduktionsanläggningar krävs långsiktiga och stabila ekonomiska förutsättningar. Intäktssidan består av elpris och elcertifikatspris. Elpriset bedöms inte komma att sjunka. Däremot kommer elcertifikatspriset, med ett oförändrat elcertifikatssystem, att bli mycket lågt när utbyggnaden av ny certifikatberättigad elproduktion passerar 17 TWh. Detta motsvarar dagens kvotnivå. Med ett mycket lågt certifikatspris kommer ingen elproduktion att byggas ut när 17 TWh har uppnåtts, förutsatt att inte elpriset ökar avsevärt. Om samhället eftersträvar en produktion av förnybar el som är större än 17 TWh är det därför viktigt att riksdagen i ett tidigt skede beslutar om ett nytt mål inom elcertifikatssystemet. Detta gäller för den betydande andel produktion av förnybar el där elpriset inte räcker som finansiering.

Utredningen har studerat gjorda potentialbedömningar och prognoser för hur stor utbyggnaden av ny produktion av förnybar el kan bli. Vad som i slutänden realiserats beror på de ekonomiska förutsättningarna. Elforsk bedömer att omkring 60 procent av bränslet för kraftvärmeproduktion i fjärrvärmesystem kommer att bestå av

biobränslen år 2015, motsvarande en total produktion av 9 TWh el. På lång sikt visar prognoser och potentialbedömningar att kraftvärmens, baserad på såväl biobränslen som naturgas, kommer att kunna stå för mellan 18 och 20 TWh el per år. Varken solceller, vågkraft eller geotermi bedöms komma in i det svenska kraftsystemet i någon större omfattning till år 2025. Energimyndigheten bedömer att vattenkraften totalt kan öka med 0,75 TWh till år 2015 och enligt deras prognoser kommer vindkraften att producera cirka 8,6 TWh år 2025. Det finns emellertid betydligt större potential att bygga ut vindkraften. Om alla planerade anläggningar över 25 MW realiserades så skulle den beräknade vindelproduktionen, bara från dessa anläggningar bli mellan 17 och 23 TWh.

Internationell jämförelse (se kap.3)

För att hämta inspiration har utredningen studerat hur de frågor som utredningen har att behandla hanteras i Spanien, Portugal, Tyskland och Storbritannien. Dessa länder uppvisar en stark utveckling vad gäller produktion av förnybar el. Jämförelsen i denna utredning har främst inriktats på vindkraft, då elnätsfrågor har speciell relevans just för denna teknik.

De studerade områdena där skillnaden mellan rådande svensk lagstiftning och den aktuella situationen i de fyra studerade länderna har varit mest framträdande är:

- **Ersättningsnivån:** Samtliga fyra studerade länder har högre ersättning för el producerad i vindkraftverk.
- **Nätтарiffer:** I de studerade länderna tillämpas inga nätтарiffer för produktion av förnybar el i vare sig Spanien, Portugal eller Tyskland. Detta är viktigt att notera när ersättningsnivåer i olika länder jämförs.
- **Ledningskoncessioner:** I alla de fyra analyserade länderna får vindkraftsproducenter själva bygga elledningarna inom vindparken samt mellan vindparken och transmissions-/distributionsnätet, dvs. det är inte nödvändigt att gå via ett nätföretag.
- **Övriga nätinvesteringar:** I de olika länderna råder skiftande detaljreglering för vilka förstärkningsåtgärder i elnäten som ska finansieras av elproducenter respektive nätföretag.
- **Krav på mätning för små anläggningar:** I Tyskland, Spanien och Portugal finns inga krav på att mindre anläggningar ska mäta

och rapportera en gång i timmen. Ersättning för el producerad inom fastigheten är dock ofta så hög att det lönar sig att sälja denna el i stället för att använda den till att minska sin egen konsumtion.

Alla de fyra analyserade länderna har visat flexibilitet när det har gällt att kontinuerligt anpassa energipolicy, regler samt bestämmelser beroende på den tekniska och ekonomiska utvecklingen. Detta gäller dock även Sverige, vilket denna utredning är ett exempel på.

Elnätsinvesteringsfond (se kap. 4.1)

Det befintliga elnätet har kapacitet för att ta emot en betydande ökning av elproduktionen. Utredningen har emellertid funnit att det finns behov av att lösa vissa flaskhalsar i elnätet för att underlätta en samhällsekonomisk utbyggnad av elnäten. Detta berör främst områden med goda förutsättningar för förnybar elproduktion där den initiala kostnaden för nätförstärkning överstiger vad en enskild producent kan bära.

Utredningen föreslår därför att en elnätsinvesteringsfond skapas för att finansiera investeringar i elnätet för tillkommande förnybar elproduktion. Denna fond är tänkt att delfinansiera nätavgiften för anslutning av sådana anläggningar som uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat. Elproducenten ska själv stå för en del av nätavgiften för anslutning, utredningens förslag är att egenfinansieringen som utgångsläge ska vara 1,3 miljoner kronor per installerad megawatt.

Fonden finansieras via nätföretagen och fördelas efter deras respektive underliggande elkonsument hos slutkund. Fonden placeras som ett särskilt beslutsorgan hos en värmyndighet. Utredningen ser Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen som tänkbara värmyndigheter.

Förändringar avseende nätkoncession (se kap. 4.2)

Det finns olika omständigheter kring nätkoncessioner som försvårar introduktionen av förnybara energikällor. Det är t.ex. svårt att konkurransutsätta utbyggnaden av nödvändig ledningskapacitet. Ibland leder en planerad utbyggnad till svårigheter för produktions- och

nätföretag att komma överens om det tekniska utförandet av elnätanslutningen för en elproduktionsanläggning. Om en elproducent själv vill bygga elnätet är det nödvändigt att bilda ett nätbolag och söka koncession. Detta för med sig rapporteringskrav och andra krav som bedöms leda till onödig administration i många fall. Tillståndsprocesserna för produktionsanläggningen och elnätet är inte samordnade, vilket leder till såväl ökade kostnader som att tiden från ansökan till idrifttagande blir onödigt lång. Utredningens målsättning med föreliggande förslag är att underlätta tillståndsprocessen och därmed sänka kostnaderna samt snabba upp hanteringen.

Med anledning av ovanstående föreslår utredningen att ett *undantag från kravet på nätkoncession* enligt ellagen införs för interna nät inom anläggningar för elproduktion. Det bör även införas en möjlighet för Energimarknadsinspektionen att godkänna *vissa lättnader avseende krav på en koncessionshavare*. Detta är ett första steg för att underlätta och öka förutsägbarheten för nya elproducenter, något som har framhållits som en av de viktigaste aspekterna för att åstadkomma en utbyggnad av produktionen av förnybar el. Som ett andra steg föreslår utredningen dessutom att Energinätsutredningen, som enligt utredningsdirektivet ska göra en översyn avseende koncessioner, analyserar lämpligheten i att genomföra en förändring i ellagen som ger möjlighet att bevilja *nätkoncession för enskild linje*.

För att underlätta tillståndsprocessen för nya ledningar till förnybar elproduktion föreslår utredningen att en bestämmelse införs i ellagen som innebär att *Energimarknadsinspektionen endast prövar anläggningens och nätföretagets lämplighet* förutsatt att en annan instans har prövat och godkänt lämpligheten ur de övriga aspekter som ska prövas enligt ellagen. Utredningen föreslår även att Miljöprocessutredningen M2007:04, ges i uppdrag att *ytterligare se över möjligheterna att samordna miljöprövning och lokaliseringsfrågan* för elledning och elproduktionsanläggning i syfte att förenkla tillståndsprocessen för nya elproduktionsanläggningar.

Administrativa riktlinjer vid nätanslutning (se kap.4.3)

Svensk Energi och Svensk Vindkraft har efter uppdrag från utredningen tagit fram branschgemensamma rekommendationer för att underlätta kontakten mellan nätföretag och elproducenter i processen med att ansluta en ny elproduktionsanläggning till nätet. Frågeställningarna är gemensamma oavsett vilken typ av elproduktion som

kommer i fråga, därför har även SERO och LRF ställt sig bakom riktlinjerna. Resultatet, dokumentet ”*Administrativa riktlinjer för nätanslutning*” (bilaga 3), ska ha en status som branschrekommendation. Utredningen uppmanar parterna att efter viss tid följa upp hur dokumentet fungerar samt hur det efterlevs och revidera det vid behov.

Förslag om nättariffer och ändring av undantag för små elproducenter, den s.k. 1,5 MW-gränsen (se kap. 4.4 och 4.5)

Utredningen föreslår att den nuvarande reducerade nätavgiften för mindre elproduktionsanläggningar enligt ellagen 4 kap 10 § tas bort och ersätts med en begränsad avgift för överföring av el för all ny elproduktion som uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat. Avgiften för överföring av el för dessa begränsas till maximalt 3 öre per kWh plus fast kostnad för den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på koncessionshavarens nät, under 10 år. I de fall ordinarie tariff överskrider 3 öre per kWh återgår tariffen till ordinarie nivå efter 10 år från idrifttagande. Nättariffen fastställs av nätföretaget. Den ska enligt lagen vara skälig och det är Energimarknadsinspektionens uppgift att övervaka att den är det. Begränsningen avser avgiften för överföring av el exklusive nätnytkostersättning.

Under en tidsperiod föreslår utredningen att övergångsbestämmelser införs för att inte avsevärt försämra för befintliga elproduktionsanläggningar. Övergångsbestämmelserna är utformade så att befintliga anläggningar färdigställda före den 1 januari 2007 behåller nuvarande reducerade nätavgift fram till den 1 januari 2015. Fram till den tidpunkten ska innehavare av elproduktionsanläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW för överföring av el endast betala den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Från den 1 januari 2015 betalar elproducenten enligt förslaget full årlig nätavgift.

Med detta förslag får nätföretagen in betydligt större intäkter från den småskaliga elproduktionen än idag. En konsekvens blir att även vissa nya storskaliga elproduktionsanläggningar kommer att betala en lägre avgift för överföring av el än med dagens förutsättningar men man måste då beakta att många ändå kommer att komma

ner under 3-öresnivån även utan begränsning. Utan förslaget att ta bort undantaget för småskalig elproduktion skulle dock många nya anläggningar byggas med en effekt om högst 1 500 kW för att slippa avgiften. Utredningens förslag om att ersätta undantaget för småskalig elproduktion med en tariffbegränsning bedöms resultera i att utbyggnaden av elsystemet blir mer rationell. Begränsningen 10 år är en viktig signal till att nya elproducenter senare kommer att betala full tariff, vilket ger incitament att ansluta elproduktionsanläggningen på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt. I det svenska elnätet, med stor skillnad mellan produktion och konsumtion i olika regioner, är det viktigt att den ekonomiska styrningen till var ny elproduktion ska placeras finns kvar i tariffen.

Om riksdagen skulle fatta beslut om en förändring av elcertifikatsystemet och detta skulle leda till prisökningar på certifikaten så kompenseras elproducenterna för den tariffökning som avskaffandet av 1,5 MW-gränsen medför. Om prisökningen på elcertifikaten blir lika stor som kostnadsökningen för nättariffen så behövs ingen ytterligare kompensation i form av det förslag som utredningen lagt om ett tak på 3 öre. Detta eftersom även nya elproduktionsanläggningar som erhåller elcertifikat kommer att få del i höjningen av certifikatspriset.

Idag har regionnätetsföretagen möjlighet att välja mellan att ta ut kanaltariff eller medelvärdesbildad punkttariff av elproducenterna. För att ge incitament till att nyttja näten rationellt föreslår utredningen att kanaltariffer ska vara obligatoriska på regionnät.

Timvis mätning, beräkning och rapportering – förslag om undantag för små elproducenter (se avsnitt 4.6)

Huvudskälet till att införa ett undantag från timvis mätning för små produktionsanläggningar är, enligt utredningen, den höga kostnad som hanteringen medför samtidigt som den inte står i proportion till den ringa mängd el som produceras i anläggningar av denna storlek. Kostnaden för hanteringen av timvärden utgör ett avgörande hinder för att investeringar i små anläggningar ska bli av och utan timvis mätning kan anläggningarna med dagens lagstiftning inte heller bli berättigade till elcertifikat. SERO uppskattar att det år 2006 fanns 400¹ småskaliga produktionsanläggningar som inte var anslutna till

¹ Elforsk rapport 06:48 *Villkor för försäljning av el från nätanslutna solcellsanläggningar – nuläge och förbättringsförslag.*

elcertifikatssystemet på grund av för höga mättnings- och rapporteringskostnader. Med utredningens förslag förtydligas också rättigheten för producenter att själva stå för mätning av rapportering till elcertifikatssystemet vilket innebär att denna tjänst utsätts för konkurrens.

Utredningen föreslår således att det i ellagen (1997:857) införs ett undantag så att produktionsanläggningar som är anslutna till lågspänning med en säkringsnivå om högst 63 ampere inte behöver mätas och rapporteras över tiden. För dessa anläggningar ska schablonmetod tillämpas vid mätning och rapportering. Elproducenten har dock rätt att kräva timvis mätning och rapportering men då har nätägaren rätt att ta betalt för detta. För den som är elanvändare på årsbasis, men samtidigt elproducent ska endast en abonnemangsavgift debiteras. Den av nettokonsumtionen respektive nettoproduktionen som uppnår högst effekt på årsbasis bestämmer vilken abonnemangsnivå som ska gälla.

Utredningen föreslår att det i lag (2003:113) om elcertifikat införs ett undantag så att produktionens fördelning över tiden inte behöver anges för produktionsanläggningar som är anslutna till lågspänning med en säkringsnivå om högst 63 ampere. För dessa ska schablonmetod användas. Dessutom föreslås att det införs en möjlighet för innehavare av små produktionsanläggningar att själva svara för den mätning och rapportering som ligger till grund för tilldelningen av elcertifikat.

Förslag om beaktande av nätförluster på regionnät vid tariffsättning (se kap. 4.7)

På regionnät föreslår utredningen att en elproduktionsanläggnings påverkan på nätförlusterna ska beräknas som dess marginella påverkan, dvs. enligt samma metod som idag tillämpas av Svenska Kraftnät på stamnätetsnivå. Utredningen föreslår att Svenska Kraftnät får i uppdrag av regionnätsföretagen att genomföra beräkningarna. Syftet med förslaget är att få till stånd en likartad och rättvis beräkning av förlusterna på regionnät samt att elproducenter anslutna till region- respektive stamnät behandlas på ett likartat sätt. Genom att fastställa en metod för hur beräkningarna ska genomföras ökar också transparensen.

Avbrottsersättning till elproducenter och effektbegränsning (se kap. 4.8 och 4.9)

Utredningen har tagit upp och diskuterat frågor rörande avbrottsersättning och effektbegränsning men lämnar här inte några förslag.

Summary

The overall objective under the terms of reference of the Grid Connection Inquiry is to promote the development of renewable electricity production. The electricity certificate system is absolutely crucial for the amount of renewable electricity produced in Sweden in the future. It is not part of this Inquiry's remit to evaluate the electricity certificate system. However, the proposals presented by the Inquiry are expected to lead to more favourable conditions for renewable electricity production. Indirectly, this may lead to increased production since the introduction of renewable electricity can take place at a lower cost to the economy, which may increase acceptance for extending the electricity certificate system.

The Inquiry's proposals can be expected to lead to:

- **More self-produced electricity:** The Inquiry proposes that small power plants of less than 63 amperes (which is equivalent to an output of around 44 kW) can be connected without requiring hourly metering, which will lead to significantly lower costs.
- **Simpler and faster grid connection of plants producing renewable electricity:** The Inquiry proposes relaxed routines with regard to concession management for electricity networks and the provision of administrative guidelines for how renewable electricity producers are to agree with network companies when connecting to the grid.
- **More economically sound expansion of renewable electricity production:** The Inquiry proposes that the present 1 500 kW limit for reduced network charges be replaced by a ceiling on the network charge of SEK 0.03 per kWh. The reason for this is to increase incentives to choose the most cost-effective power plant instead of optimising capacity so as to minimise network charges. The proposal to introduce a ceiling on network tariffs instead of the 1 500 kW limit is expected to enable the interest in expanding renewable energy in rural areas to continue to in-

crease rather than drastically declining. Compulsory individually estimated tariffs based on the share of the network used by a company and a defined method for estimating the impact of production plants on network losses provide incentives to connect power plants at the point in the electricity network that is right from a cost-benefit point of view.

- **More economically sound expansion of the grid:** The Inquiry proposes the establishment of a grid investment fund. This will lead to necessary investments for connecting renewable energy being able to receive funding, provided that they deliver cost benefits, i.e. the lowest cost per kWh renewable electricity produced. This is expected to lead to lower costs for electricity customers.

The remit (see chapter 1)

World energy use primarily consists of fossil fuels. In historical terms, consumption has never grown so rapidly as in the last three years. To achieve a long-term sustainable energy supply, the challenge thus facing us mainly involves combining radically more efficient energy use with a very sharp increase in the use of renewable types of energy.

Sweden's electricity supply is currently based on two strong pillars, hydro power and nuclear power. Sweden is in a very good position to be able in the future to rely on a third strong pillar consisting mainly of biofuels and wind power. This Inquiry involves examining ways in which grid connection regulations for power plants in this third pillar could be improved to achieve a rational electricity supply.

To increase the amount of renewable electricity production in the Swedish energy mix, an electricity certificate system has been introduced. At present, most of the indications are that this system leads to the building of about the same amount of renewable production as it is designed for, i.e. at present, 17 TWh by 2016, compared with when the system was introduced.

The first point in the terms of reference for this Inquiry is: "Evaluate whether the current regulatory framework for renewable electricity production creates barriers to large-scale development and expansion of renewable electricity production. If it is considered that changes in the regulations are required, the Inquiry is to present proposals to this effect." The regulations that are absolutely core to

“large-scale development and expansion of renewable electricity production” are thus the quotas and other rules of the electricity certificate system. However, the Inquiry has interpreted the terms of reference to mean that the level of the amount of certificate-entitled production, which is determined in the detailed regulations of the certificate system, is a political question that lies outside the remit of this Inquiry. If, however, “large-scale development and expansion of renewable electricity production” is taken to mean more than 17 TWh by 2016, the quotas and other rules of the electricity certificate system must be changed.

With reference to the first point in the Inquiry’s terms of reference, the purpose of this Inquiry is not to pay regard to the amount of electricity production linked to “large-scale production and expansion of renewable electricity production,” but rather to examine the competition between the various plants (at a given total amount) so that as rational expansion as possible is achieved. The purpose of the Inquiry is thus to bring about as economically sound an expansion of renewable electricity production as possible. One possible consequence, which is uncertain and requires political decisions, is that a more economically sound expansion may lead to increased political interest in allowing higher electricity certificate quotas.

Renewable electricity production in Sweden (see chapter 2)

In 2006, there were 1 916 plants receiving electricity certificates, i.e., plants for the production of wind power, solar electricity, small-scale hydro power and biofuel-based combined heat and power plants (CHP). The total number of plants was 2 288. Of these plants, 1 847 had a capacity less than or equal to 1.5 MW and 229 of these had a capacity that was less than or equal to 50 kW.

For the actors on the market to invest in new electricity production plants, long-term and stable economic conditions are required. The revenue side consists of the price of electricity and the price of the electricity certificate. The price of electricity is not expected to fall. However, with an unchanged electricity certificate system, the electricity certificate price will be very low when the expansion of new certificate-entitled electricity production exceeds 17 TWh. This is equivalent to today’s quota level. With a very low certificate price,

no new electricity production will be built when 17 TWh has been reached, unless the price of electricity increases significantly. If society seeks production of renewable electricity greater than 17 TWh, it is therefore important that the Riksdag determines a new target for the electricity certificate system at an early stage. This applies to the significant proportion of renewable electricity production, for which the price of electricity is not a sufficient source of funding.

The Inquiry has studied productivity potential assessments and forecasts of how much new, renewable electricity production can be built. What will ultimately be achieved will depend on the economic conditions. Elforsk expects some 60 per cent of the fuel for CHP production in district heating to consist of biofuels by 2015, equivalent to a total electricity production of 9 TWh. In the long term, forecasts and productivity potential assessments show that CHP production, based both on biofuels and natural gas, may account for between 18 and 20 TWh of electricity per year. Neither solar cells, wave power or geothermics are expected to become part of the Swedish power system to any great extent by 2025. The Swedish Energy Agency estimates that hydro power can increase by a total of 0.75 TWh by 2015 and according to its forecasts, wind power will produce some 8.6 TWh by 2025. There is, however, considerably greater potential to expand wind power. If all planned plants over 25 MW were realised, estimated wind electricity production from these plants alone would be between 17 and 23 TWh.

International comparison (see chapter 3)

To gain inspiration, the Inquiry has studied how the relevant issues are dealt with in Spain, Portugal, Germany and the UK. These countries show strong development with regard to renewable electricity production. The comparison in this Inquiry has primarily focused on wind power, as electricity network issues are especially relevant to this technology in particular.

The areas studied where the differences between existing Swedish legislation and the current situation in the four countries studied have been most marked are:

- **The compensation level:** All the four countries studied have higher levels of compensation for electricity produced by wind turbines.

- **Network tariffs:** In the countries studied, no network tariffs apply to any production in Spain, Portugal or Germany. This is important to note when comparing the compensation levels of different countries.
- **Network concessions:** In all four countries analysed, wind power producers themselves are allowed to build electricity lines within the wind farm and between the wind farm and the transmission/distribution network, i.e., it is not necessary to go via a network company.
- **Other network investments:** Each country has different detailed regulations on the upgrades in the electricity grid that are to be financed either by electricity producers or network companies.
- **Requirement for metering of small plants:** There is no requirement in Germany, Spain or Portugal for smaller plants to meter and submit returns on an hourly basis. Compensation for electricity produced domestically is, however, often so high, that it pays to sell this electricity instead of using it to reduce one's own consumption.

All of the four countries analysed have shown flexibility with regard to continuously adapting energy policy, rules and provisions to technical and economic developments. However, this also applies to Sweden, as exemplified by this Inquiry.

Electricity network investment funds (see chapter 4.1)

The existing electricity grid has the capacity to receive a considerable increase in electricity production. However, the Inquiry has found that there is a need to solve certain bottlenecks in the electricity network to make it easier to expand the network in an economically sound way. This primarily concerns areas with good conditions for renewable electricity production where the initial costs for upgrading networks are higher than an individual producer can afford.

The Inquiry therefore proposes the creation of a grid investment fund to finance investments in the electricity grid for future renewable electricity production. This fund is planned to partially finance network charges for connection to plants that fulfil the criteria for being allocated electricity certificates. The electricity producer itself is to be responsible for part of the network charge for connection;

the Inquiry's proposal is that the point of departure for the self-financing component be SEK 1.3 million per megawatt installed.

The fund will be financed via network companies and will be shared according to each company's underlying electricity consumption by end customers. The fund will be placed as a *special managing body* at a host agency. The Inquiry sees the Swedish Energy Agency and the Energy Markets Inspectorate as possible host agencies.

Changes regarding network concessions (see chapter 4.2)

There are a number of different circumstances connected with network concessions that hinder the introduction of renewable energy sources. One of them, for example, is that it is difficult to make the expansion of the necessary line capacity subject to competition. Sometimes a planned expansion leads to production and network companies finding it difficult to agree on the technical performance of the grid connection for an electricity production plant. If an electricity producer wants to build its own network independently, it is necessary to form a network company and apply for a concession. This is accompanied by requirements for submitting returns and other demands which, in many cases, are considered to lead to unnecessary red-tape. Licensing procedures for production plants and electricity networks are not coordinated, which leads both to increased costs and unnecessarily long waits from application to start-up. With its proposals, the Inquiry aims to facilitate the licence procedure and thus reduce costs and speed up processing times.

For the above reasons, the Inquiry proposes that *an exemption from the network concession requirement* prescribed in the Electricity Act be introduced for internal networks at electricity production plants. A possibility should also be introduced for the Energy Markets Inspectorate to approve *certain measures to relax requirements for concession holders*. This is a first step in making it easier and increasing predictability for new electricity producers, something that has been put forward as one of the most important factors in achieving an expansion in renewable electricity production. As a second step, the Inquiry also proposes that the Energy Network Inquiry, which under its terms of reference is to conduct a review concerning concessions, analyse the advisability of implementing an

amendment to the Electricity Act allowing the possibility of granting network concessions for private power lines.

To facilitate the licence procedure for new power lines for renewable electricity production, the Inquiry proposes that a provision be introduced into the Electricity Act to the effect that the Energy Markets Inspectorate will only examine the suitability of the plant and network company, provided that another agency has examined and approved their suitability on the basis of other aspects to be considered under the Electricity Act. The Inquiry also proposes that the Environmental Procedures Inquiry M2007:04 be assigned the task of further reviewing the possibilities of coordinating environmental assessments and localisation issues for electricity power lines and electricity production plants, in order to simplify the licence procedure for new electricity production plants.

Administrative guidelines for grid connection (see chapter 4.3)

After instructions from the Inquiry, Swedenergy and Svensk Vindkraft have produced trade recommendations for facilitating contacts between network companies and electricity producers in the process of connecting new electricity production plants to the grid. The issues are the same, regardless of the type of electricity production being considered, which is why the Swedish Renewable Energies Association (SERO) and LRF have also endorsed the guidelines. The result, the document 'Administrative guidelines for grid connection' (appendix 3), is to have the status of a trade recommendation. The Inquiry urges the parties to follow up the way in which the document works and how it is complied with and, where necessary, to revise it after a given period.

Proposals for network tariffs and changes in exemptions for small electricity producers, the 1500 kW ceiling (see chapter 4.4 and 4.5).

The Inquiry proposes that the present reduced network charge for small electricity production plants under the Electricity Act, Chapter 4, Section 10 be removed and replaced with a limited charge for electricity transmission for all new electricity production fulfilling

the criteria for allocation of electricity certificates. The charge for transmitting electricity from these will be limited to a maximum of SEK 0.03 per kWh plus a fixed cost for the annual costs of metering, estimating and submitting returns in the concession holders's network, over a ten-year period. Where the ordinary tariff exceeds SEK 0.03 per kWh, the tariff will return to the ordinary level ten years after start-up. The network tariff will be determined by the network company. The Act prescribes that it must be reasonable and it is the duty of the Energy Markets Inspectorate to monitor that this is so. The ceiling concerns the charge for transmitting electricity, excluding compensation for use of the network.

The Inquiry proposes the introduction of transitional provisions for a set period, so as not to significantly worsen the situation for existing electricity production plants. These transitional provisions will be designed so that existing plants completed before 1 January 2007 will retain their present reduced network charge until 1 January 2015. Until this date, owners of electricity production plants that can deliver an output of a maximum of 1 500 kW for electricity transmission will only need to pay the part of the charge under network tariffs that corresponds to the annual cost of metering, estimating and submitting returns on the network concession holder's network. Under this proposal, the electricity producer will pay the full annual network charge as of 1 January 2015.

This proposal will enable network companies to receive considerably greater revenues from small-scale electricity production than they are receiving at present. One of the consequences will be that some new large-scale electricity production facilities will also pay a lower charge for transmitting electricity than they do under today's conditions, but it must also be borne in mind that many will pay less than the SEK 0.03 level, even without this ceiling. Without the proposal to remove the exemption for small-scale electricity production, however, many new plants would be built with a maximum output of 1 500 kW so as to avoid the charge. The Inquiry's proposal to replace the exemption for small-scale electricity production with a ceiling on tariffs will enable the expansion of the electricity system to be more rational. The 10-year limit is an important signal of the fact that the new electricity producers will later pay the full tariff, which will provide incentives to connect the electricity production plant to the network in as cost-effective a manner as possible. In the Swedish electricity grid, where there are major differences between production and consumption in different regions, it is important

that the tariff continues to act as a financial lever directing where new electricity production is to be placed.

If the Riksdag were to take a decision on a change in the electricity certificate system and this should lead to increases in the price of the certificate, the electricity producers would be compensated for the increase in tariffs resulting from the abolition of the 1 500 kW ceiling. If the increase in the price of an electricity certificate is equal to the increase in price of the network charge, no further compensation will be needed in the form of the proposal presented by the Inquiry to introduce a SEK 0.03 ceiling. This is because new electricity production plants receiving electricity certificates will also benefit from the rise in the price of certificates.

Today regional network companies are able to choose between charging an individually estimated tariff or a tariff that is independent of geography and is equal for all those within the same category of customers. The Inquiry's proposal means that companies must make their estimates according to the first alternative, i.e., estimate individual tariffs based on the share of the network that they use.

Hourly metering, estimating and submitting returns – proposal for exemptions for small electricity producers (see section 4.6)

The main reason for including an exemption from hourly metering for small production plants, according to the Inquiry, is the high cost of these procedures, which is disproportionate to the small amount of electricity produced in plants of this size. The cost of managing hourly metering is a crucial obstacle to investments in small plants, and under today's legislation, plants that do not have hourly metering are not entitled to electricity certificates either. SERO estimates that in 2006 there were 400¹ small-scale production plants that were not connected to the electricity certificate system because the costs of metering and submitting returns were too high. The Inquiry's proposals will also clarify the right of producers to be responsible for metering returns to the electricity certificate system, which means that this service will be subject to competition.

¹ Elforsk report 06:48 "Villkor för försäljning av el från nätanslutna solcellsanläggningar – nuläge och förbättringsförslag" (*Conditions for sales of electricity from network-linked solar cell plants, current situation and proposals for improvements*).

Thus the Inquiry proposes that an exemption be included in the Electricity Act (1997:857) to the effect that production plants that are connected to low voltage with a fuse level of at most 63 amperes will not need to be metered and returns submitted over time. A customer profile method will be applied for metering and submitting returns from these plants. Electricity producers will, however, be entitled to demand hourly metering and returns, but in that case, the network company will be entitled to charge for this service. Those who are electricity users on a yearly basis, but who are also electricity producers, are only to be charged a subscription fee. Whichever of net consumption or net production reaches the highest power level will determine the subscription level that is to apply.

The Inquiry proposes the introduction into the Electricity Certificates Act (2003:113) of an exemption to the effect that a statement on the distribution of production over time will not be needed for production plants that are connected with low voltage and with a fuse level of at most 63 amperes. A customer profile method will be used for these. It is also proposed that a possibility be introduced for small production plants to be responsible themselves for metering and returns used as a basis for allocation of electricity certificates.

Proposal for consideration to be given to network losses in regional networks when setting tariffs (see chapter 4.7)

In the regional grids, the Inquiry proposes that the impact of an electricity production plant on network losses be estimated as their marginal impact on losses, i.e., according to the same method applied today by Svenska Kraftnät at the national grid level. The Inquiry proposes that Svenska Kraftnät be tasked by the regional grid companies to perform these estimates. The aim of this proposal is to bring about an equal and fair estimate of losses in regional grids and to enable electricity producers connected to regional and main grids to be treated in an equal manner. By determining a method for performing these estimates, transparency also increases.

Power cut compensation to electricity producers and limitations to output (see chapter 4.8 and 4.9).

The Inquiry has taken up and discussed issues concerning power cut compensation and limitations to output, but does not present any proposals with regard to these issues.

Författningsförslag

1 Förslag till lag om ändring i ellag (1997:857)

Härigenom föreskrivs i fråga om ellagen (1997:857),
dels att det ska införas nya bestämmelser, 1 kap. 6 a §, 2 kap. 10 a och 12 a §§, 3 kap. 10 a–10 b §§ samt rubrikerna före dessa paragrafer av följande lydelse,

dels att 3 kap. 10–11 §§, 14 §, 4 kap. 5 §, 10 § ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse

Föreslagen lydelse

1 kap. Ändamål och definitioner m.m.

6 a

Med förnybar el avses i denna lag detsamma som i lag (2003:113) om elcertifikat.

2 kap. Förenklad prövning av tillåtlighet

10 a §

Utan hinder av bestämmelsen i 7 § ska en nätkoncession för linje som avser anslutningen från en anläggning för produktion av förnybar el till befintligt nät beviljas om förutsättningarna i 6, 8 och 10 §§ är uppfyllda samt tillstånd för miljöfarlig verksamhet meddelats anläggningen inklusive

anslutningen enligt miljöbalken 9 och 17 kap.

Lättnader i kraven på koncessionshavare

12 a §

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får för en nätkoncessionshavare för linje, om särskilda skäl föreligger, medge undantag från en eller flera av de skyldigheter som koncessionshavaren har enligt 3 kap. 9 a, 9 c-d och 17 §§ samt 4 kap. 11 §.

Undantag enligt första stycket får endast beviljas för ledningar som är avsedda för inmatning av el från anläggningar för produktion av förnybar el.

Undantaget gäller endast så länge som villkoret i andra stycket är uppfyllt.

Ett beslut om befrielse enligt första stycket ska omprövas om

- 1. en ny elanvändare eller produktionsanläggning ansluts till ledningen*
- 2. nätkoncessionen överlåtes och om*
- 3. koncessionshavaren eller innehavaren av en ansluten anläggning begär det.*

Koncessionshavare som meddelats undantag från krav enligt första stycket är skyldig att omedelbart meddela den som fattat beslutet om undantag när en ny anläggning ansluts till ledningen.

3 kap.

10 §

Den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden.

Om en elanvändare har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere skall nätkoncessionshavaren istället dels preliminärt beräkna mängden överförd el och dess fördelning över tiden (preliminär schablonberäkning), dels slutligt mäta mängden överförd el och beräkna dess fördelning över tiden (slutlig schablonberäkning). Detta gäller inte en elanvändare som begärt att mängden överförd el och dess fördelning över tiden skall mätas.

Det åligger nätkoncessionshavaren att rapportera resultaten av de mätningar och beräkningar som nämns i första, andra och tredje stycket.

Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer.

Den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden.

För ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere ska nätkoncessionshavaren istället dels preliminärt beräkna mängden överförd el och dess fördelning över tiden (preliminär schablonberäkning), dels slutligt mäta mängden överförd el och beräkna dess fördelning över tiden (slutlig schablonberäkning). Detta gäller inte en elanvändare eller elproducent som begärt att mängden överförd el och dess fördelning över tiden ska mätas.

För en elanvändare som samtidigt är elproducent ska nätkoncessionshavaren, om så begärs, utföra mätningen så att det är möjligt att rapportera mängden inmatad respektive uttagen el var för sig.

Det åligger nätkoncessionshavaren att rapportera resultaten av de mätningar och beräkningar som nämns i första, andra och tredje stycket.

Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer.

Kostnader för mätning och beräkning

11 §

En elanvändare som begär att hans elförbrukning *skall* mätas på annat sätt än enligt de föreskrifter som meddelats med stöd av 10 § *skall* av nätkoncessionshavaren debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens förbrukning därvid kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda föreskrifterna *skall* elanvändaren debiteras kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten.

Andra kostnader för mätning än de som nu nämnts får inte debiteras enskilda elanvändare.

Tvister i frågor som avses i första eller andra stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två

En elanvändare *eller elproducent* som begär att hans elförbrukning *ska* mätas på annat sätt än enligt de föreskrifter som meddelats med stöd av 10 § *ska* av nätkoncessionshavaren debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens *eller elproducentens* förbrukning/inmatning därvid kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda föreskrifterna *ska* elanvändaren *eller elproducenten* debiteras kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten eller inmatningspunkten.

En elanvändare som samtidigt är elproducent, och har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere, får välja att endast betraktas som elanvändare och därmed enbart betala en abonnemangsavgift för uttag. Ändring av abonnemangsform kan ske kalenderårsvis.

Andra kostnader för mätning än de som nu nämnts får inte debiteras enskilda elanvändare *eller elproducenter*.

Tvister i frågor som avses i första, andra *eller tredje* stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten

år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes *senaste* kända adress.

senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes *senast* kända adress.

14 §

Kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten hos en elproducent *skall* av nätkoncessionshavaren debiteras elproducenten. *Detta gäller inte de elproducenter som avses i 4 kap 10§.*

Tvister i frågor som avses i första stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes *senaste* kända adress.

Kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten hos en elproducent *ska* av nätkoncessionshavaren debiteras elproducenten.

Tvister i frågor som avses i första stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes *senast* kända adress.

4 kap. Särskilt om nättariffer för linje

5 §

På en ledning som omfattas av en nätkoncession för linje och där spänningen understiger 220 kilovolt (regionledning), får inte nättariffen, utom engångsavgift för anslutning, på varje spänningsnivå utformas med hänsyn till var en uttagpunkt är belägen i förhållande till ledningens anslutning till annan nätkoncessionshavares ledning som omfattas av nätkoncession för linje.

På en ledning som omfattas av en nätkoncession för linje och där spänningen understiger 220 kilovolt (regionledning), får inte nättariffen, utom engångsavgift för anslutning, på varje spänningsnivå utformas med hänsyn till var en uttagpunkt är belägen i förhållande till ledningens anslutning till annan nätkoncessionshavares ledning som omfattas av nätkoncession för linje.

Tillstånd till avvikelse från vad som anges i första stycket får meddelas i enlighet med 6 §.

Nätтарiffen för en elektrisk anläggning som tar ut el direkt från en transformator på en regionledning *skall* utformas med utgångspunkt i nätтарiffen för spänningsnivån omedelbart före transformatorn med ett skäligt tillägg för nedtransformering.

För en inmatningspunkt ska nätтарiffen utformas med hänsyn till var punkten är belägen.

Tillstånd till avvikelse från vad som anges i första stycket får meddelas i enlighet med 6 §.

Nätтарiffen för en elektrisk anläggning som tar ut el direkt från en transformator på en regionledning *ska* utformas med utgångspunkt i nätтарiffen för spänningsnivån omedelbart före transformatorn med ett skäligt tillägg för nedtransformering.

10 §

En innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt *skall* för överföring av el betala endast den del av avgiften enligt nätтарiffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Innehavaren *skall* dessutom betala engångsavgift för anslutning.

Om flera sådana anläggningar som är belägna i närheten av varandra gemensamt matar in el på ledningsnätet, *skall* anläggningarna betraktas som separata anläggningar vid tillämpningen av denna paragraf.

Tvister i frågor som avses i första stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshava-

En innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt *ska* för överföring av el betala endast den del av avgiften enligt nätтарiffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Innehavaren *ska* dessutom betala engångsavgift för anslutning.

Om flera sådana anläggningar som är belägna i närheten av varandra gemensamt matar in el på ledningsnätet, *ska* anläggningarna betraktas som separata anläggningar vid tillämpningen av denna paragraf.

Tvister i frågor som avses i första stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshava-

ren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senast kända adress.

ren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senast kända adress.

Särskilt om nättariffer för produktionsanläggningar som uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat

10 a §

Innehavaren av en produktionsanläggning som, enligt 2 kap. lag (2003:113) om elcertifikat, uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat och som har uppförts efter den 1 januari 2007, ska under 10 år från det år anläggningen tagits i drift betala en avgift för överföring av el som motsvarar högst tre öre per kilowattimme, för den del som berättigar till elcertifikat. Elproducenten ska dessutom betala för den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät.

Twister i frågor som avses i första stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senast kända adress.

10 b

Om en nätkoncessionshavare för linje som har en sådan produktionsanläggning som avses i

10 a § ansluten till ledningarna ska betala en avgift för överföring av el till en annan nätkoncessionshavare får avgiften uppgå till högst tre öre per kilowattimme för den mängd överförd el som motsvarar den mängd el som matats in i ledningarna från produktionsanläggningen.

Detta gäller avgiften för överföring av el från ledningar som endast används för inmatning av el från en eller flera produktionsanläggningar som, enligt 2 kap. lag (2003:113) om elcertifikat, uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat och som har tagits i drift efter den 1 januari 2007.

Twister i frågor som avses i första stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senast kända adress.

-
1. Denna lag träder i kraft den 1 juli 2009.
 2. Bestämmelserna i 4 kap. 10 § gäller endast för anläggningar som togs i drift före den 1 januari 2007 och upphör att gälla den 1 januari 2015.

2 Förslag till lag om ändring i lag (2003:113) om elcertifikat

Härigenom föreskrivs i fråga om lag (2003:113) om elcertifikat, att 2 kap. 4 § ska ha följande lydelse:

Nuvarande lydelse

Föreslagen lydelse

2 kap. Förutsättningar för att tilldelas elcertifikat

Mätning och rapportering

4 §

Elcertifikat får bara tilldelas för sådan el vars inmatade mängd och dess fördelning över tiden har mätts och rapporterats till kontoföringsmyndigheten enligt de föreskrifter som meddelats av regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten.

Innehavare av produktionsanläggning som är ansluten till lågspänning med en säkringsnivå om högst 63 ampere ska istället för vad som anges i första stycket dels preliminärt beräkna mängden överförd el och dess fördelning över tiden (preliminär schablonberäkning), dels slutligt mäta mängden överförd el och beräkna dess fördelning över tiden (slutlig schablonberäkning). Värdena ska rapporteras till kontoföringsmyndigheten. Detta gäller inte för elproducenter som har begärt att mängden el och dess fördelning över tiden ska mätas.

Innehavaren av produktionsanläggningen får svara för mätningen och rapporteringen.

Om inmatning från produktionsanläggningen sker till ett elnät som används utan stöd av nätkoncession *skall* innehavaren av produktionsanläggningen svara för mätningen och rapporteringen.

Om endast en del av elproduktionen i en anläggning berättigar till elcertifikat, *skall* innehavaren särskilt beräkna och rapportera sådan elproduktion enligt de föreskrifter som meddelas av regeringens eller, efter regeringens bemyndigande tillsynsmyndigheten.

Om inmatning från produktionsanläggningen sker till ett elnät som används utan stöd av nätkoncession *ska* innehavaren av produktionsanläggningen svara för mätningen och rapporteringen.

Om endast en del av elproduktionen i en anläggning berättigar till elcertifikat, *ska* innehavaren särskilt beräkna och rapportera sådan elproduktion enligt de föreskrifter som meddelas av regeringens eller, efter regeringens bemyndigande tillsynsmyndigheten.

Denna lag träder i kraft den 1 juli 2009.

3 Förslag till lag om elnätsinvesteringsfond

Härigenom föreskrivs följande.

Lagens ändamål

1 § Lagens ändamål är att främja produktionen av elektricitet med användande av förnybara energikällor och torv (förnybar el) genom att underlätta samhällsekonomiskt motiverade investeringar i elnätet. I detta syfte innehåller lagen en möjlighet för den som till elnätet planerar att ansluta en anläggning för produktion av förnybar el, att ansöka om bidrag för nätavgifter för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät.

Definitioner

2 § I denna lag används följande beteckningar med den betydelse som här anges:

1. fonden: elnätsinvesteringsfonden,
2. fondavgift: den avgift som finansierar elnätsinvesteringsfondens verksamhet.

Skyldighet att betala fondavgift

3 § Den som har nätkoncession är skyldig att betala fondavgift till den myndighet som regeringen bestämmer. De totala avgiftsintäkterna ska täcka fondens prognostiserade kapitalbehov. Avgifterna fördelas mellan nätkoncessionshavarna efter underliggande elkonsumention hos slutkunderna. Avgiften ska vara 0,05 öre per kilowattimme.

4 § Nätkoncessionshavarna fördelar kostnaderna för fondavgiften mellan uttagskunderna i proportion till föregående års uttag av energi.

Förvaltning av avgiftsmedlen

5 § Den myndighet som regeringen bestämmer ska förvalta de inbetalade fondavgifterna i en fond.

Regeringen meddelar föreskrifter om fonden och dess förvaltning.

Avgiftsmedlens användning

6 § Inbetalade fondavgifter ska användas för att ersätta de kostnader som avgiften ska täcka enligt 10 § och kostnaden för fondens administration.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om användningen.

Fondens organisation

7 § Regeringen ska utse en myndighet som ska stå som värd för det särskilda beslutsorgan där fonden ska administreras.

8 § Regeringen ska ange hur många ledamöter som ska ingå i det särskilda beslutsorganet och ska även tillsätta ledamöterna.

Elproducent som är berättigad att ansöka om fondmedel

9 § Berättigad att ansöka om fondmedel är den som avser att till elnätet ansluta en produktionsanläggning som enligt 2 kap. lag (2003:113) om elcertifikat uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat.

Vad som kan ersättas

10 § Nätavgift för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät kan ersättas av fonden.

Tilldelning av fondmedel

11 § Tilldelning av fondmedel sker efter tillgång på medel i fonden.

12 § Tilldelning ska endast ske till nätinvesteringar som bedöms vara samhällsekonomiskt motiverade. Vid prioritering av ansökningar ska en bedömning göras huruvida aktuella elnätinvesteringar kan nyttjas även för framtida produktion av förnybar el.

13 § Vid bedömning av ansökningar ska en rangordning ske så att den ansökan prioriteras som innebär den lägsta kostnaden för fonden per producerad energienhet.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela närmare föreskrifter om kriterierna för tilldelning.

14 § Regeringen, eller den myndighet som regeringen bestämmer, får meddela föreskrifter som innebär att det ansökta beloppet reduceras vid tilldelning. Reduktionen utgör en egenfinansiering. Storleken på reduktionen fastställs av det särskilda beslutsorganet.

15 § Den som har nätkoncession ska på begäran utan dröjsmål lämna sådana uppgifter som är av betydelse för fondens bedömning av en ansökan.

16 § Elnätinvesteringsfonden ska upphöra den dag som behov av fonden inte längre föreligger. Kvarvarande medel i fonden tillfaller då statskassan.

Denna lag träder i kraft den 1 juli 2009.

4 Förslag till förordning om ändring i elförordning (1994:1250)

Härigenom föreskrivs i fråga om elförordningen (1994:1250) att 11 § ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse

Ersättning enligt 3 kap. 15 § första stycket ellagen (1997:857) *skall* beräknas enligt följande.

Värdet under 1 *skall* beräknas utifrån den minskning av energiförlusterna i nätkoncessionshavarens ledningsnät som uppstår på grund av att anläggningen matar in el på nätet och ersätts i förhållande till mängden inmatad el samt till när denna inmatning sker.

Vid beräkning av värdet under 2 *skall* följande bedömningsgrunder beaktas.

- a) Produktionsanläggningens effektleveransförmåga.
- b) Produktionsanläggningens driftsäkerhet och den överenskommelse som kan finnas mellan nätkoncessionshavaren och anläggningshavaren om när produktionsanläggningen planeras vara

Föreslagen lydelse

11 §

Ersättning enligt 3 kap. 15 § första stycket ellagen (1997:857) *ska* beräknas enligt följande.

Värdet under 1 *ska* beräknas utifrån den minskning av energiförlusterna i nätkoncessionshavarens ledningsnät som uppstår på grund av att anläggningen matar in el på nätet och ersätts i förhållande till mängden inmatad el samt till när denna inmatning sker. *På regionnät ska förändringen av energiförlusterna beräknas som dess marginella påverkan, det vill säga förändringen av hela elsystemets energiförluster när man jämför situationen att anläggningen producerar respektive inte producerar elektrisk energi.*

Vid beräkning av värdet under 2 *ska* följande bedömningsgrunder beaktas.

- a) Produktionsanläggningens effektleveransförmåga.
- b) Produktionsanläggningens driftsäkerhet och den överenskommelse som kan finnas mellan nätkoncessionshavaren och anläggningshavaren om när produktionsanläggningen planeras vara

i drift.

c) Mängden inmatad elektrisk energi samt när denna inmatning sker.

i drift.

c) Mängden inmatad elektrisk energi samt när denna inmatning sker.

Denna förordning träder i kraft den 1 juli 2009.

5 Förslag till förordning om ändring i förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857)

Härigenom föreskrivs i fråga om förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) att de nya bestämmelserna 19 b och 30 §§ ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse

Föreslagen lydelse

19 b §

Ett internt nät inom området för en anläggning för elproduktion får byggas och användas utan nätkoncession.

Från ett internt nät enligt första stycket får inget uttag ske annat än för anläggningsinnehavarens eget behov för att driva anläggningen.

30 §

Överföring av el för annans räkning får äga rum på ett elnät som är beläget inom området för en anläggning för elproduktion till den del av nätet som används av anläggningen för elproduktion. Detta gäller även om nätet i sin helhet ursprungligen inte har använts för överföring av el utslutande för egen räkning.

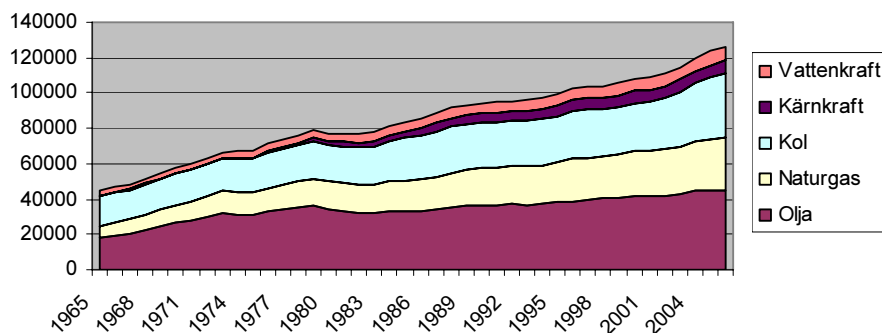
Denna förordning träder i kraft den 1 juli 2009.

1 Uppdraget och dess genomförande

1.1 Bakgrund

Energianvändningen i världen består huvudsakligen av fossila bränslen. Figur 1.1 visar hur användningen av kommersiellt försåld energi har ökat i världen mellan åren 1965 och 2006. Figuren visar dock inte vindkraften, vars årsproduktion globalt av el är cirka 150^1 TWh el motsvarande cirka $0,8^2$ procent av världens elproduktion.

Figur 1.1 Världens energikonsumtion 1965–2006 i TWh³



Framför allt ökar användningen av de fossila bränslena olja, kol och naturgas, dvs. de energislag som vid förbränning orsakar utsläpp av koldioxid. Historiskt sett har användningen aldrig tidigare ökat så

¹ Installerad kapacitet totalt 74328 MW 31 dec 2006 – "Wind Power Monthly no.4 April 2007". Antagen utnyttjningstid 2000 h (MWh/MW).

² Världens elproduktion 2006 var 19028 TWh – "BP Statistical review of world energy".

³ Källa: "BP Statistical review of world energy" Olja, naturgas och kol räknat som energi-innehåll. Vattenkraft och kärnkraft räknat som motsvarande mängd primäreenergi som skulle behövas för att erhålla samma mängd elektricitet från ett oljeeldat kraftverk med 38% verkningsgrad, dvs. elproduktion $\cdot 2,6$.

snabbt som under de tre senaste åren. Energianvändningen är dock mycket ojämnt fördelad över jorden. Det globala genomsnittet av kommersiellt försåld energi är ungefär 21 000 kWh per capita och år⁴ medan motsvarande siffra för EU-27 är cirka 42 000 och i Sverige 61 000 kWh per capita och år. I den officiella svenska statistiken⁵ beaktas även andra energislag än de som visas i figur 1.1 (t.ex. biobränslen) och detta ger en energianvändning om 70 000 kWh per capita och år. Ett världsgenomsnitt på Sveriges nivå skulle därmed innebära att den globala energianvändningen behövde tredubblas. Detta är knappast ett realistiskt scenario förutsatt att utsläppen av koldioxid samtidigt radikalt ska reduceras. Visserligen har Sverige ett större värmebehov än andra länder. Samtidigt har länder med varmare klimat och samma levnadsstandard som Sverige i stället ett stort kylbehov. En tydlig tendens är också att elenergi utgör en allt större andel av den använda energin. Andelen av den kommersiellt försålda energi som användes för elproduktion var i början av 1990-talet cirka 31 procent och har på senare år ökat till cirka 38 procent⁶. För att få en långsiktigt hållbar energiförsörjning är den utmaning som därmed ligger framför oss att kombinera en radikalt mer effektiv energianvändning med en mycket stark ökning av användandet av förnybara energislag.

Sveriges elenergiförsörjning består⁷ av vattenkraft (43 %, 64 TWh/år), kärnkraft (48 %, 70 TWh/år), biobränslen och vindkraft (5 %, 7 TWh/år) samt fossila bränslen (4 %, 6 TWh/år). Sveriges elförsörjning bygger idag på två starka ben, vattenkraften och kärnkraften. Sverige har mycket goda förutsättningar att i framtiden även kunna förlita sig på ett tredje starkt ben bestående av i huvudsak biobränslen och vindkraft. Denna utredning berör hur anslutningsreglerna för kraftverken i detta tredje ben ska kunna förbättras för att erhålla en rationell elförsörjning.

För att öka mängden förnybar elproduktion i den svenska energimixen har ett elcertifikatssystem införts. Elcertifikatssystemet innebär att producenter av förnybar el får ett (1) elcertifikat av staten för varje producerad MWh el. Genom att sälja elcertifikat får producenterna en extra intäkt utöver själva elförsäljningen, vilket skapar

⁴ Källa: "BP Statistical review of world energy" Energikonsumtion för 2006..Befolkning: Världen: 6 miljarder, EU-27: 493 miljoner (Eurostat), Sverige: 9 miljoner.

⁵ Källa Energimyndigheten: "Energiläget i siffror" avseende år 2005., 630 TWh, vattenkraft avser normalår.

⁶ Källa: "BP Statistical Review of World Energy", Andelen = Elproduktion•2,6/Energianvändning.Faktorn 2,6 motsvarar den bränslemängd som behövs i ett kraftverk med verkningsgrad 38% för att erhålla given elproduktion.

⁷ Medelvärde 2003–2005, källor Energimyndigheten och Svensk energi.

bättre ekonomiska villkor för miljöanpassad elproduktion och stimulerar utbyggnaden av elproduktion med förnybara källor. Efterfrågan på elcertifikat skapas genom att alla elleverantörer samt vissa elanvändare är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel (kvot) av sin elförsäljning eller elanvändning, en så kallad kvotplikt. Kvotens storlek varierar för varje år och den medför en ökande efterfrågan på förnybar el och elcertifikat. Certifikatskvoterna är satta så att de motsvarar en produktion av förnybar kraft om cirka 17 TWh år 2016 förutsatt att elförbrukningen utvecklas enligt prognos. Vid lägre elförbrukning blir kravet lägre eftersom det är en viss andel av förbrukningen som skall täckas med certifierad produktion. I det följande antas att kvotplikten motsvarar 17 TWh per år.

Prissättningen i certifikatssystemet är centralt för dess funktion. Marginalkostnaden i de kraftverk som kan erhålla certifikat är oftast låg (klart under elpriset) vilket gör att merkostnaden just för certifikaten är närmast noll. Detta gör att man säljer certifikaten även om certifikatspriset skulle vara mycket lågt, eftersom allt över noll innebär en förtjänst. Producenten kan välja att spara certifikaten för att sälja dem senare men det förutsätter att han eller hon tror att priserna blir högre i ett senare läge. Certifikatspriset motsvarade fram till mars 2007 cirka 20 öre per kWh. Prisnivån beror på att konsumenternas behov av certifikat är så stort att priset måste vara på den nivån för att ny certifikatsberättigad produktion ska komma in. Antag att det i Sverige installeras certifikatsberättigad produktion som tillsammans ger 19 TWh per år 2016. Detta skulle i praktiken leda till ett certifikatspris nära noll eftersom konsumenterna bara behöver certifikat motsvarande 17 TWh år 2016. Metoden för prissättning gör därmed att kvotsystemet sätter ett effektivt tak för hur mycket certifikatsberättigad produktion som kommer in i systemet, dvs. sådan produktion som inte klarar sina kostnader utan att er-hålla en extra betalning via certifikaten.

I elcertifikatssystemet ingår en kvotpliktsavgift vilken baseras på mängden elcertifikat som saknas för att uppfylla kvotplikten. Avgiften uppgår till 150 procent av det volymvägda medelpriset på elcertifikat ett år bakåt i tiden. Avgiften medför att det kan bli dyrt för elhandlarna om de inte köper in tillräckligt med certifikat motsvarande kvotplikten för kunderna.

Slutsatsen från detta är att mycket talar för att elcertifikatssystemet leder till att det byggs ungefär så mycket förnybar produktion som det är designat för, dvs. i dagsläget 17 TWh år 2016.

Prissättningen i certifikatssystemet har som framgår ovan stor betydelse för hur mycket certifikatsberättigad produktion som kommer in i systemet. I denna utrednings direktiv (dir. 2007:10), punkt 1 står det "Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag" Det absolut mest centrala regelverket för "storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen" är därmed certifikatssystemets kvoter och övriga regler som t.ex. vad som händer om elhandlare inte köper tillräckligt med certifikat. Utredningen har dock tolkat direktiven som att nivån på mängden certifikatsberättigad produktion, vilken bestäms av certifikatssystemets detaljregler är en politisk fråga, vilket ligger utanför denna utrednings uppdrag. Certifikatssystemets prissättning är dock av central betydelse för utredningens arbete. Antag, hypotetiskt, att utredningen skulle föreslå att alla nätutbyggnader för produktion av förnybar el blir gratis, dvs. anslutningsavgifterna blir noll och att alla nättariffer sätts till noll. Detta skulle därmed göra produktionen billigare men det skulle samtidigt inte leda till mer certifikatsberättigad produktion eftersom certifikatssystemets tak om 17 TWh ändå gäller. Vad som i stället skulle hända är att certifikatspriset skulle gå ned (eftersom det inte behöver vara lika högt) och att nättarifferna för vissa konsumentgrupper skulle gå upp. Det skulle dock inte bli mer förnybar produktion än vad certifikatssystemet ger utrymme för. Lönsamheten i de förnybara kraftverken skulle generellt bli densamma eftersom certifikatspriset blir precis så högt som behövs för att den sista anläggningen ska byggas. Priset blir också så lågt att det inte byggs mer än vad certifikatssystemet ger utrymme för. Oavsett kostnadsnivå (dvs. såväl nättariffer som investeringskostnader) leder ju certifikatssystemet till en given mängd certifierad produktion.

Det är viktigt att det i samhället finns en kunskap om certifikatssystemets konsekvenser. Nya projekt som skulle kunna öka produktionen av förnybar kraft kommer knappast att leda till att mängden förnybar kraft ökar utan i stället ökar konkurrensen på en begränsad marknad. Däremot medför en ökad konkurrens att man erhåller samma mängd (vilken bestäms av certifikatssystemet) produktion av förnybar el fast till ett lägre pris. Om man med "en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen" menar mer än 17 TWh år 2016 så är det certifikatssystemets kvoter och övriga regler som ska ändras.

I prop. 2005/06:154 står på sidan 41:

En hög ambitionsnivå inom ramen för elcertifikatssystemet ställer krav på åtgärder för att underlätta tillståndsgivningen för sådana energislag. En särskild kontrollstation 2008 skall tillkomma utöver förslaget i avsnitt 6.2 och användas för att se hur de åtgärder, som vid denna tidpunkt vidtagits för att underlätta denna tillståndsgivning, fallit ut. I det fall förutsättningarna att få till stånd utbyggnaden av sådan förnybar elproduktion inte påtagligt förbättrats, är det regeringens avsikt att vidta nödvändiga åtgärder för att förbättra förutsättningarna. Därmed skapas möjligheter för att senare fatta beslut om att höja ambitionsnivån inom elcertifikatssystemet med upp till 2 TWh till år 2016.

Om alla dagens planer på ny förnybar produktion genomförs kommer klart mer än 17 TWh per år att byggas ut vilket kommer att ge mycket låga certifikatspriser. En tydlighet om färdriktningen vad gäller icke enbart elprisfinansierad produktion är nödvändig för att inte optimism ska ändras till besvikelse och medföra svåra ekonomiska påfrestningar för dem som investerar i ny förnybar elproduktion.

Med hänvisning till första punkten i utredningens direktiv är därmed syftet med denna utredning inte att beakta mängden elproduktion kopplad till en "storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen" utan snarare konkurrensen mellan olika installationer (vid en given total mängd) så att man får till en så rationell utbyggnad som möjligt. Utredningens syfte är därmed att få till en så samhällsekonomisk utbyggnad av den förnybara elproduktionen som möjligt. En möjlig konsekvens, som är osäker och kräver politiska beslut, är att en mer samhällsekonomisk utbyggnad kan leda till att det politiska intresset ökar för att tillåta ökande certifikatskvoter. Viktiga förutsättningar för denna utredning är den tid som utredningen har haft på sig samt konstruktionen av dagens el-lagen. Dagens ellag är tämligen ospecifik vad gäller detaljer kring till exempel nättariffer, nätnytta och anslutningsavgifter. Den huvudsakliga ekonomiska regleringen av nätföretagen gäller deras totalintäkter och i mycket liten utsträckning hur deras totalintäkter fördelas mellan olika spänningsnivåer, kundgrupper och tariff typer, t.ex. effektavgifter och energiavgifter. Det har till utredningen från många håll framförts, såväl från enskilda inom nätföretag som från producenter, att regelverket bör vara mycket klarare.

Detta är ett berättigat krav eftersom producenter idag kan behandlas mycket olika av olika nätföretag p.g.a. att nätföretagen använder olika beräkningsmetoder. Det har i utredningen klart fram-

gått att det inte ens inom varje kollektiv av producenter respektive nätägare finns en samsyn om hur bra beräkningsmetoder skulle kunna se ut. Denna fråga har dock till viss del behandlats av den parallella Energinätsutredningen. Det har dock inte varit möjligt att inom tidsramarna för denna utredning föreslå en förbättrad detaljreglering av hur den ekonomiska regleringen av nättariffer mm ska se ut. Det är därför av stor vikt att Energimarknadsinspektionen ges resurser och ett tydligt uppdrag att se till att fördelningen av nätföretagens tariffintäkter mellan olika kundgrupper baseras på liknande beräkningsmetoder. Detta eftersom utredningen föreslår att betydligt fler producenter än idag i framtiden kommer att betala nättariffer, och då måste metodiken för att ta fram dessa tariffer av EMI bedömas som skälig.

Inom tidsramarna för utredningen har det dock framkommit en hel del frågeställningar som utredningen närmare har studerat. En av dessa är att kraftverk på olika spänningsnivåer kan behandlas olika vad gäller anslutningskostnader:

Om man har ett kraftverk som är så stort att det ansluts direkt till stamnätet, är det Svenska Kraftnät som avgör vad som är anläggningsspecifika kostnader och vad som "systemet" behöver. Om t.ex. mer vindkraft i Norrland medför ett behov av ökad transmissionskapacitet söderöver, är det inte självklart att just vindkraften ska betala för detta. Vem som betalar för detta beror på Svenska Kraftnäts tolkning och vilket uppdrag man fått från regeringen. Vad som är speciellt med Svenska Kraftnät är också att kostnaden för "systeminvesteringar" kan läggas på stamnätsavgiften vilket innebär att nästan samtliga svenska elkunder är med och betalar för detta.

Om man å andra sidan gör en investering i mer vindkraft på Gotland och detta förorsakar investeringar i regionnätet i Östsverige så måste de tillkommande vindkraftägarna betala för detta. Om extra nätinvesteringar i stället skulle betalas av regionnätägarna skulle endast en del av de svenska elkunderna drabbas av högre avgifter. Samma problematik finns vid behov av nätförstärkningar i lokalnäten p.g.a. tillkommande produktion.

Det kan tilläggas att det var ett helt annat regelverk som gällde när de två första "starka benen", dvs. vattenkraften och kärnkraften, byggdes upp. När kärnkraften byggdes upp gjordes många tilläggsinvesteringar såväl i vattenkraften som i transmissionsnätet p.g.a. att vattenkraften mer blev en effektleverantör vilket krävde starkare kraftöverföring mellan norra och södra Sverige. När vattenkraften byggdes upp krävdes såväl starkare regionnät som ett införande av

transmissionsnätet men det sågs knappast som att kunderna i vissa regioner skulle betala för regionnätssupbyggnaden just där.

Kraftverk på olika spänningsnivåer har även olika nättariffer. Detta gäller såväl energidelen i nättariffen som effektdelen och lagregleringen inom detta område är mycket sparsam. I Sverige tillämpas effekttariffer "nedåt" i systemet så att regionnäten betalar effektagifter till stamnätet och lokalnäten betalar effektagifter till regionnäten oavsett vilken riktning som energin flyter. Man skulle precis lika gärna kunna tillämpa metoden att kraftverken på stamnätetsnivå bör betala för nättransporten fram till kunderna som ofta ligger på region- och lokalnätetsnivå. Det bör dock noteras att detta är en filosofisk fråga men att valet av metod påverkar konkurrensen mellan kraftverk på olika spänningsnivåer. Det är också viktigt att notera att det alltid är konsumenterna som på olika sätt finansierar kraftverken, antingen via nättariffen eller via sina elinköp. En konsekvens av den svenska filosofin är också att kraftverk på region- och lokalnätetsnivån kan få betalt för sin "nätnytta" om de med sin produktion minskar kostnaderna för det nät till vilka de är anslutna. För energidelen gäller detta även på stamnätetsnivå där kraftverk som minskar stamnätets förluster krediteras för detta. Dagens tariffnivåer för kraftverk på lokal- och regionnätetsnivåer ligger generellt sett högt jämfört med vad producenter betalar på stamnätetsnivå. Detta beror bland annat på metoden att ta ut effekttariffer enligt ovan. För till exempel vindkraft kompenseras inte högre effekttariff på lägre spänningsnivå med en motsvarande höjning av ersättning för nätnytta. Det är i princip möjligt att göra om tariffsystemet för att inte missgynna produktion på lägre spänningsnivåer. Detta skulle medföra en mycket omfattande lagförändring och det skulle även påverka Energimarknadsinspektionens övervakning av nättarifferna. Det har inte bedömts som rimligt att föreslå någon stor genomgripande förändring av tariffsystemet inom denna utrednings ramar. En viktig fråga i detta sammanhang är också att Svenska Kraftnät tidigare hade en jämnare fördelning av sina kostnader mellan producenter och konsumenter men att man på grund av anpassning till grannländerna sänkte tarifferna för producenterna och höjde dem för konsumenterna. Detta medförde ökad konkurrenskraft för producenter på stamnät men också till viss del för producenter på andra nätnivåer eftersom nätnyttan ökade i takt med att tarifferna till regionnäten ökade. Denna ordning har skapat ett problem idag på så sätt att Svenska Kraftnätets tariffer för producenter i många fall kan vara så attraktiva att det för en producent kan vara lönsammare att inte

ansluta sig till regionnätet (med högre tariffer) utan i stället finansiera en längre (egentligen inte samhällsekonomisk) ledning för att ansluta sig till stamnätet.

1.2 Uppdraget

A: Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag.

Denna del tolkas som att summan av förslagen inte ska missgynna förnybar produktion generellt. "Storskalig" tolkas inte som att avsikten är att signifikant ändra konkurrensen mellan större och mindre kraftverk utan snarare att få till ett system som medför en rationell utbyggnad av elsystemet vid större mängder förnybar produktion. Med "större mängder" avses här det som riksdagen beslutar om, vilket med nuvarande regelverk leder till cirka 17 TWh per år. Föreslagna förändringar är inte begränsade till att enbart gälla denna mängd ny förnybar elproduktion.

B: Lämna förslag till hur nuvarande reducerade nätavgift för mindre elproduktionsanläggningar enligt 4 kap. 10 § ellagen (1997:857) kan ersättas av enhetliga principer för bestämmandet av nätavgifter för produktionsanläggningar samt undersöka behovet av och lämna förslag till eventuella övergångsbestämmelser avseende nätavgifter för befintliga anläggningar färdigställda före den 1 januari 2007.

Avsikten är att ta bort undantaget för anläggningar som är mindre än 1,5 MW. Motivet att ta bort det är att denna precisa gräns medfört att verk på t.ex. 1,6 MW har fått incitament att officiellt minska nivån på installerad effekt. Dessutom byggs vindkraftsfarmer hellre med 1,5 MW-verk än mer ekonomiskt gångbara större verk för att man vill få ner nättariffen. Att helt ta bort gränsen för samtliga anläggningar kan eventuellt ställa till stora problem för riktigt små anläggningar. Dessutom uppstår enligt direktiven ändå en ny gräns (punkt D) där riktigt små anläggningar inte behöver timmätas. Ett problem har också varit den negativa debatt som skapats eftersom andra nätkunder får betala mer.

Övergångsreglerna är här centrala för redan existerande småskalig produktion. Som nämnts ovan görs inte tolkningen att ”storskalig” produktion innebär att man vill förändra konkurrenskraften till större anläggningars fördel. Detta innebär att förutsättningarna för att kunna erhålla en rimlig ekonomi även i ny småskalig produktion på något sätt måste beaktas.

C: Kartlägga förekomsten av små produktionsanläggningar för förnybar el i Sverige och göra en bedömning av sådana anläggningars framtida utveckling.

”Små produktionsanläggningar” tolkas som anläggningar mindre än 1,5 MW. Även något större anläggningar studeras i utredningen. Däremot avses enbart nätanslutna anläggningar. ”Framtida” utveckling tolkas som perioden efter det att föreslagna åtgärder är genomförda och det har gått en tid.

D: Lämna förslag till den lagstiftning och det regelverk i övrigt som krävs för att ett undantag från nuvarande krav på timvis mätning, beräkning och rapportering för inmatning av el från små anläggningar för förnybar elproduktion skall kunna införas.

”Små anläggningar” innebär betydligt mindre anläggningar än 1,5 MW. Tolkningen är att det avser anläggningar vars huvudsakliga produktion inte går utanför konsumentens område, dvs. huvudsakligen produktion för egen konsumtion. Det kan dock finnas mindre anläggningar (10-tals kW) som enbart levererar direkt till nätet.

E: Lämna förslag till generella, icke diskriminerande riktlinjer enligt vilka ersättning kan bestämmas vid inmatning av el, från mindre elproduktionsanläggningar.

Här används beteckningen ”mindre produktionsanläggningar”. Avsikten är inte att i lagstiftningen särskilja mellan små och större anläggningar utan att beräkningsmetoderna ska vara så korrekta som möjligt.

Det finns ett flertal länder som efter en avregleringsprocess ändå har fått igång en betydande nysatsning på förnybar energi, däribland Tyskland, Spanien, Storbritannien och Portugal. För att finna alternativa lösningar har därför dessa länders (kallade ”de fyra studerade länderna”) hantering av de för denna utredning intressanta frågor

studerats. De frågor som har visat sig viktiga, där det finns intressanta likheter samt skillnader mellan Sverige och de fyra studerade länderna är nättariffer, finansiering av nätinvesteringar och administrativa anslutningsregler.

1.3 Utredningens bedrivande

Utredningen inledde sitt arbete i mars 2007. Under utredningstiden har utredaren och sekreterarna sammanträtt med Energinätsutredningen.

Utredningen har haft underhandskontakter med representanter för Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten, E.ON, Fortum, SERO, Svenska Kraftnät, Svensk Energi, Svensk Vindkraft, Vattenfall samt ytterligare ett antal nätföretag och småskaliga elproducenter.

Utredningens ordförande har även deltagit i ett antal seminarier under utredningstiden.

Utredningen har haft sex sammanträden med experterna varav två tvådagarsammanträden, ett i internatform.

2 Förnybar elproduktion i Sverige

2.1 Direktiv Dir 2007:10

Kartlägga förekomsten av små produktionsanläggningar för förnybar el i Sverige och göra en bedömning av sådana anläggningars framtida utveckling.

2.2 Sammanfattning

Det fanns år 2006 1 916 anläggningar som erhöll elcertifikat, det vill säga vindkraft, solel, småskalig vattenkraft och biobränslebaserade kraftvärmeanläggningar. Totala antalet enheter var 2 288. Av anläggningarna var 1 847 mindre eller lika med 1,5 MW och av dessa var 229 mindre än eller lika med 50 kW.

För att aktörerna på marknaden ska investera i ny elproduktion krävs långsiktiga och stabila ekonomiska förutsättningar. På intäktsidan finns elpris och elcertifikatspris. Elpriset bedöms inte komma att sjunka. Elcertifikatspriset däremot, kommer med ett statiskt elcertifikatssystem att bli mycket lågt när utbyggnaden av ny certifikatberättigad elproduktion passerar 17 TWh, motsvarande dagens kvoter. Med ett mycket lågt certifikatspris kommer ingen elproduktion att byggas ut när 17 TWh har uppnåtts, förutsatt att inte elpriset ökar avsevärt. Det är därför viktigt att riksdagen i ett tidigt skede beslutar om ett nytt mål inom elcertifikatssystemet om man önskar mer än 17 TWh produktion där elpriset inte räcker som finansiering.

Det finns många potentialbedömningar och prognoser gjorda avseende hur stor utbyggnaden av ny elproduktion kan bli. Vad som i slutänden realiserar beror till stor del på de ekonomiska förutsättningarna. Kraftvärmeanläggningar i fjärrvärmesystem producerar idag cirka 7 TWh el per år, varav biobränslebaserade cirka 3,4 TWh el. Fram till år 2010 planeras en utbyggnad om ytterligare 3 TWh.

Cirka 1,2 TWh av den nytillkommande är biobränslebaserad produktion. På lång sikt visar prognoser och potentialbedömningar att den biobränslebaserade kraftvärmens, förutom värmeproduktionen, kommer att kunna stå för mellan 18 och 20 TWh el per år. Elforsk bedömer att omkring 60 procent av bränslet kommer att bestå av biobränsle år 2015.

Tre solcellsanläggningar finns i elcertifikatssystemet idag. Bedömningen är att spridningen av solcellsanläggningar kommer att ske relativt långsamt och att det kommersiella genombrottet kommer att ske cirka år 2025. När det gäller vågkraft bedöms endast ett fåtal pilotanläggningar ha kommit in i kraftsystemet år 2025. Elproduktion genom geotermi bedöms inte komma att ske de närmaste tjugo åren.

För utbyggnad av storskalig vattenkraft finns en potential på maximalt 5 TWh i de redan exploaterade stora älvarna och cirka 1 TWh för de småskaliga. Det finns en effektiviseringspotential i den befintliga storskaliga vattenkraften som kan bedömas till 1–2 TWh. När det gäller vattenkraften finns svårigheter att få acceptans för planerade projekt och tillståndsprocessen kan bli svår och lång, med en stor osäkerhet som följd om projektet kan genomföras eller inte. Energimyndigheten har sammantaget bedömt att vattenkraften totalt kan öka med 0,75 TWh till år 2015. SERO har bedömt potentialen för småskalig vattenkraft till 1,8 TWh.

Enligt Energimyndighetens prognoser kommer vindkraften att producera cirka 8,6 TWh år 2025. Där sätter elcertifikatssystemet en gräns. Det finns emellertid betydligt större potential att bygga ut vindkraften. Det finns enligt Energimyndighetens sammanställning över planerade anläggningar i Sverige över 25 MW¹, för närvarande projekt med totalt mellan 1 127 och 1 539 vindkraftverk i tillståndsprocessen. Om alla realiserades blir beräknad elproduktion mellan 17 och 23 TWh. Fram till år 2010 beräknas 340 vindkraftverk komma att byggas, som tillsammans med befintlig installerad effekt når en beräknad årsproduktion om knappt 3,5 TWh.

Den förnybara småskaliga elproduktionen har hittills funnits företrädesvis i södra eller mellersta delen av landet. Tendensen för de stora anläggningarna är att ny landbaserad vindkraft lokaliseras i norra Sverige och havsbaserad i södra delen men att det också planeras en mängd små (mindre än 25 MW) i södra Sverige.

¹ Planerade vindkraftsanläggningar, www.energimyndigheten.se/vindkraft.

2.3 Inledning

Utredningen ska enligt kommittédirektivet kartlägga förekomsten av små produktionsanläggningar för förnybar el och göra en bedömning av sådana anläggningars framtida utveckling. Vad som definieras som små produktionsanläggningar är inte helt klarlagt. Utredningen har valt att i kartläggningen göra en indelning i två kategorier, en för anläggningar mindre eller lika med 1 500 kW och en för anläggningar mindre eller lika med 50 kW. Den förra gränsen har valts i enlighet med definitionen för småskaligt i ellagen 4 kap 10 § och den senare har valts av flera olika skäl. Utredningen har bedömt det som en gräns utifrån vad som skulle kunna betraktas som produktionsanläggningar huvudsakligen för husbehov. Ur elnätssynpunkt bedöms den storleken på nätanslutning sällan ge upphov till några större investeringar. Vid 50 kW går också en gräns för skatteplikt, enligt energiskattelagen (1994:1776) 11 kap 2 § där det sägs att: *elektrisk kraft inte är skattepliktig om den till lägre effekt än 50 kilowatt utan ersättning levererats av en producent eller en leverantör till en förbrukare som inte står i intressegemenskap med producenten eller leverantören.*

När det gäller bedömningen av anläggningars framtida utveckling har utredningen sammanställt redan gjorda prognoser och potentialbedömningar och i detta fall har utredningen inte gjort en strikt uppdelning mellan småskaligt och storskaligt. Här är det antalet tillkommande kilowattimmar förnybar el som är det viktiga.

2.4 Kartläggning av produktionsanläggningar för förnybar el

Under 2006 var den totala elproduktionen (preliminära siffror) i Sverige 140,3 TWh (Tabell 2.1). Förbrukningen var samma år 146,4 TWh.

Tabell 2.1 Total elproduktion i Sverige

Tillförsel	TWh 2006
Vattenkraft	61,2
Vindkraft	1,0
Kärnkraft	65,0
Övrig värmekraft	13,2
<i>varav bibränslebaserad elproduktion i fjärrvärmesystem</i>	<i>Ca 3,4²</i>
<i>varav bibränslebaserad elproduktion i industriella kraftvärmesystem</i>	<i>Ca 4,5</i>
Elproduktion totalt	140,3

Källa: Elåret 2006, Svensk Energi

Utredningen har haft tillgång till Energimyndighetens register över anläggningar som godkänts för elcertifikat. I elcertifikatsregistret finns alla anläggningar som tilldelas elcertifikat. Certifikatberättigade produktionsanläggningar är vindkraft, solel, vågenergi, geotermisk energi och bibränslebaserade kraftvärmeanläggningar. Därutöver är vissa vattenkraftanläggningar berättigade: Anläggningar på 1,5 MW eller mindre som var i drift före maj 2003, anläggningar som tagits ur drift före 1 juli 2001 och som därefter tagits i drift efter utgången av 2002, eller en anläggning som tagits i drift första gången efter utgången av 2002. Det finns certifikatsberättigade anläggningar som inte ansökt om certifikat och dessa saknas i kartläggningen. Totalt sett torde ändå de flesta småskaliga förnybara elproduktionsanläggningarna i Sverige finnas med i registret. De som saknas bedöms vara anläggningar med mycket låg elproduktion eller som inte producerat någonting alls under år 2006. Som nämns i kapitel 4.6 så innebär dagens lagstiftning att elproduktionen måste timmätas för att elcertifikat ska erhållas, och med dagens kostnad bara för timmätning så är det knappast lönsamt att anmäla en anläggning till elcertifikatsregistret om den är i storleksordningen ett par kilowatt. SERO uppskattar att det 2006 fanns 400³ småskaliga produktionsanläggningar som inte är anslutna till elcertifikatssystemet på grund av för höga mättnings- och rapporteringskostnader. Det finns t.ex. mer än tio gånger så många solcellsanläggningar i samma storleksklass som

² Eftersom allokeringen av bränsle på el- och värmeproduktion varierar beroende på styrmedel och skatter är dessa cirkauppgifter uppskattade.

³ Villkor för försäljning av el från nätanlutna solcellsanläggningar- nuläge och förbättringsförslag (06:48), 2006. Elforsk.

de solcellsanläggningar som har elcertifikat⁴. År 2006 fanns det, enligt Energimyndighetens elcertifikatsregister från början av år 2007, 1 916 anläggningar som erhöll elcertifikat (tabell 2.2). Några av anläggningarna består av flera enheter. Det gäller t.ex. vindkraftsparker. Antalet enheter var 2 288. Av anläggningarna var 1 847 mindre eller lika med 1,5 MW och 229 var mindre än eller lika med 50 kW.

Tabell 2.2 Antal anläggningar i Energimyndighetens elcertifikatssystem, januari 2007

	Antal anl i cert.systemet	Antal enh i cert.systemet	Antal småsk. <1,5 MW	Antal riktigt små <50 kW
Vattenkraft	1 067	1 265	1 122	209
Vindkraft	716	868	695	17
Bioel	130	152	27	0
Solel	3	3	3	3
Summa	1 916	2 288	1 847	229

Det fanns under 2006 inga anläggningar som producerade el med hjälp av geotermi eller vågkraft.

Anläggningarna som finns i elcertifikatssystemet finns företrädesvis i södra och mellersta delen av landet, vilket tabellerna 3 och 4 visar. Angiven årsproduktion är beräknade siffror som ägaren uppgett vid ansökandet om elcertifikat. Observera att dessa siffror inte stämmer med det antal elcertifikat som utfärdades under 2006 vilket var 12 156 940 (se vidare under 2.5.2 Elcertifikat). Anledningen till skillnaden är troligtvis att anläggningsägare till kraftvärmeverk angett hela sin elproduktion, även den som inte är baserad på förnybara bränslen.

⁴ Muntlig uppgift från Elforsk. Se exempel på solcellsanläggningar på www.elforsk.se/solenergi.

Tabell 2.3 Av elproducent vid ansökan om att få anläggning godkänd för elcertifikat angiven årsproduktion uppdelat per län.

Län	Biobränsle, MWh	Sol, MWh	Vatten, MWh	Vind, MWh	Totalt, MWh
Norrbottn	605 200		33 870	57 486	696 556
Västerbotten	344 500		68 000	10 372	422 872
Jämtland	166 000		41 540	260 079	467 619
Västernorrland	1 240 500		96 280	19 000	1 355 780
Gävleborg	1 128 001		208 702	5 542	1 342 245
Dalarna	208 000		184 590	35 100	427 690
Uppsala	455 000		10 940	500	466 440
Värmland	830 000		148 870	4 460	983 330
Västmanland	713 800	23	113 765	50	827 638
Stockholm	1913 900		1 160	2 280	1 917 340
Örebro	422 660		184 734	9 960	617 354
Södermanland	281 100		42 070		323 170
Västra Götaland	446 990		286 276	198 983	932 249
Östergötland	960 000		114 233	80 984	1 155 217
Jönköping	173 000		89 058	4 100	266 158
Gotland	25 000		32	208 305	233 337
Kalmar	977 000		61 370	88 321	1 126 691
Halland	400 700		78 503	100 394	579 597
Kronoberg	163 200		80 217	1 030	244 447
Blekinge	155 000		42 147	39 650	236 797
Skåne	706 150	40	59 754	314 973	1 080 917
Totalt	12 315 701	63	1 946 111	1 441 569	15 703 444

Om man delar upp Sverige i tre regioner, norra (Norrbottn, Västerbotten, Jämtland, Västernorrland), mellersta (Gävleborg, Dalarna, Uppsala, Värmland, Västmanland, Stockholm, Örebro, Södermanland) och södra Sverige (Västra Götaland, Östergötland, Jönköping, Gotland, Kalmar, Halland, Kronoberg, Blekinge, Skåne) fördelas den angivna elproduktionen enligt följande tabell.

Tabell 2.4 Av elproducent vid ansökan om att få anläggning godkänd för elcertifikat angiven årsproduktion med Sverige uppdelat i tre regioner.

	Biobränsle	Sol	Vatten	Vind	Totalt
Norra Sverige	2 356 200	0	239 690	346 937	2 942 827
Mellersta Sverige	5 952 461	23	894 831	57 892	6 905 207
Södra Sverige	4 007 040	40	811 590	1 036 740	5 855 410
Totalt	12 315 701	63	1 946 111	1 441 569	15 703 444

2.5 Ekonomiska förutsättningar för ny elproduktion

Utbyggnaden av anläggningar för förnybar elproduktion är, vid sidan av acceptansproblem och tillståndsgivning, främst beroende av vilka ekonomiska förutsättningar anläggningarna får. På utgiftssidan ligger kostnader för inköp av själva kraftverket, material, tillstånd av olika slag, mark, byggnation av väg etcetera. Kostnader för att ansluta anläggningen till elnätet kan vara en betydande del av den totala kostnaden och den årliga tariffen som en anläggning ska betala för nät-tjänsten kan också vara en stor del av de totala driftskostnaderna.

Kostnaden för att producera el har uppskattats i Elforsks rapport El från nya anläggningar⁵. Uppskattningarna har gjorts enligt annuitetsmetoden med sex procent real kalkylränta och 20 års avskrivningstid. För vattenkraft har dock valts en avskrivningstid på 40 år.

⁵ El från nya anläggningar (07:50), 2007. Elforsk.

Tabell 2.5 Elproduktionskostnad för några förnybara elproduktionstekniker

	Biokraft- värme 80 MW	Biokraft- värme 10 MW	Vindkraft, land 4,25 MW	Vindkraft, land 40 MW	Vindkraft, hav 150 MW	Vindkraft, hav 750 MW	Vatten- kraft 90 MW
Kapitalkostnad 6 % ränta	42,5	72,2	45,5	38,3	63,5	68,8	21,8
Kapitalkostnad 12 % ränta	65,3	112,3	69,9	58,9	97,5	105,6	39,7
Drift- och under- hållskostnad	13,7	20,6	9,0	9,0	10,0	14,0	3,3
Bränsle	49,1	63,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Värme kreditering	-39,2	-55,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Skatter	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5
Elproduktions- kostnad 6 %	66,1	101,5	54,5	47,3	73,5	82,8	28,5
Elproduktions- kostnad 12 %	88,9	140,7	78,9	67,9	107,5	119,6	46,5

Drift- och underhållskostnader har uppskattats enligt följande i rapporten: ”De ”bränsleneutrala” vind- och vattenkraftanläggningarna har i modellen åsatts rörliga respektive fasta drift- och underhållskostnader uttryckt i kr/MWh bränsle respektive i procent av investeringen. Här ska noteras att de i vindkraftens rörliga kostnader vanligen ingående kostnaderna knutna till effektabonnemang och energiavgift för elöverföringen, beroende bland annat på den lokala stamnätsavgiften, har exkluderats för att likställa vindkraft med övriga kraftslag. De har satts till 4 öre/kWh för den större landbaserade parken och 6 öre/kWh för de båda havsbaserade anläggningarna. Den mindre landbaserade (dvs. anläggningen på 4,25 MW) belastas inte med dessa kostnader enligt 4 kap 10 § ellagen som anger att kraftverk/aggregat med en effekt på mindre än 1 500 kW endast betalar avgift för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät och inte kostnader för drift och underhåll av elnätet.” Anslutning till elnätet har uppskattats till en genomsnittlig kostnad på 2 500 kr/kW för havsbaserad vindkraft, 1 000 kr/kW för landbaserad vindkraft och 500 kr/kW för övriga kraftslag. Trots att den större havsbaserade vindkraftanläggningen förutsätts producera mer el per effektenhet än den mindre anläggningen, beräknas den totala elproduktionskostnaden bli högre för den stora anläggningen. Detta beror på att den stora anläggningen förutsätts uppföras längre ut från kusten, med högre kostnad för såväl investering som

drift och underhåll. Elproduktionskostnaden för vattenkraft varierar mycket beroende på skaleffekter. SERO har bedömt elproduktionskostnaden för en genomsnittlig småskalig vattenkraftanläggning⁶ (250 kW) till 79 öre per kWh, med en kalkylränta på 6 %. Kostnaderna fördelas på kapitalkostnader 51 öre, drift och tillsyn 12 öre, normalt underhåll 4 öre, avsättning till fördjupat underhåll och reparationer 5 öre, försäkring och administration 3 öre samt fastighets-skatt 4 öre per kWh.

På intäktssidan finns elpriset samt elcertifikat som många förnybara produktionsanläggningar kan få. Det finns även olika stöd som vissa anläggningar erhåller eller har fått tidigare.

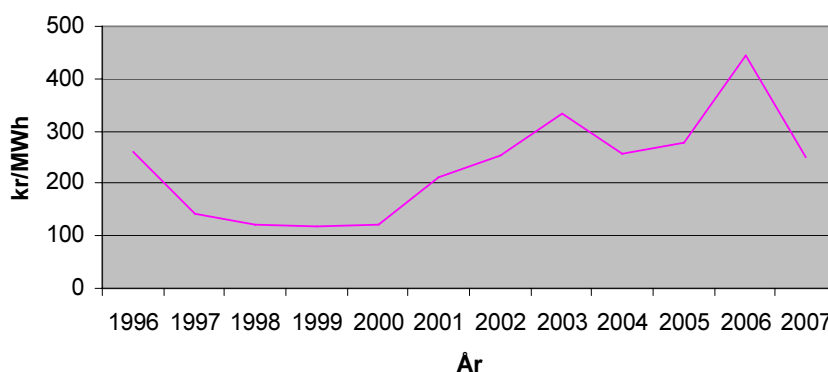
2.5.1 Elpris

Spotmarknadens systempris⁷ (det nordiska pris som skulle ha gällt om det inte fanns några kapacitetsbegränsningar i det nordiska överföringsnätet) sjönk under de första åren efter 1996. Det genomsnittliga systempriset var som lägst år 2000 (108 kr per MWh). Under perioden efter år 2000 steg systempriset för att nå det hittills högsta årsmedelpriset på 445 kr per MWh under torråret 2006. Trots att den relativt billiga nordiska vattenkraftsproduktionen ökade med drygt 35 TWh mellan åren 2004 och 2005 var systempriset 2005 (272 kr per MWh) högre än priset 2004 (264 kr per MWh). Det finns dock fundamentala faktorer som förklarar denna prisutveckling. Den främsta orsaken är handeln med utsläppsrätter som introducerades 2005. Detta i kombination med historiskt sett höga priser på fossila insatsbränslen har påverkat prisnivån kraftigt. Vidare lades Barsebäcks andra reaktor ned i maj 2005 (orsakade en minskad årsproduktion om cirka 2 TWh det året att jämföra med ökad vattenkraftproduktion om 35 TWh).

⁶ PM Småskalig vattenkraft Produktionskostnader, 2008. SERO.

⁷ I detta avsnitt hämtas uppgifterna (förutom figur 2.1) från Prisbildning och konkurrens på elmarknaden (ER 2006:13) Energimyndigheten (Energimarknadsinspektionen).

Figur 2.1 Årsgenomsnitt av spotmarknadens systempris i prisområde Sverige. 2007 års medelvärde är beräknat t.o.m. november.



Källa: www.nordpool.com.

Det finns, enligt Energimarknadsinspektionen, ingen orsak till att under de närmaste åren förvänta sig en långsiktig återgång till de prisnivåer som rådde fram till sekelskiftet. Även om det skulle bli ett snabbt fall i bränslepriserna kvarstår utsläppshandelns effekter på elpriset. Till detta kommer också effekterna av den minskade reservkapaciteten i såväl Norden som på kontinenten. Omfattande utbyggnader av ny produktionskapacitet kan förbättra situationen men det är samtidigt långa ledtider för tillkomsten av nya produktionsanläggningar.

2.5.2 Elcertifikat

I riksdagens beslut i juni år 2002 om energipolitikens inriktning under de närmaste åren ingick bl.a. ett mål för att öka den årliga användningen av el som produceras med hjälp av förnybara energikällor. I målet angavs att produktionen av förnybar el ska öka med 10 TWh från 2002 års nivå fram till år 2010⁸. Det kan jämföras med 1997 års energipolitiska stödprogram som innebar en ökning av produktionen med 1,5 TWh på fem år. För att kunna uppfylla målet beslutade riksdagen 2003⁹ att införa ett system för handel med elcertifikat. Systemet startade den 1 maj år 2003. Målet med elcertifikatssystemet är att främja och skapa ett stabilt regelsystem för dem som producerar el med sol, vind, vatten och biobränsle (förnybar el). Den

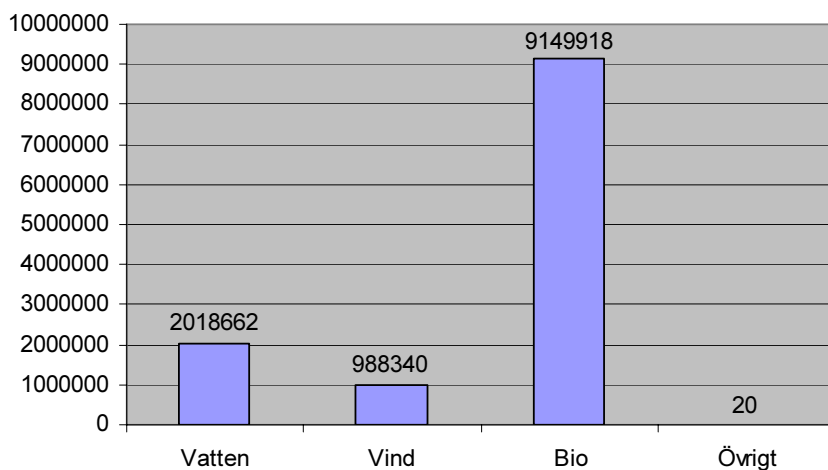
⁸ Prop. 2001/02:143, bet. 2001/02:NU17, rskr. 2001/02:317.

⁹ Prop. 2002/03:40, bet. 2002/03:NU6, rskr. 2002/03:133.

som producerar en MWh förnybar el tilldelas av staten ett elcertifikat som visar att elen producerats av förnybara energikällor. För att skapa efterfrågan på elcertifikat åläggs elleverantörer och elanvändare en skyldighet att varje kalenderår förvärva ett antal elcertifikat i förhållande till sin elförbrukning under kalenderåret. Denna skyldighet benämns kvotplikt. Elintensiv industri är undantagen från kvotplikt. För att skapa en växande marknad för elcertifikaten ökar kvotplikten årligen fram till år 2010.

Målet är att den förnybara elproduktionen ska öka med 17 TWh till år 2016 jämfört med 2002 års nivå. Det betyder att produktionen av certifikatberättigad elproduktion ska öka från 6,4 TWh till 23,4 TWh, vilket motsvarar ungefär 12 procent av den totala elförbrukningen i Sverige. År 2006 producerades i Sverige cirka 70 TWh förnybar el, att jämföra med den totala elproduktionen på 140 TWh. Befintlig storskalig vattenkraft, som inte var elcertifikatsberättigad, stod för huvuddelen av den förnybara andelen. Antalet utfärdade elcertifikat under 2006 visas i figur 2.2.

Figur 2.2 Antal utfärdade elcertifikat under 2006

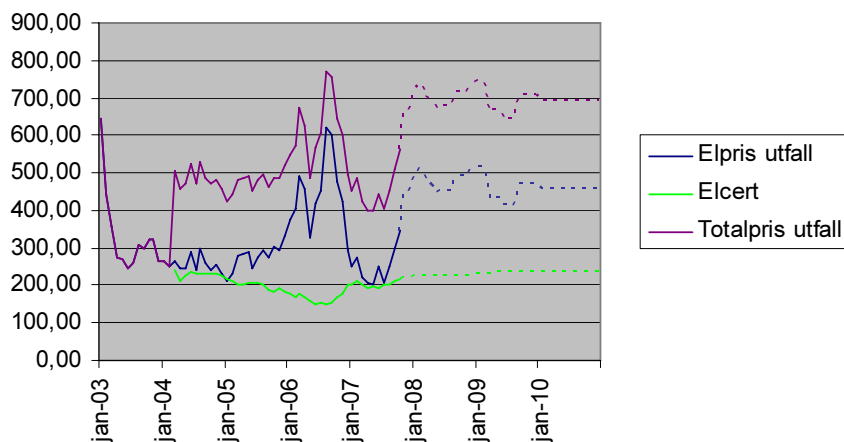


Källa: Cesar

En utbyggnad av den förnybara elproduktionen är beroende av att marknadens aktörer får långsiktiga och stabila ekonomiska förutsättningar. Riksdagen har beslutat om att elcertifikatssystemet ska drivas fram till år 2030. Systemet kan alltså sägas vara långsiktigt, men vad som kommer att hända med prisnivån på elcertifikat är inte helt

förutsägbart. Nivån har, sedan elcertifikatssystemets införande varierat beroende på utbud och efterfrågan samt elpris.

Figur 2.3 Elcertifikatspris och elpris, samt det sammanlagda priset, kr/MWh. Streckad linje är terminspriser.



Källa: www.nordpool.com

Figuren visar utfallet av elcertifikatpriset och elpriset på Spotmarknaden (Stosek) från 2003 till och med oktober 2007. Priserna framåt är terminspriser.

Det finns för närvarande ett förhållandevis stort överskott av elcertifikat på marknaden¹⁰. Vid årsskiftet 2005/2006 uppgick det till mer än halva den mängd elcertifikat som fordras för att täcka 2006 års kvotplikt. Den nedgång i prisnivån som skedde under det första halvåret av 2006 måste i det perspektivet betraktas som måttlig. Den framtida utvecklingen är till stor del beroende av i vilken mån utbyggnadsplanerna för större kraftprojekt realiserar. Förutom förväntningar om utbudets utveckling bedöms elpriset inverka på elcertifikatpriset så till vida att högre elpriser innebär lägre elcertifikatpriser. Ett högre elpris innebär att en producent kan sälja sina elcertifikat till ett lägre pris och ändå få en lika stor totalintäkt. 17 TWh är ett mål och systemet innebär att bara de mest kostnadseffektiva anläggningarna byggs.

¹⁰ I detta avsnitt hämtas uppgifterna från Elcertifikatsystemet 2006 (ET 2006:48). Energimyndigheten.

2.5.3 Stödsystem

Miljöbonus är ett stöd till vindkraft som innebär en minskning av energiskatten vid produktion av vindkraft. Den som yrkesmässigt levererar el som framställts i ett svenskt vindkraftverk och är skyldig att betala skatt för elleverans till slutkund får göra ett skatteavdrag, en så kallad miljöbonus¹¹. Miljöbonusen infördes 1994 på nivån 9 öre per kWh och var åren som följde lika med energiskatten i södra Sverige (t.ex. år 2000 var den 16,2 öre per kWh) fram till 2004 då den började trappas av. Enligt planen ska den avvecklas år 2009. År 2008 är den 2 öre/kWh för landbaserad och 13 öre/kWh för havsbaserad vindkraft och för år 2009 är den noll för landsbaserad och 12 öre/kWh för havsbaserad enligt tidigare lagt förslag. Nivåerna hanteras dock årligen i budgetpropositionen.

Mellan åren 2000 och 2003 fanns den s.k. 9-öringen, ett temporärt driftstöd på 9 öre per kWh för elproduktionsanläggningar med en effekt om högst 1 500 kW. Syftet var att sänka kostnaden för vindkraftsproducerad el och att förbättra ekonomin för småskaliga elproducenter. Därefter infördes elcertifikatssystemet.

Många befintliga elproduktionsanläggningar har tidigare erhållit investeringsstöd av olika slag vilket påverkar totalekonomin för anläggningarna. Under olika perioder på 1990-talet kunde vindkraft, småskalig vattenkraft och bibränslebaserade kraftvärmeanläggningar erhålla investeringsstöd från Energimyndigheten. Under 1990-talet genomfördes också lokala investeringsprogram (LIP), vilket under 2000-talet ersattes av klimatinvesteringsprogram (KLIMP) där investeringar i förnybar elproduktion har kunnat stödjas. Det här innebär att det finns många befintliga produktionsanläggningar som fått ett investeringsstöd och som därför fått bättre ekonomiska förutsättningar från början än de anläggningar som byggts helt med eget kapital.

2.6 Bedömning av den framtida utvecklingen

Det finns en mängd potentialbedömningar och prognoser gjorda genom årens lopp, vilka visar på skiftande resultat beroende på vad man velat visa med studien. Potentialbedömningarna kan variera mycket beroende på om man diskuterar teknisk, fysisk, ekonomisk

¹¹ Avdragsrätten upphör när den sammanlagda elproduktionen i vindkraftverket uppgår till 20 000 kWh per installerad kW enligt elgeneratorns märkeffekt.

eller praktisk potential. Hur många förnybara elproduktionsanläggningar som kommer att byggas beror på elpriser och ekonomiska förutsättningar i övrigt samt hur olika hinder kan överkommas. Hindren kan vara svårigheter att få tillstånd av olika slag, acceptans och problem med att ansluta anläggningarna till ett befintligt kraftnät.

I "Energimyndighetens långsiktsprognois"¹², som är en bedömning av vad som kommer in i systemet under nuvarande¹³ elcertifikatsperiod och med nuvarande kvoter fram till år 2025 (gäller både stor- och småskalig kraft), görs bedömningen att det år 2025 kommer att produceras 68 TWh vattenkraft, 7 TWh vindkraft och 18,9 TWh elproduktion i fjärrvärmenätet (kraftvärme). Hur bränslefördelningen kommer att se ut för kraftvärmeproduktionen beror bland annat på bränslepriserna, skatter, pris på utsläppsrätter och kvot i elcertifikatsystemet. Som insatt bränsle i kraftvärmeproduktionen är det naturgas som står för den största ökningen i kraftvärmeverken följt av trädbränsle. Det bedöms att trädbränsle kommer att användas i samma storleksordning som naturgas. Även avfall kommer att öka. Kraftvärme i industrin, så kallat industriellt mottryck, bedöms öka från 4,6 TWh år 2004 till drygt 7 TWh år 2025.

Ingen solet bedöms ha kommit in i kraftsystemet till år 2025.

I "Prognoser för utsläpp och upptag av växthusgaser"¹⁴ har prognosen för vindkraft höjts till 8,6 TWh, medan elproduktion i fjärrvärmenätet ligger kvar på samma nivå som i ovanstående prognos.

2.7 Biobränslebaserad elproduktion i fjärrvärmesystem

I rapporten "Tid för kraftvärme"¹⁵ menade man att fjärrvärmen har en potential att nå 70 procent marknadsandel av värmemarknaden inom 20 till 30 år. Med nuvarande fjärrvärmeunderlag och med nuvarande naturgasnät kan elproduktionen i kraftvärmesektorn öka till cirka 20 TWh el, jämfört med ett utgångsläge på 4,7 TWh el 2002. Uppskattningen byggde på en utbyggnad av kraftvärme utanför det

¹² Långtidsprognos 2006 – enligt det nationella systemet för klimatrapporering (ER 2007:02). Energimyndigheten.

¹³ Enligt ändringar i lag (2003:113) om elcertifikat som infördes 1 januari 2007.

¹⁴ Prognoser för utsläpp och upptag av växthusgaser, Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2008 (ER2007:27). Energimyndigheten och Naturvårdsverket.

¹⁵ Tid för kraftvärme. 2002. Svenska Kommunförbundet, Svenska Fjärrvärmeföreningen och Svensk Energi.

befintliga naturgasnätet med andra bränslen än naturgas. Om naturgasnätet byggs ut till Mellansverige kan elproduktionen istället öka till 28 TWh, eftersom det möjliggör kraftvärmeproduktion med ett högre elutbyte på samma värmeunderlag. Till dessa siffror tillkom industrins mottrycksproduktion om cirka 4 TWh.

Fjärrvärmeutredningen analyserade¹⁶ den svenska kraftvärmepotentialen. Potentialen är i första hand beroende av två faktorer, reinvesteringsbehovet inom befintliga fjärrvärmenät samt den möjliga utbyggnaden av dem. Prognoser gjorda på resultat av en enkätundersökning om Svensk Fjärrvärmes medlemmars investeringsplaner visade på en ökad fjärrvärmeleverans med cirka 10 TWh värme fram till år 2010. Elproduktionen väntades därmed öka från dagens (2005) 5 TWh till 11 TWh år 2010. Svensk Fjärrvärme bedömde att fjärrvärmen har en potential att långsiktigt nå 75 procent av den svenska uppvärmningsmarknaden, vilket motsvarar leveranser om cirka 80 TWh värme jämfört med dagens (2005) cirka 47 TWh värme. Detta skulle ge i storleksordningen totalt 20 TWh el. Svensk Fjärrvärme redovisade också en potentialbedömning över hur mycket kraftvärmen skulle kunna byggas ut i de prognostiserade fjärrvärmenäten, totalt 27 TWh eller med ett större inslag av gas 41 TWh. Utredaren ansåg dock att Svensk Fjärrvärmes potentialbedömning var teknisk snarare än ekonomisk och hans bedömning var att utbyggnaden kommer att bli betydligt mer måttlig.

Elforsk hade i rapporten "Kraftvärme i framtiden"¹⁷ målet att göra en realistisk bedömning av kraftvärmeutbyggnaden på 10 till 15 års sikt. Vid beräkningarna har ett elpris på 280 kr/MWh och ett utsläppsrättspris på 135 kr/ton CO₂ använts. Rapporten visar på att den ekonomiskt lönsamma potentialen för elproduktionen i kraftvärmedrift i fjärrvärmesystem år 2015 är cirka 15 TWh el jämfört med dagslägets (2005) cirka 7 TWh el. Omkring 60 procent av bränslet bedömdes vara biobränslen.

Det talas mycket om biobränslebaserad kraftvärme på gårdsnivå, men ännu så länge finns det bara ett fåtal anläggningar. På lång sikt finns det möjligheter att producera el i mikrokraftvärmeanläggningar bestående av gasmotorer eller bränsleceller drivna med vätgas eller flytande bränslen. Kostnaderna för att producera el med dessa tekniker är i dag höga men om de sjunker betydligt är marknaden stor. Utredningen har inte hittat några gjorda bedömningar på hur stor andel småskalig kraftvärme som kommer att uppföras. Utredningens

¹⁶ Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden (SOU 2005:33). Fjärrvärmeutredningen.

¹⁷ Kraftvärme i framtiden (05:37), 2005. Elforsk.

bedömning är att inom nuvarande elcertifikatssystem endast en marginell andel småskalig kraftvärme kommer att komma in i kraftsystemet.

2.7.1 Utredningens sammanfattande kommentarer

Kraftvärmeanläggningar i fjärrvärmesystem producerar idag (2006) cirka 7 TWh el per år, varav cirka 3,4 TWh är bibränslebaserad. Under år 2006 byggdes ett par mindre kraftvärmeverk baserade på bibränslen. Under år 2006 togs också det stora Rya Kraftvärmeverk i Göteborg i drift. Det kommer emellertid inte att vara bibränslebaserat.

Fram till år 2010 planeras enligt Svensk Fjärrvärmes enkät en utbyggnad som ger ytterligare cirka 3 TWh el från kraftvärmeverk. Av dessa är knappt 1,5 TWh producerad med naturgas och 0,3 TWh med avfall. Då återstår därmed 1,2 TWh el från biobaserad kraftvärme som bedöms komma in i kraftsystemet till år 2010.

På 20 års sikt pekar gjorda bedömningar mot en utbyggnad som leder till att kraftvärmen i fjärrvärmesystem kan stå för totalt mellan 18 och 20 TWh el. Hur mycket av detta som kommer att produceras med bibränslen är osäkert, men Elforsk bedömde i Kraftvärme i framtiden att bibränslena skulle kunna stå för i storleksordningen 60 procent år 2015.

2.8 Solel

Det finns ett fåtal solelsanläggningar i Sverige, även om husbehovsproduktionen ökar successivt. Kostnaden för att producera solel har successivt sjunkit och idag kan solceller vara ett lönsamt alternativ i speciella applikationer där elnät saknas. Däremot är kostnaderna fortfarande för höga för att en kommersiellt självbärande marknad för nätanslutna solceller ska kunna skapas.

Enligt Översyn av elcertifikatssystemet, delrapport etapp 2 antas spridningsprocessen i Sverige vara relativt långsam och ett antagande är att det kommer att dröja till år 2017 innan en volym på 100 MW kan uppnås. Vid denna tidpunkt kan dock inte marknaden betraktas som helt kommersiell utan det torde dröja ytterligare några år.

Energimyndigheten¹⁸ bedömer att det kommersiella genombrottet kan ske cirka år 2025.

2.9 Vågkraft

Utvecklings- och utbyggnadsperioden kan ta lång tid beroende på resultaten av pågående forsknings- och demonstrationsprojekt. Uppsala Universitet bedriver ett utvecklingsprojekt, Islandsberg som har som syfte att verifiera grundtekniken. Sedan år 2005 har ett antal generatorer successivt lagts ut i havet utanför Lysekil, vilka ska utvärderas inom ramen för projektet. Vilka förutsättningar för ekonomisk konkurrenskraft som tekniken har, kan inte utredningen bedöma. En full utbyggnad på cirka 10 TWh uppskattas kunna ta 50 år¹⁹. Fram till år 2025 bedöms endast ett fåtal pilotanläggningar ha kommit in i kraftsystemet.

2.10 Geotermi

Även om det i Sverige finns förutsättningar att utvinna geotermisk energi, är de geologiska villkoren för geotermisk elproduktion begränsade. De bästa förutsättningarna finns i Skåne som har sedimentär berggrund och där temperaturen stiger med cirka 30 grader per kilometer in mot jordens centrum. På de flesta andra platser i Sverige där man har kristallint berg, ökar temperaturen med 7–22 grader per kilometer. Utvinning av geotermisk energi befinner sig på forskningsstadiet i Sverige. Resultaten av tidigare gjorda försök gör att inriktningen i Sverige idag ligger på att producera värme och inte el av geotermisk energi och bedömningen är att ingen elproduktion kommer att ske de närmaste 20 åren²⁰.

2.11 Vattenkraft

Energimyndigheten har bedömt den ekonomiska potentialen för utbyggnad av de redan exploaterade stora älvarna till maximalt 5 TWh. För småskalig utbyggnad är potentialen cirka 1 TWh²¹. Det handlar

¹⁸ Forskning och utveckling inom energiområdet. Resultatredovisning 2003 (ER5:2003). Energimyndigheten.

¹⁹ Översyn av elcertifikatsystemet, delrapport etapp 2 (2005:09). Energimyndigheten.

²⁰ Översyn av elcertifikatsystemet, delrapport etapp 2 (2005:09). Energimyndigheten.

²¹ Översyn av elcertifikatsystemet, delrapport etapp 2 (2005:09). Energimyndigheten.

framför allt om nedlagda kraftverk och kraftverk vid befintliga dammar som ej nyttjats till kraftändamål. Ekonomisk potential för effektiviseringar i den befintliga storskaliga vattenkraften är inte utredd men den tekniska potentialen är 3 TWh.

När det gäller vattenkraften finns svårigheter att få acceptans för planerade projekt och tillståndsprocessen kan bli svår och lång, med en stor osäkerhet som följd om projektet kan genomföras eller inte. Möjligen avskräcker detta många marknadsaktörer att satsa på vattenkraftsprojekt. Det är möjligt att certifikatsystemet ger ökad drivkraft för att projektera vattenkraft. Det kan yttra sig i att re-investeringarna i befintliga anläggningar blir mer omfattande samt att gamla nedlagda kraftverk tas i drift igen. Med detta som bakgrund bedömer Energimyndigheten att vattenkraften kan öka med 0,75 TWh till år 2015. SERO bedömer potentialen²² för småskalig vattenkraft till 1,8 TWh, varav tidigare nedlagda anläggningar bedöms kunna producera 0,8 TWh, modernisering och effektivisering av befintliga anläggningar 0,2 TWh, små anläggningar i stora vattendrag 0,5 TWh och små anläggningar i mindre vattendrag 0,3 TWh.

2.12 Vindkraft

Energimyndigheten bedömde vindkraftsproduktionen år 2015 till 6,9 TWh²³. Prognosen utgår från dagens elcertifikatsystem och man bedömer därför att ingen tillkommande produktion från vindkraft kommer att ske mellan åren 2015 och 2025. Bedömningen reviderades i Prognoser för utsläpp och upptag av växthusgaser²⁴ till 8,6 TWh år 2025.

Energimyndigheten gör, fyra gånger årligen, en översiktlig kartläggning över vindkraftsprojekt där byggnation eller tillståndsprocess pågår. Det är enbart anläggningar över 25 MW som sammanställs i listan. Kartläggningen från april 2007 visar att aktuella projekt numera fördelas över hela landet och att en stor del förläggs till norra Sverige. Trenden är landbaserat i norr och havsbaserat i söder. Totalt antal planerade kraftverk är mellan 1 127 och 1 539 stycken och beräknad elproduktion från anläggningarna ligger mellan 17 och 23 TWh.

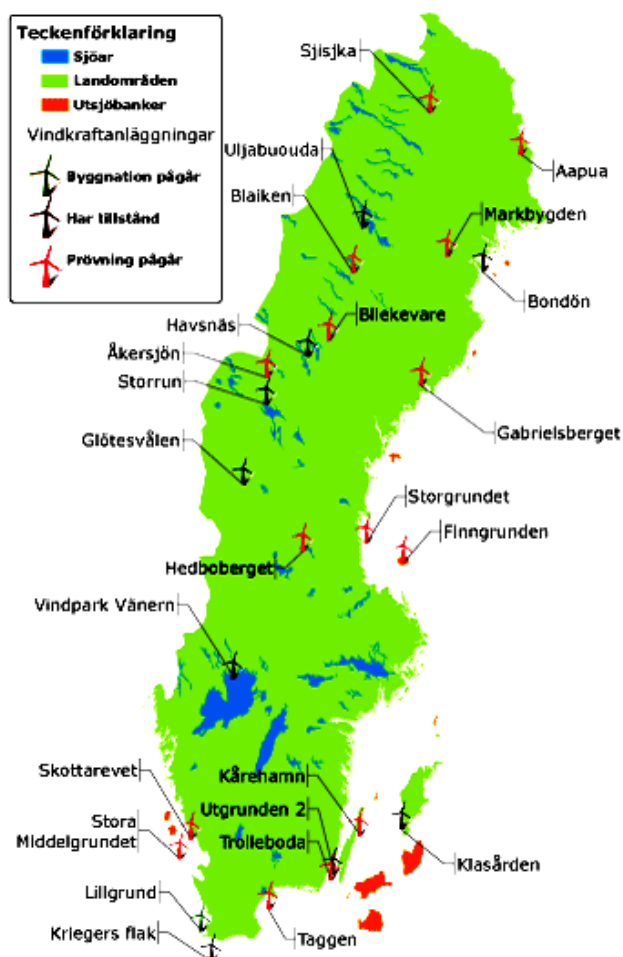
²² PM Småskalig vattenkraft i Sverige, en bedömning av potentialen, 2008. SERO.

²³ LångsiktsprognoS (ER2007:02). Energimyndigheten.

²⁴ Prognoser för utsläpp och upptag av växthusgaser, Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2008 (ER2007:27). Energimyndigheten och Naturvårdsverket.

Under hösten 2007 utarbetade Energimyndigheten ett nytt förslag på planeringsmål för vindkraften i Sverige²⁵. Planeringsmålet syftar till att ge signaler till hur mycket vindkraft som ska kunna hanteras i den fysiska planeringen. Energimyndigheten föreslår ett planeringsmål på 30 TWh år 2020, varav 20 TWh på land och 10 TWh till havs. Det kan jämföras med nuvarande planeringsmål på 10 TWh år 2015 som beslutades år 2002.

Figur 2.4 Planerade vindkraftsanläggningar (2007-04-11),



Källa: Energimyndigheten

²⁵ Nytt planeringsmål för vindkraften år 2020 (ER 2007:45). Energimyndigheten.

Svensk Vindkraft, ett samarbete mellan intresseföreningarna Vindkraftens investerare och projektörer (VIP) och Vindkraftsleverantörerna i Sverige (ViS) har sammanställt planerade vindkraftsanläggningar över 25 MW till år 2010 (tabell 2.5). Den tillkommande årliga elproduktionen från vindkraftsanläggningarna beräknas till knappt 2,5 TWh.

Tabell 2.5 Planerade vindkraftsanläggningar över 25 MW till år 2010.

Projekt	Läge	Projektägare	Antal	Inst effekt, MW	Ber. årsprod GWh	Driftstart
Lillgrund	Malmö	Vattenfall	48	110	330	2007
Bondön	Piteå	NordanVind/ GlobalGreenEnergy	14	35	80	2008
Storrån	Krokom	Dong Energy	12	30	80	2008
Uuljaboda	Arjeplog	Skellefteå Kraft	12	36	100	2008
Gässlingegrund	Vänern	Lokalt konsortium	10	30	75	2009
Bliekevare	Dorotea	Vindkompaniet	20	60	200	2009
Skottarevet	Falkenberg	Favonius	30	135	500	2009
Hedbodberget	Rättvik	Vindkompaniet	15	45	150	2009
	Kristianstad		15	30	70	2009
	Övertorneå		15	45	125	2009
	Lidköping		10	25	60	2009
	Lerum		9	27	65	2009
Havsnäs	Strömsund	RES Skandinavien	48	96	235	2010
Gabrielsberget	Nordmaling	Svevind	40	120	250	2010
Sjäska	Gällivare	Vindkompaniet	30	90	250	2010
Glötesvålen	Härjedalen	Vindkompaniet	30	90	300	2010
	Mora		11	33	75	2010
Totalt			369	1039	2945	

Källa: Svensk Vindkraft

Även här i det kortare perspektivet är det i främst norra Sverige som större landförlagda anläggningar planeras.

Utöver anläggningarna i sammanställningarna ovan, finns det vetskap om flera planer på storskaliga anläggningar som ännu inte nått fram till tillståndsprocess. Det finns även en stor mängd vindkraftsprojekt mindre än 25 MW i olika stadier fördelade över hela

Sverige. Västgötaslätten och Öland kan nämnas som exempel på områden där det planeras många anläggningar mindre än 25 MW. Det har kommit till utredningens kännedom om enskilda nätföretag som har förfrågningar om vindkraftsprojekt på totalt tusentals megawatt. Utredningen ser dock inte att det är möjligt att bedöma vilka av all dessa förslag som kommer att komma längre än till förslagsstadiet.

3 Internationell jämförelse

Detta kapitel innehåller en jämförelse mellan Sverige, Spanien, Portugal, Tyskland och Storbritannien inom områden som är relevanta för Sverige. Spanien, Portugal, Tyskland och Storbritannien kallas fortsättningsvis för de fyra analyserade länderna.

Varje avsnitt inleds med en tabell där situationen i Sverige och de fyra analyserade länderna jämförs. Sedan följer en kort analys av skillnaderna och likheterna mellan de olika länderna.

3.1 Generella system för främjande av förnybar energi

Detta avsnitt fokuserar på vindkraft och solceller eftersom dessa energikällor har ökat anmärkningsvärt i de fyra analyserade länderna. För detaljerna angående andra typer av förnybar energi se bilaga 4.

Tabell 3.1 Jämförelse av stödsystem för förnybar energi och deras påverkan på vind- och solkraftens utveckling

	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
Stödsystem	Elcertifikat	Feed-In tariff & marknadsbaserat alternativ (marknadspris + premium)	Feed-In tariff	Feed-In tariff (olika Feed-In tariffer för olika sorts förnybara energikällor)	Renewables Obligation Certificates (ROC)
Total ersättningsnivå för vindkraft 2006 [€/MWh]	=69,12 ¹ Certifikat=21 Elpris=48,12	Feed-In tariff: 77,73 marknadsbaserat alternativ: 91,01 (premium 31 plus elpris 48 plus marknadsincitament 7 plus andra delar)	92,8	(landbaserad) 83,6 första 5 åren, efter det 52,8	= ~124-130 ² ROCs 59-65 (buy-out: 47,9) plus ~65 för energi
Total installerad effekt i slutet av 2006 [MW]	33 819	82 336	13 607	111 000	83 045
Total installerad effekt vindkraft i slutet av 2006 [MW]	572	11 615	1 716	20 622	1 958
Effekt vindkraft som tillkom under 2006 [MW]	80	1 587	692	2 195	616
Total ersättningsnivå för solceller i 2006 [€/MWh]	=69,12 ³	Feed-In tariff: P<100kW:440 P>100kW:230	Feed-In tariff: P<5kW:447 P>5kW:316	Feed-In tariff: P<30kW:518-568 30kW<P<100kW: 493-543 P>100kW: 487-537	= ~124-130
Installerad effekt solet [MW] end. 2006	4,8	118	2,3	2 863	9,9
Solceller som tillkom under 2006 [MW]	0,6	60	0	953	1

¹ Dessutom betalades en miljöbonus på 7 €/MWh till landbaserade vindkraftsproducenter som installerat anläggningarna innan elcertifikatssystemet infördes i maj 2003. Detta ger en genomsnittlig totalersättning på 76 €/MWh. Det miljöbonusbaserade systemet avvecklas gradvis och kommer att tas bort helt fr.o.m. 2010. På grundval av Nord Pools information används en växelkurs på 9,2556 SEK/€.

² Växelkurs 1 £ = 1,4 Euro

³ Denna betalning erhålls när produktionen säljs till elnätet vilket enbart berör ett fåtal installationer (mindre än 5). Solceller används huvudsakligen i Sverige till att minska konsumtionen och inte till försäljning eftersom konsumtionskostnaden vanligtvis är signifikant högre än försäljningspriset beroende på nättariffer, skatter och avgifter. När den egna konsumtionen reduceras av egen konsumtion är värdet på den egna konsumtionen cirka 110 €/MWh för hushållskunder.

När man jämför olika stödsystem för förnybar elproduktion är det viktigt att ta hänsyn till att varje land har specifika nationella villkor som kan vara mycket varierande. Detta betyder att det kan behövas olika stödsystem för att uppnå samma nivå på elproduktionen. Exempelvis är de genomsnittliga vindförhållandena i Tyskland relativt dåliga. Under 2006 producerade varje installerad megawatt vindkraft 1 560 MWh. Samma år var motsvarande genomsnittliga värde 2 160 MWh i Spanien, 1 850 MWh i Sverige och 2 780 MWh i Storbritannien.

De siffror som presenteras i Tabell 3.1 för den totala ersättningsnivån under 2006 för Sverige, Storbritannien och Spanien (marknadsbaserat alternativ), är ovanligt höga. Detta beror på att elmarknadspriserna var mycket höga detta år. Detta ska beaktas när man jämför ersättningsnivåer i de olika länderna.

Tabell 3.1 visar att under 2006 fick vindkraftsproducenter i Storbritannien de högsta ersättningarna medan vindkraftsproducenter i Sverige fick de lägsta. Vindkraftsproducenter i Tyskland som har producerat el under fler än fem år fick dock lägre ersättningar än de i Sverige. Angående elproduktion från solceller är det uppenbart att systemen med feed-in tariffer i Tyskland, Portugal och Spanien leder till mycket högre incitament än certifikatsystemen i Sverige och Storbritannien. Bland de analyserade länderna är Tyskland det land som har högst ersättning och även störst installerad kapacitet.

Tabell 3.1 visar även att stödsystemen i Tyskland, Spanien och Portugal är baserade på feed-in tariffer vilka definieras för olika sorter av förnybar energi. Detta är en stor skillnad jämfört med det elcertifikatssystem som används t.ex. i Sverige och som har ett enda pris för alla förnybara energikällor. I fråga om systemen för feed-in tariffer så är det viktigaste att de under en bestämd tidsperiod säkerställer en viss inkomst. Elcertifikatssystemet är ett mer osäkert ekonomiskt stöd eftersom priset kan variera kraftigt över tiden. Stödsystemets stabilitet är den avgörande orsaken till att det fortfarande finns en stark utveckling i den tyska vindkraftsbranschen även om ersättningsnivån inte kan betraktas som hög.

Ett intressant exempel på hur ett system med feed-in tariffer och ett marknadsbaserat stödsystem kan kombineras finns i Spanien. Där kan elproducenter som använder förnybara energikällor välja mellan två stödsystem. Inkomsten från det s.k. marknadsbaserade alternativet kan vara avsevärt högre än den från feed-in tariffer, fast den kan också vara lägre. Denna risk har dock minimerats genom att införa ett golv. Samtidigt infördes i Spanien ett tak för att be-

gränsa det statliga stödet till förnybar energi. Även Tyskland och Portugal har etablerat olika kriterier för att begränsa det statliga stödet till vindkraft. I Tyskland har en modell för referensproduktion definierats för varje lokalisering. Efter fem år jämförs varje anläggning med modellen för referensproduktion och om produktionen har nått 150 procent av referensproduktionen minskas ersättningen med 30 procent. I Portugal betalas mindre till vindkraftverk som har en årsproduktion som överstiger 2 000 MWh per installerad MW. Vindkraftverk som producerar mer än 2 600 MWh per år och installerad MW betalas exempelvis 10 procent mindre än vindkraftverk som producerar mindre än 2 000 MWh.

Sammanfattningsvis kan sägas att de länder som har visat den snabbaste utvecklingen inom vindkraftsbranschen, dvs. Tyskland och Spanien, använder stödsystem med fasta feed-in tariffer. Feed-in tariffer ger ett stabilt investeringsperspektiv eftersom de ger fasta elpriser över en bestämd tidsperiod. Därför kan det konstateras att regelverket gällande ersättningssystemet är den viktigaste drivkraften för utvecklingen av förnybar energi. Det finns dock andra faktorer som är relevanta för vindkraftsutvecklingen, som t.ex. tillståndsförfarande och anslutningsprocesser. När man jämför de fyra analyserade länderna med Sverige, har vindkraftsproducenter i Sverige den lägsta ersättningsnivån. Detta betyder att alla andra parametrar, som t.ex. kostnaden för anslutning, nätförstärkning och nättariffer är viktigare än i de övriga analyserade länderna. Det måste dock noteras att i Sverige har systemet med elcertifikat lett till en signifikant ökning av biobränslebaserad elproduktion. Biobränslen är dock inte inkluderade i jämförelsen.

3.2 Nätanslutningsprocessen

Tabell 3.2 Jämförelse av nätanslutningsprocesser för elproducenter som använder förnybara energikällor

	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
Processbeskrivning	Detaljerad process för anslutning till transmissionsnätet, dock inte väl beskriven för anslutning till regionala/lokala nät	Detaljerad process	Detaljerad process	Processen är inte tydligt preciserat inom lagstiftningen, det finns dock laglig rättighet för förnybar energi till anslutning	Detaljerad process för transmission och distribution. Anslutning definieras av National Grid, godkänd av tillsynsmyndighet
Deadlines	Definierade deadlines för anslutning till transmissionsnätet, dock inte till andra nät.	Definierade deadlines	Definierade deadlines	Dröjsmål kan medföra klagomål till tillsynsmyndighet	Max. 3 månader tidsfrist för att behandla ansökan
Avgifter	Inga för transmissionsnätet. För andra nät, beroende på nätägare.	Ja, både för anslutning till transmissions- och till distributionsnätet. 500 €/kW för solenergi ⁴ och 20 €/kW för andra förnybara energier.	Ja, både för anslutning till transmissions- och till distributionsnätet. 400 €/MW för studie över tillgänglig kapacitet och 500 €/kW för tilldelningen av anslutningspunkt	Nej	Ja (beroende på storlek, art och plats)

En väl definierad anslutningsprocess minskar den totala kostnaden för ansökan. Detta betyder att den ansökande har en tydlig uppfattning om vad som krävs och vilka avgifter som gäller. Samtidigt kan nätföretaget utveckla en metod och en process för hanteringen av anslutningsansökningar. En väl definierad process inkluderar den information som krävs för ansökan, de relevanta tiderna inom vilka nätföretag måste besvara ansökan och kostnaderna (avgifter) i samband med ansökan, vilka vanligtvis orsakas av de nätanslutningsstudier som nätföretaget genomför. Det finns mycket detaljerade nätanslutningsprocesser i t.ex. Storbritannien. Processerna har utvecklats av National Grid, systemansvarig för transmissionsnätet (TSO), samt

⁴ Solceller (PV) installerade på bostadshus, kommersiella lokaler eller industrifastighet behöver inte betala avgifterna för ansökan.

prövats och godkänts av tillsynsmyndigheten Ofgem. Även Spanien och Portugal är länder som har mycket detaljerade anslutningsprocesser där processerna är lagreglerade och består inte bara av en uppförandekod mellan nätföretag och producentföreningar.

I länder utan tydligt definierade metoder och processer, bl.a. Sverige, förekommer det ibland långa väntetider för svar på nätanslutningsansökan samt kommunikationsproblem mellan ansökande och nätföretag.

I Tyskland finns ingen tydlig process men elnätsföreningen har utvecklat en riktlinje för nätföretag angående behandling av ansökan. Ännu viktigare är följande reglering: "Nätoperatörer ska omedelbart och med prioritet ansluta anläggningar som producerar el från förnybara energikällor". Om det förekommer dröjsmål måste alltså nätföretaget förklara för tillsynsmyndigheten vad som har orsakat dröjsmålet. Det betyder extra kostnader för nätföretaget om ansökan inte behandlas inom en rimlig tid. I Tyskland godtas inte utvärderingsmetoder som fastslår hur mycket extraproduktion som kan anslutas till en viss punkt eftersom de inte är tillräckligt transparenta. Anledningen är att nätdata vanligtvis inte publiceras. Det brukar vara komplicerat att genomföra en oberoende utvärdering av svaret på en ansökan.

Sammanfattningsvis kan sägas att en tydlig definition av processen för en anslutningsansökan måste omfatta tydliga krav för vad som krävs av elproducenten samt ett tydligt tidsschema för nätföretagets svar och precisa principer för anslutningsanalysen. Detta är förutsättningen för att processen genomförs på ett tydligt, fördomsfritt och konsekvent sätt, oberoende av nätföretag, förnybar produktionsteknik eller vem som ansöker.

Det kan dock alltid uppstå konflikter, vilket även kräver att en tydlig process angående hanteringen av sådana konflikter utvecklas. Tyskland t.ex. hade tidigare en instans för att lösa anslutningskonflikter. Idag ingår denna uppgift i den nya tillsynsmyndighetens ansvar. Detta liknar Spaniens strategi.

Vad gäller avgifter för att behandla anslutningsansökan finns det flera länder som använder sådana avgifter: Spanien, Portugal och Storbritannien. Anledningen till detta är att man vill förhindra oseriösa ansökningar och arbete förorsakat av sådana. Avgifterna kan dock vara ett hinder för mycket små projekt som t.ex. solcellsanläggningar på bostadshus. En lösning är att undanta sådana projekt från att betala avgifterna, vilket tillämpas i Spanien. Avgifterna är väl definierade i Spanien, Portugal och Storbritannien samt oberoende av

vem som är ägare till elnätet där anläggningen ansluts. Detta är viktigt för att förbättra transparensen och för att inte diskriminera vissa producenter. I Sverige bestäms avgifterna av nätägaren och betalas bara för anslutning till distributionsnätet. Själva avgiftsbeloppet dras vanligtvis av från den totala kostnaden som producenten betalar för nätanslutningen.

3.3 Kostnader för nätinvesteringar

Tabell 3.3 Jämförelse av kostnader för nätinvesteringar för elproducenter som använder förnybara energikällor

Vem betalar kostnaderna för...	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
Anslutningsanläggningar från landbaserad vindpark till nätanslutningspunkt	Ägaren till vindkraftsparken	Ägaren till vindkraftsparken	Ägaren till vindkraftsparken	Ägaren till vindkraftsparken	Ägaren till vindkraftsparken
Anslutningsanläggningar från havsbaserad vindpark till nätanslutningspunkt	Ägaren till vindkraftsparken	Ägaren till vindkraftsparken	Ägaren till vindkraftsparken	Transmissionsföretag	Oberoende Transmissionsföretag om anslutningsspänningen är 130 kV eller högre
Förstärkningar i distributionsnätet och regionalnätet	Förstärkningar som gynnar bara vindparksägaren betalas av vindparksägaren. Om förstärkningar gynnar även andra delar kostnaden.	Betalas huvudsakligen av ny elproducent	Betalas huvudsakligen av ny elproducent	Nätföretag	Betalas av elproducent och nätföretag

Förstärkningar i transmissionsnätet	Förstärkningar som gynnar bara vindparksägaren betalas av vindparksägaren. Om förstärkningar gynnar även andra (huvudsakligen i 400 kV nätet) SvK betalar delar av eller hela kostnaden.	Förstärkningar betalas av transmissionsföretaget (fördelas på alla kunder)	Förstärkningar betalas av transmissionsföretaget (fördelas på alla kunder)	Nätföretag (Kostnaderna fördelas på alla kunder i Tyskland)	Förstärkningar betalas av transmissionsföretaget
Avgifter eller depositioner som betalas i samband med förstärkningsarbeten	Nej	Ja, men bara för förstärkningar av transmissionsnätet. 20% av förstärkningskostnaderna.	Ja, för både transmissions- och distributionsnät om förstärkningarna är påskyndade genom överenskommelse mellan nätägare och vindparksägare.	Inga avgifter	Deposition motsvarande två års systemavgifter för förstärkningar av transmissionsnätet

I samtliga analyserade länder, även Sverige, ska elproducenten betala för byggandet av ledningar, transformatorer och alla andra nödvändiga investeringar i samband med nätanslutningen. Ingen skillnad finns i detta avseende mellan konventionella elproducenter och elproducenter som använder förnybara energikällor. I Tyskland antogs under 2007 en lag som fastslår att nätföretag ska betala för elledningarna som ansluter havsbaserade vindkraftverk till företagets nät. I Storbritannien föreligger ett förslag om att bilda oberoende Offshore Transmission Owners (OFTO). Enligt förslaget ska dessa väljas ut genom konkurrensutsatta anbud. De utvalda OFTO kommer att få en transmissionslicens och därigenom en möjlighet till en reglerad intäkt från havsbaserade vindkraftsparker och i gengäld ska de uppfylla licensens skyldigheter under en bestämd tidsperiod (20 år). Det ska även finnas incitament för att nå specifika prestationskrav under den där perioden. OFTO:s blir ansvariga för att utveckla, bygga, finansiera och underhålla det havsbaserade överföringsnät som används för att ansluta havsbaserade producenter.

Varken i de analyserade länderna eller i Sverige finns lagar som ger en tydlig definition av vad systemkostnader är, dvs. kostnader relaterade till de nätförstärkningar, förutom själva anslutningsled-

ningarna som är nödvändiga för att ansluta nya producenter. Detta är av särskild betydelse eftersom det på det sättet bestäms vem som betalar dessa förstärkningar i de analyserade länderna. Undantaget är Tyskland där det alltid är nätägarna som betalar för förstärkningarna. Om det konstateras att förstärkningarna endast gynnar en producent så måste denne producent betala för dem. Om det konstateras att de gynnar fler än en producent, delas kostnaderna mellan producenten och nätägaren. Spanien följer t.ex. kriteriet att förstärkningar av transmissionsnätet gynnar fler än en producent och att de därför fördelas på alla kunder. Däremot antas det i t.ex. Sverige att förstärkningar i transmissionsnätets radialledningar bara gynnar en producent och att denne producent därför ska betala för dem.

I Tyskland måste nätägaren betala alla kostnader för nätförstärkning medan producenterna av förnybar energi i princip måste betala kostnaderna för nätanslutningen dvs. alla kostnader från vindkraftsparken fram till anslutningspunkten. En typisk diskussionspunkt är hur man definierar vilken som är den bästa nätanslutningspunkten. Den allmänna regeln som används utgår från att den totala nätanslutningskostnaden, dvs. anslutning plus förstärkningskostnader, ska minimeras oavsett vem som betalar vilken del. Det kan betyda att ett lågspänningsnät måste uppgraderas till högspänningsnät om det är den mest ekonomiska lösningen. Det kan dock också förekomma att en vindparksinnehavare själv måste bygga en lång ledning till den lämpligaste anslutningspunkten om detta är mer ekonomiskt än att uppgradera det befintliga nätet.

I Storbritannien fördelas vanligtvis kostnaderna för transmissionsförstärkningar på alla kunder. I princip utförs förstärkningar av transmissionsnätet bara om det finns ett tillräckligt antal ansökningar för nätanslutning. Denna strategi medför dock långa fördröjningar i de fall "strategiskt arbete" krävs. Medvetenheten om detta faktum har resulterat i att Ofgem år 2007 godkände £ 560 miljoner för "Transmissionsinvesteringar för förnybar elproduktion". Angående förstärkningar i distributionsnätet måste elproducenter som ansluts efter den 1 april 2005 betala en avgift (Distribution Network Use of System Charge – DuoS). För anslutningar utförda före den 1 april 2005 fakturerades kostnaderna för förstärkningar av distributionsnätet före arbetets utförande.

Tabell 3.3 visar att Sverige är det land där elproducenterna betalar för flest antal kostnadsposter eftersom de betalar för anslutningar, förstärkningar i distributions-/regionnätet och för förstärkningar i transmissionsnätet om det inte gynnar någon annan producent.

Däremot är Tyskland det land där elproducenter betalar för minst antal kostnadsposter för nätinvesteringar eftersom de bara betalar för anslutningen, inte för någon nätförstärkning, varken i distributionsnätet eller i transmissionsnätet⁵. Det är intressant att relatera detta till att Sverige är det land där vindkraftsproducenter får den lägsta ersättningen i jämförelse med de fyra analyserade länderna.

I både Spanien och Portugal måste producenten betala en deposition till transmissionsföretaget om förstärkningar blir nödvändiga för att ansluta dem. Anledningen är att man vill förhindra att projekt inte genomförs samtidigt som förstärkningar utförs. I Sverige betalas ingen deposition till transmissionsföretaget eftersom elproducenten måste betala nättariffer till transmissionsföretaget och även anslutningsavgift om en nätförstärkning enbart behövs för elproducentens anläggning.

Sammanfattningsvis kan sägas att förstärkningar i transmissionsnätet och i distributions-/regionnätet inte behandlas lika i de olika länderna. I allmänhet fördelas kostnaderna mellan samtliga kunder när de är relaterade till förstärkningen av transmissionsnätet, dvs. nätföretaget betalar och täcker kostnaderna genom nättariffer. I Sverige betalar dock elproducenten kostnaderna om förstärkningen gäller en radialledning. Däremot delas kostnaderna mellan produktionsanläggningens ägare och Svenska kraftnät om förstärkningen berör det maskade nätet. I de flesta av de analyserade länderna betalas förstärkningar i distributionsnätet av de företag som orsakar dem. Tyskland är ett undantag eftersom även dessa kostnader fördelas på alla kunder. Jämfört med de analyserade länderna betalar elproducenter i Sverige flest kostnadsposter för nätinvesteringar.

⁵ Elnätsförstärkningar i Tyskland betalas av elnätsföretagen, vilket delvis orsakar högre nättariffer för konsumenterna. Dessa högre tariffer har dock inte betraktats som något större problem av olika intressenter.

3.4 Effektbegränsningar inom regelverket för förnybar energi

Tabell 3.4 Jämförelse av effektbegränsningar för elproducenter som använder förnybara energikällor

	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
Effektbegränsningar vad gäller betalning av nättariffer	Ja, 1,5 MW ⁶	Nej	Nej	Nej	Ej för transmissionsnätet, men för distributionsnät ~5-50 MW
Effektbegränsningar vad gäller stödsystemet	Nej	Feed-in tariff kan variera beroende på projektkapacitet, projekt med kapacitet >50MW får mycket lägre ersättning	Feed-in tariff kan variera beroende på projektkapacitet	Feed-in tariff kan variera beroende på projektkapacitet	Nej
Effektbegränsningar vad gäller nätanslutning	Nej	Åtminstone 100 MW för att ansluta till 220 kV och 250 MW för att ansluta till 400 kV.	Anläggningar med installerad kapacitet >50 MW ansluts till transmissionsnätet, andra till distributionsnätet	Nej	Möjligtvis för havsbaserade vindkraftsparker (nya regler angående nätanslutning av havsbaserade vindkraftsparker diskuteras)

Bara Storbritannien och Sverige har nättariffer för elproducenter. I övriga länder betalar elproducenter ingen nättariff, se även avsnitt 3.2. Sverige och Storbritannien är de enda länder av de fem som tillämpar begränsningar av nättarifferna efter installerad effekt, se även Tabell 3.4. I Sverige betalar elproducenter med en effekt som understiger 1,5 MW inga nättariffer förutom kostnaden för mätning. I Storbritannien finns effektbegränsningar för elproducenter anslutna till distributionsnätet när det gäller betalningen av nättariffer för transmission (Transmission Network Use of System Charges – TNUoS). Dessa begränsningar varierar beroende på område i Storbritannien. I de flesta fall ligger de dock på 50 MW i England och Wales, på 30 MW i transmissionsområdet för Scottish

⁶ Kapacitetsbegränsningen på 1,5 MW i Sverige gäller för varje separat enhet av en anläggning. Detta betyder att en vindpark med 50 stycken 1-MW-vindkraftverk undantas från att betala nättariffer, medan en vindpark med 10 stycken 2-MW-vindkraftverk måste betala nättariffer.

Power samt på 5 MW i Scottish Hydro. De flesta elproducenter som är anslutna till distributionsnätet och har en effekt som understiger dessa begränsningar undantas från TNUoS med hänsyn till den minskade efterfrågan i det område som transmissionsföretaget försörjer. Elproducenter som har anslutits till distributionsnätet efter den 1 april 2005 måste dock betala en avgift för att använda distributionsnätet (Distribution Network Use of System charges – DuoS) om distributionsnätet behöver förstärkas på grund av anslutningen. Avgiften (DuoS) är avsedd att täcka kostnaderna för nätförstärkning.

I de länder där stödsystem baseras på feed-in tariffer definieras olika gränsvärden för installerad effekt för att differentiera ersättningen inom en och samma produktionsteknik. Ett tydligt exempel är de olika ersättningar som solcellsanläggningar får beroende på installerad kapacitet. Skillnaden kan vara så stor som 40 procent. Även för vindkraft finns vissa skillnader beroende på den installerade effekten men de är snarare inom storleksordningen 3–5 procent. De länder som använder certifikatsystem har inte effektbegränsningar eftersom det bara finns en ersättning för all sorts förnybar energi.

Vad beträffar anslutning till nätet är det bara Spanien och Portugal som har definierat begränsningar för anslutningen till olika spänningsnivåer. Anledningen till att sätta sådana begränsningar är att förenkla hanteringen av anslutningsansökan och att förtydliga nätägarnas ansvar. Definitionen av sådana begränsningar har inget att göra med det valda stödsystemet. I t.ex. Spanien kan flera producenter göra en gemensam ansökan till den systemansvarige för transmissionsnätet (TSO) för att på så sätt uppfylla kapacitetskravet för anslutningen till transmissionsnätet. Ytterligare storleksdefinitioner används för mätningskrav, se avsnitt 3.6.

Sammanfattningsvis kan sägas att det i de flesta av de analyserade länderna dvs. Tyskland, Spanien och Portugal inte finns någon effektbegränsning vad gäller betalning av nättariffer, till skillnad från Sverige. Effektbegränsningar används antingen för att definiera spänningsnivåer för anslutning (Spanien och Portugal) eller för att särskilja ersättningsnivåer genom olika feed-in tariffer.

3.5 Nätkoncession

Tabell 3.5 Översikt över policyfrågor relaterade till byggnad/äganderätt av nya elledningar

	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
Får vindkraftsproducenten bygga/äga elledningar som ansluter vindkraftverk inom en vindkraftspark?	Nej	Ja	Ja	Ja	Ja
Får vindkraftsproducenten bygga ledningar som ansluter vindparken till distributions- eller transmissionsnätet?	Nej	Ja	Ja	Ja	Ja

Nätkoncessioner är legala tillstånd som krävs i vissa länder för att kunna bygga elledningar. Ursprunget till sådana nätkoncessioner är det centralt planerade elsystemet som har utvecklats i samband med avreglering med flera nätföretag som följd. I Sverige t.ex. finns koncessioner för ett område som medför att koncessionshavare får bygga elledningar i detta område (vanligtvis för spänningsnivåer på maximalt 20 kV⁷). I princip får ingen annan bygga elledningar med lägre eller samma spänningsnivå, 20 kV, i detta område, med undantag av elledningar som utesluts från sådana koncessioner såsom elledningar inom ett industriområde. I Sverige krävs en annan koncessionstyp, nämligen linjekoncession, för att kunna bygga ledningar med högre spänning än vanligtvis 20 kV. Som nämnts förut medges genom nätkoncessionen rättigheten att bygga elledningar. Koncessionen medför dock även skyldigheten att ge tillgång till alla som vill ansluta en anläggning där. I Sverige får ett företag som söker nätkoncession inte vara elproducent eller elhandelsföretag.

I Sverige har producenterna två valmöjligheter för att bygga anslutningsledningar inom vindkraftsparken eller från vindkraftsparken till anslutningspunkten. Den ena är att betala nätföretaget inom området för att detta ska bygga ledningen. Den andra är att bilda ett nätföretag vilket kan få en nätkoncession och sedan själv bygga ledningarna. För båda alternativen är det elproducenten som betalar

⁷ I Sverige finns ungefär 330 områdeskoncessioner varav bara 10 har en spänningsnivå över 20 kV, alla andra har en spänningsnivå av maximalt 20 kV.

elledningarna. Beroende på den valda lösningen är det dock skillnad på äganderätt av ledningarna och ansvar relaterade till dem.

En nackdel med nätkoncessioner är att de ökar administrationen och försämrar möjligheten för mindre elproducenter att hitta mer ekonomiska lösningar för byggandet av elledningar eftersom vindparksägarna bara får bygga ledningarna själva om de bildar nätföretag. Annars är det bara det nätföretag som innehar koncessionen för området som får bygga elledningar. Att bilda ett nätföretag innebär med nuvarande lagstiftning en hel del skyldigheter som medför en hel del arbete, speciellt för mindre investerare.

I alla de fyra analyserade länderna får vindkraftsproducenter bygga elledningarna mellan enstaka vindkraftverk utan att inneha koncession. Nätföretagen i dessa länder har därmed inte monopol på sådana ledningar. I Sverige krävs däremot nätkoncession för att bygga ledningar mellan kraftverken inom en vindkraftspark.

Inte i något av de fyra analyserade länderna krävs någon koncession för att bygga elledningar från vindkraftsparken till anslutningspunkten i transmissions- eller distributions-/regionnäten. I Spanien får elproducenter bygga sådana elledningar så snart de fått nödvändiga byggnadstillstånd. Dessa är desamma som tillstånden för distributions- eller transmissionsföretag och inkluderar studier av miljöpåverkan och offentligt samråd. För spänningsnivåer mellan 45 och 132 kV är praxis att producenterna överlämnar anslutningsledningen samt även transformatorstationen till distributionsföretaget för att undvika drifts- och underhållskostnader. Även i Portugal är det vanligt att elproducenter på distributionsnivån överlämnar ledningen till distributionsföretaget för att undvika ansvaret för ledningens underhåll och drift. I detta fall har distributionsföretaget skyldighet att ge konsumenter/kunder och andra producenter tillgång till ledningen om tillgängligt effekt finns. När elproducenter i Spanien och Portugal överlämnar nätanslutningsledningen till nätföretaget undviker de drift- och underhållskostnaderna för ledningen eftersom de inte betalar några nättariffer (se avsnitt 3.2). I Sverige, däremot, måste elproducenten betala för drift och underhåll även om ledningen överförs till distributionsföretaget eftersom dessa kostnader ingår i nättarifferna i Sverige.

Sammanfattningsvis kan sägas att i alla de fyra analyserade länderna får vindparksägarna bygga ledningar inom vindparken samt mellan vindparken och transmissions-/distributionsnätet utan att behöva inneha koncession. I Sverige är det annorlunda eftersom koncession krävs för att bygga sådana ledningar. Kravet på nätkoncession syftar

till att dels skapa ett samhällsekonomiskt optimerat och säkert nät med minsta möjliga miljöingrepp, dels skydda gjorda investeringar och garantera kunderna deras rättigheter. Kravet ökar dock byråkratin och kan göra det svårare att hitta mer ekonomiska lösningar för elledningarnas byggande eftersom ägaren till en vindkraftspark måste bilda ett nätföretag för att få bygga ledningarna själv. Annars är det bara det nätföretag som innehar områdeskoncessionen som får bygga elledningar. I de analyserade länderna behandlas elledningar inom elproduktionsanläggningen och från anläggningen till distributions-/transmissionsnätet på annat sätt än ledningar som ingår i distributions-/transmissionsnätet. Detta gäller för alla typer av elproduktionsanläggningar och inte enbart dem som använder förnybara energikällor. I de analyserade länderna kan vindkraftsproducenterna sluta särskilda överenskommelser med nätföretaget i området för att flytta över äganderätten till ledningarna, fram till anslutningspunkten, på nätföretaget. På detta sätt kan producenten undvika det ekonomiska ansvaret för drift och underhåll samtidigt som nätföretaget kan ansluta även andra kunder/producenter.

3.6 Mätning och rapportering

Tabell 3-6 Jämförelse av mätningkrav

	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
Mätning	Krav på timmätning av all produktion.	Inget krav på timmätning och möjlighet att välja mellan nettomätning eller mätning av im-/export för mindre projekt. ⁸	Inget krav på timmätning för mindre projekt som ansluts till lågspänningsnätet (<1 kV)	15-minuters im-/export av, aktiv/reaktiv effekt för enheter >500 kW; för anläggningar <500 kW krävs bara årlig mätning; nettomätning för mindre enheter är möjligt efter överenskommelse	30-minuters im-/export av aktiv/reaktiv effekt; om exporten understiger 16 A/fas krävs bara årlig mätning av im-/export; nettomätning finns inte nu, men diskuteras

För stora produktionsanläggningar i megawattstorlek har kostnaderna för mätning ingen betydelse. Alla länder har vanligtvis samma mätningkrav för konventionella elkraftverk och förnybar energi-anläggningar i megawattstorlek. Mätningkostnader utgör dock en

⁸ "Mindre projekt" avser här anläggningar anslutna till lågspänning (<1 kV) och med en installerad effekt som är lägre än 100 kW.

viktig fråga för mindre anläggningar i kilowattstorlek – som t.ex. solceller eftersom mätningkostnaderna har en kraftig påverkan på ekonomin för projektet i sin helhet.

För mindre projekt skiljer Tyskland, Portugal och Storbritannien mellan produktion inom en konsuments anläggning, t.ex. solceller på hustak, och nätanslutna produktionsanläggningar. Konsumenters egen produktion kräver ingen mätning. I detta fall kan dock inte någon särskild ersättning utgå (feed-in tariff eller förnybar energicertifikat). I Tyskland och Spanien kan man även välja nettomätning om konsumentens egen produktionen ibland överstiger den lokala konsumtionen. Nettomätning betyder att elbolaget bara fakturerar nettokonsumtionen (konsumtion minus egen produktion). Vanligtvis får sådan nettomätning bara användas av mindre anläggningar, t.ex. i Tyskland upp till 500 kW.

Därutöver får elproducenter i Tyskland och Spanien som är anslutna till lågspänningsnätet (huvudsakligen solcellsanläggningar) välja att ha två olika mätningstrustningar, en för producerad el och en för konsumerad el, eftersom ersättningen för producerad el är nästan tre gånger så hög som kostnaderna för konsumerad el.

Mindre nätanslutna anläggningar har ofta särskilda regler för mätningen. T.ex. mindre nätanslutna anläggningar upp till en viss storlek (Tyskland 500 kW, Storbritannien 16A/fas) får installera enklare, dvs. billigare mätningstrustning utan 15- eller 30-minuters mätningintervaller.

3.7 Nätarriffstruktur

Tabell 3.7 Jämförelse av nätavgifter

	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
Nätarriffer för elproducenter	Ja, men också ersättning från nätägaren*	Nej	Nej	Nej	Ja (Systemavgift används) för anslutning till transmissionssystem men också ersättning från nätägaren*

* Nätarriffer i Sverige inkluderar möjligheten att få betalt om elproducenten minskar nätägarens kostnader. Detta system gäller även i Storbritannien.

Nätavgifter kan användas för att fördela vissa kostnader, såsom för nätförstärkningar elsystemförluster, elledningarnas drift och underhåll, bland de elsystemanvändare som huvudsakligen orsakat dessa kostnader. I praktiken är det svårt att tydligt fördela kostnaderna

eftersom det är komplext att identifiera vem som har orsakat vilka kostnader i elsystemet. Därför har vissa länder såsom Spanien, Portugal och Tyskland för länge sedan bestämt att elproducenter inte behöver betala nätavgifter för att använda elnätet. Detta gäller för både konventionell och förnybar elproduktion. Det betyder att nätavgifter, historiskt sett, inte har spelat någon roll inom energipolitiken för att främja förnybar energi. Det måste dock understrykas att nätägandet skiljer sig starkt mellan Spanien/Portugal och Sverige. I Portugal ägs hela distributionssystemet av ett enda företag och i Spanien av fem företag⁹. I Spanien regleras distributionsföretag ex-ante vilket betyder att regeringen varje år bestämmer om varje distributionsföretags inkomst och de tariffer företagen får fakturera vidare till sina kunder. I bägge länderna ägs transmissionsnätet nästan uteslutande av ett enda nationellt företag. Därför är det enklare att kollektivera kostnader som orsakats av en producent i transmissionsnätet, t.ex. på grund av nödvändiga nätförstärkningar, eftersom dessa kostnader fördelas jämnt bland alla kunder i Spanien och Portugal.

I Tyskland råder en situation som liknar den i Sverige. Där finns ett stort antal distributions- och regionnät (ungefär 900) samt fyra transmissionsföretag. Detta betyder att kostnader som orsakats av elproducenter inte fördelas på ett jämnt sätt till alla kunder. Intervjuer med nätföretag, konsumentföreningar och tillsynsmyndigheter i Tyskland har dock visat att detta inte ses som ett stort problem. Det är bara för anslutning av havsbaserade vindkraftsparker i Tyskland som den systemansvarige för transmissionsnätet (TSO) bär ansvaret för att med hjälp av särskilda mekanismer fördela kostnaderna bland alla nätkunder i Tyskland.

Producenterna i Storbritannien betalar nätavgifter (s.k. system charges) om de anslutits till transmissionsnätet. Här finns ingen skillnad mellan förnybar och konventionell energi. De varierar däremot beroende på var anslutningspunkten är. Detta betyder att anslutningsavgifterna till transmissionsnätet är höga i Skottland med låg last och många produktionskällor. Däremot är avgifterna låga (ibland även negativa) i Södra England med hög last och begränsade produktionskällor. Dessutom behöver mindre kraftverk som ansluts till distributionsnätet – oberoende av produktionsteknik – inte betala några nättariffer för att använda transmissionsnätet, TNUoS (se även avsnitt 3.4). Kraftverk definieras som mindre kraftverk om deras

⁹ Ungefär 300 små distributionsföretag finns i Spanien vars andel i distributionsverksamhet är mindre än 1 %.

totalkapacitet inte överstiger 50 MW i England och Wales, 30 MW i Scottish Powers transmissionsområde samt 5 MW i Scottish Hydros. Elproducenter som anslutits efter den 1 april 2005 och som har orsakat förstärkningar i distributionsnätet ska betala nättariffer för användandet av distributionsnätet (DUoS).

Sammanfattningsvis kan sägas att nätavgifter för elproducenter inte används i Tyskland, Spanien och Portugal. I Storbritannien betalar alla kraftverk som är anslutna till transmissionsnätet avgifter. De flesta anläggningar anslutna till distributionsnätet betalar varken nätavgift för att använda transmissionsnätet (TNUoS) eller distributionsnätet (DuoS). Det betyder att många elproducenter som är anslutna till distributionsnätet kan undvika att betala några nätavgifter. Däremot betalar elproducenter i Sverige som är anslutna till distributionsnätet förhållandevis höga avgifter för att använda distributionssystemet. Det är viktigt att notera att i Sverige är nättarifferna utformade för att ge signaler till rätt lokalisering i elnätet, vilket innebär att producenter vilka minskar nätförlusterna (huvudsakligen i södra Sverige) erhåller en ekonomisk kompensation. Det kan resultera i negativa nätkostnader. Ett liknande system finns även i Storbritannien. Å andra sidan så finns inte denna typ av kompensation i de länder där det inte finns nättariffer. Där erhålls ingen kompensation för minskade nätförluster.

Det är viktigt att nämna att nättariffer ger informativa signaler angående produktionens lokalisering, dvs. var ny produktionskapacitet borde byggas. De kan därför vara användbara i länder med stor geografisk diskrepans mellan last och produktion.

3.8 Prioritering och begränsning av elproduktion

Tabell 3.8 Jämförelse av begränsningspolicy

	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
När är begränsning möjlig?	Bara via mot-handel utförd av SvK när vind-parksägaren accepterad begränsningen i förväg.	Om anslutningspunkter med effektbegränsningar finns	Om anslutningspunkter med effektbegränsningar finns	Bara möjligt om vindparksägare redan i förväg principiellt medger begränsning	Bara om vind-parken lägger ett bud till regleringsmarknaden om nedreglering
Ersättning för begränsad energi	Baseras på marknadspris	För begränsning i realtidsdrift: 15% av elmarknadspriset. För planerad begränsning: ingen ersättning.	Ingen ersättning	Ingen ersättning	Baseras på budpriset för nedreglering som vind-parken lagt

Vanligtvis kan systemoperatören begränsa varje produktionsanläggning som är ansluten till elsystemet när en nödsituation uppstår. Detta gäller vanligtvis även för elproduktion från förnybara energikällor. Planerings- och begränsningsprocesser under normaldrift är dock särskilt viktiga. Planeringen av konventionell elproduktion brukar baseras på priser (anbudspris på spotmarknaden) och överenskommelser med hänsyn till den lokala överföringskapaciteten.

I Spanien, Portugal och Tyskland särbehandlas förnybar energi, dvs. den definieras som prioriterad produktion. Detta betyder att konventionell elproduktion alltid måste minska sin produktion först om kapacitetsbrist i överföringsnätet uppstår, så att förnybara elproduktionskällor kan fortsätta sin elproduktion så länge de inte överskrider gränsen för överföringskapaciteten.

I Tyskland måste den nätansvarige uppgradera distributions-, regional- och transmissionsnätet för att säkerställa att förnybar elproduktion inte påverkas av kapacitetsbrist i nätet, oberoende av var dessa energikällor är belägna. Eftersom nätförstärkningar kan dröja i årtal finns det områden där ny förnybar elproduktion inte har kunnat uppföras. Anledningen är att den befintliga nätkapaciteten inte räcker till för att kunna säkerställa prioritering av ny förnybar elproduktion. Producenter av förnybar energi kan dock underteckna en överenskommelse med nätoperatören angående begränsning i situationer där den totala överföringskapaciteten redan är upptagen av andra förnybara energikällor. Genom sådan överenskommelse kan

anslutningen av nya förnybara produktionssystem utföras tidigare. Sådana nya anläggningar kan dock begränsas utan någon ersättning.

I Spanien behövs inte en separat överenskommelse för begränsningen; förnybar elproduktion kan begränsas som en sista lösning, dvs. efter det att konventionella elkraftverk har nedreglerats. Högsta prioritet har i Spanien de förnybara energier som inte har någon möjlighet att lagras, såsom vindkraft, solkraft och vattenkraftverk utan damm.

I Storbritannien behandlas inte förnybara energikällor som prioritetsproduktion. Begränsning baseras på anbudspris inom en särskild regleringsmarknad. Denna marknad är skapad av systemoperatören för transmissionsnätet för att avgöra vilken produktionskälla som medför den lägsta begränsningskostnaden. Förnybara energikällor kan delta i denna marknad. De begränsas om kapacitetsbrist i transmissionsnätet uppstår och ingen billigare produktionsteknik vill reducera sin produktion. Förnybara energikällor behöver dock producera el för att få Renewable Energy Certificates (ROCs) och kräver därför vanligtvis mycket högre ersättning för begränsning än konventionella produktionskällor.

Sammanfattningsvis kan sägas att de analyserade länderna använder olika metoder för att bestämma vilken produktion som ska begränsas. Resultatet är dock detsamma, dvs. förnybara energikällor är vanligtvis de sista som begränsas. Den svenska och brittiska strategin för reglering är relativt lika med tillämpning av motköp. Det betyder att det även i Sverige är de förnybara energikällorna som vanligtvis begränsas sist. Detta beror på att den förnybara energiproduktionen kräver hög ersättning för att kunna kompensera för certifikats- och elpriset.

3.9 Aktuella policyutmaningar avseende elnätet

Sverige är inte ensamt om de nätrelaterade problem som uppstår i och med en växande andel förnybara elproduktionen. Alla länder konfronteras med liknande utmaningar. De har dock längre erfarenhet av att utveckla en policy. Se även Tabell 3.9 för en kort översikt och bilaga 4 för en detaljerad diskussion. Sverige beskrivs i tabellen med orden "Policy diskuteras" vilket inkluderar förslagen i denna utredning.

Tabell 3.9 Jämförelse av aktuella policyutmaningar avseende elnätet

	Sverige	Spanien	Portugal	Tyskland	Storbritannien
Förstärkningar distributions/regionalnät	Policy diskuteras	Policy finns, men en bättre definition av kostnadsfördelning diskuteras	Policy finns	Policy har funnits länge; det diskuteras dock legala detaljer för specialfall	Policy nyligen justerad, börjar få erfarenheter av ny strategi
Förstärkningar transmissionsnät	Policy diskuteras	Policy finns men uppdatering av policyn diskuteras för att bättre samordna förstärkning av transmissions- och distributionsnätet	Policy finns	Policy har funnits länge, ny justering för att påskynda byggandet av nya ledningar	Policy nyligen justerad; fortsatt diskussion angående den billigaste nätförstärkningen (privatägdd)
Anslutning havsbaserad	Policy diskuteras	Relaterad policy diskuteras	Finns ingen policy ännu	Policy nyligen ändrats -> Är nu ansvar för transmissionsföretag	Förslag på policyändring -> Förslag på anbudsförfarande för oberoende transmissionsföretag
Bästa anslutningspunkt	Policy diskuteras	Policy finns. Konflikter löses av tillsynsmyndighet	Policy finns, regeringen fattar beslut baserat på nätföretagens studier	Policy har funnits länge; det diskuteras dock juridiska detaljer för specialfall	Policy nyligen justerad, börjar få erfarenheter av ny strategi
Teknisk kapacitet/ anslutningsvillkor	Anslutningsvillkor införda	Anslutningsvillkor införda	Anslutningsvillkor införda, men behöver ytterligare diskussioner	Anslutningsvillkor införda, men uppdateras vart annat/tredje år	Anslutningsvillkor införda

Det är intressant att se att alla länder löpande anpassar och förbättrar regelverket. Förändringar har huvudsakligen som mål att förbättra detta så att utvecklingen av förnybar elproduktion stimuleras och de nationella målen nås. Detta görs huvudsakligen genom att reducera hinder, dvs. anslutningshinder och på så sätt skapa ett acceptabelt investeringsklimat. Samtidigt försöker man dock vanligtvis genom policyutveckling att anpassa regelverket på ett sätt som möjliggör att de extra kostnaderna fördelas rättvist mellan samtliga kunder och att utvecklingen av förnybar energi inte medför exceptionella vinster för de tillkommande förnybara elproducenterna.

Idag är anslutningskostnaderna för havsbaserade vindkraftsparker en av de största utmaningarna när det gäller policyutvecklingen i de analyserade länderna. Tyskland och Storbritannien har dock kommit relativt långt i detta avseende och har nyligen publicerat nya lagar och förordningar.

4 Överväganden och förslag

4.1 Elnätsinvesteringsfond

Utredningens förslag: En elnätsinvesteringsfond skapas för att finansiera investeringar i elnätet för framtida produktion av förnybar el. Berättigad att ansöka om fondmedel är den som planerar att till elnätet ansluta en elproduktionsanläggning som enligt lag (2003:113) om elcertifikat uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat.

Fonden ska kunna delfinansiera nätavgiften för anslutning för elproduktionsanläggningarna. Elproducenten ska själv stå för en del av nätavgiften för anslutning, utredningens förslag är att egenfinansieringen som utgångsläge ska vara 1,3 miljoner kronor per installerad megawatt. Nivån på egenfinansieringen bör anpassas efter behov.

Fondens verksamhet finansieras via nätföretagen och fördelas efter deras respektive underliggande elkonsumtion hos slutkund baserat på föregående års konsumtion av elenergi. Nätföretagen har rätt att föra vidare avgiften på slutkunderna och den kommer därmed att momsbeläggas.

Energimarknadsinspektionen och Energimyndigheten ska vara representerade i fondens särskilda beslutsorgan. Detta inrättas av regeringen som även tillsätter ledamöterna. Fonden placeras som ett särskilt beslutsorgan hos en värmyndighet. Tänkbara värmyndigheter är enligt utredningen Energimarknadsinspektionen och Energimyndigheten. Instruktioner för fondens särskilda beslutsorgan ges i instruktionen för värmyndigheten. Ett särskilt beslutsorgan är ansvarigt gentemot regeringen och inte i förhållande till värmyndigheten.

Utredningens bedömning: Det befintliga elnätet har kapacitet för en betydande ökning av produktionen. Utredningen har emellertid funnit att det finns behov av att lösa vissa flaskhalsar i elnätet för att underlätta en samhällsekonomisk utbyggnad av elnäten. Detta berör främst områden med goda förutsättningar för förnybar elproduktion där den initiala kostnaden för nätförstärkning överstiger vad en enskild producent kan bära.

Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag.

4.1.1 Gällande rätt

Förslaget om inrättandet av en fond för elnätsinvesteringar är i linje med Sveriges införlivande av Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/77/EG om främjande av el från förnybara energikällor på den inre marknaden för el. Artikel 7.1 i direktivet innehåller bestämmelser för nätfrågor: ”Utan att det påverkar nätets tillförlitlighet och säkerhet skall medlemsstaterna vidta nödvändiga åtgärder för att säkerställa att de som ansvarar för drift av överföringsnät och distributionsnät inom deras territorium garanterar överföring och distribution av el från förnybara energikällor”. Medlemsstaterna kan dessutom på olika sätt uppmuntra att det ges prioriterat tillträde till nätet för el producerat från förnybara energikällor. I Artikel 7.3 sägs följande: ”När så är lämpligt får medlemsstaterna kräva att de som ansvarar för drift av överföringsnät och distributionsnät delvis eller till fullo övertar de kostnader som avses i punkt 2”¹.

¹ Artikel 7.2: Medlemsstaterna skall inrätta ett rättsligt ramverk eller kräva att de som ansvarar för drift av överföringsnät och distributionsnät utarbetar och offentliggör standardiserade regler om vem som skall stå för kostnaderna för sådana tekniska anpassningar, t.ex. nätanslutningar och nätförstärkningar, som behövs för att ansluta nya elproducenter som skall mata nätet med el producerad från förnybara energikällor. Dessa regler skall grunda sig på objektiva, klara och tydliga samt icke-diskriminerande kriterier, som skall ta särskild hänsyn till alla de kostnader och fördelar som sammanhänger med anslutningen av dessa producenter till nätet. Reglerna kan medge olika typer av anslutningar.

4.1.2 Utredningens förslag

Kostnader för viss elnätsförstärkning orsakad av tillkommande förnybar elproduktion ska bäras kollektivt av elanvändarna genom en särskild fond. Fondens målsättning är att elnäten, dvs. den typ av elnät för vilka fonden kan ge medel, inte ska vara en begränsning för att introducera förnybar elproduktion enligt de nivåer som anges i elcertifikatssystemet. Fonden ska även ses som ett led i att skapa nätmässiga förutsättningar för att uppfylla det planeringsmål för vindkraften som Energimyndigheten ställer upp. Fondens målsättning är att uppnå detta till så låga kostnader som möjligt, dvs. att varje krona som finansieras genom fonden ska resultera i en så stor mängd producerad förnybar el som möjligt. Fonden ska tillföras medel så att denna målsättning kan uppnås.

Huvudsyftet med fonden är att underlätta för samhällsekonomiskt motiverade investeringar i elnätet så att nätkapaciteten inte skapar hinder för en omfattande utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Fonden ska därför konstrueras så att den uppfyller kravet på tillgång till kapital efter investeringsbehov samtidigt som tilldelningsprocessen sker på ett sätt så att inte nödvändiga investeringar försenas. Det är viktigt att fonden samråder med Energi marknadsinspektionen (EMI) som besitter kompetensen att bedöma huruvida en nätinvestering är att definiera som kundspecifik eller ej. I och med att inspektionen deltar i besluten om tilldelning av medel från fonden ska ett positivt besked i fondens särskilda beslutsorgan om att delfinansiera en viss nätavgift för anslutning ses som ett bindande besked om att även nätavgiftens storlek är prövad och godkänd.

Organisation

Fonden blir inte en egen myndighet utan inrättas av regeringen som ett särskilt beslutsorgan hos en värmyndighet. Utredningen ser Energimyndigheten och Energi marknadsinspektionen som tänkbara värmyndigheter. Instruktioner för beslutsorganet ges i instruktionen för värmyndigheten. Där anges att det ska finnas ett sådant beslutsorgan samt vilka uppgifter och vilket ansvar som ankommer på beslutsorganet. I instruktionen regleras också antal ledamöter. Ordföranden kan vara myndighetens chef om inte särskild kompetens krävs p.g.a. frågornas art eller om det finns andra skäl som

motiverar en extern ordförande. I denna fråga har utredningen ingen särskild inställning utan konstaterar att det ankommer på regeringen att göra den bedömningen. Det särskilda beslutsorganet är ansvarigt gentemot regeringen och inte i förhållande till värmyndigheten. Ledamöterna tillsätts av regeringen. Utredningen anser att Energi marknadsinspektionen och Energimyndigheten bör vara representerade. Däremot bör inte någon med ekonomiskt egenintresse vara representerad i beslutsorganet.

Finansiering

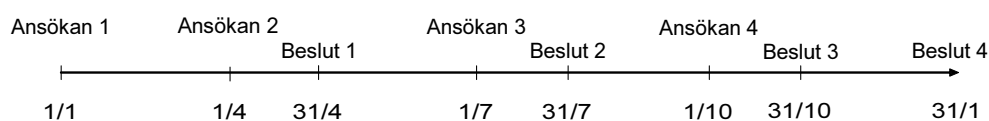
Fondens storlek ska motsvara det prognostiserade investeringsbehovet under ett år med viss marginal. Fonden ska finansieras via avgifter till nätföretagen i relation till mängden överförd el till slutkund. Avgiften tas ut med ett visst belopp per kWh konsumerad el hos slutkunden. Avgiften förs sedan vidare till fonden (jämför Elberedskapsavgiften). Kostnaden för fondavgiften får belasta elanvändarna och kommer därmed att momsbeläggas. Fondavgiften definieras som en skatt eftersom nätkunderna, som betalar avgiften, inte direkt kan sägas få en motprestation som motsvarar avgiften. Detta även om det indirekt dock kan antas att samtliga kunder genom ett rationellare elnät kommer att åtnjuta en större tillgång på förnybar el. Skatter beslutas av Riksdagen. Fondens särskilda beslutsorgan ska lämna underlag för beräkning av den årliga avgiftens storlek. Det särskilda beslutsorganet ansvarar för fondens förvaltning och beslutar om tilldelning av medel. Tillgångarna placeras på ett räntebärande konto i Riksbanken. Det är viktigt att fonden tillförs rätt mängd kapital så att nödvändiga investeringar kan finansieras utan att onödiga kostnader drabbar elanvändarna. Den administration som behövs inom fonden och för att inhämta information i syfte att utvärdera ansökningarna ska finansieras genom anslag till värmyndigheten. Genom att avgiften definieras som skatt beslutas den av Riksdagen och ska således skrivas in i den lag som reglerar fonden. Om det hade varit en regelrätt avgift så hade den kunnat beslutas årligen av regeringen. Nu krävs emellertid att avgiften beräknas på ett antal års sikt. Detta gör att kapitalbehovet måste beräknas med en viss marginal eftersom brist på kapital skulle riskera att skada fondens ändamål. Detta kräver i sin tur en aktiv förvaltning av kapitalet på ett annat sätt än vad som hade blivit fallet vid årliga behovsberäk-

ningar. Utredningen har i sitt förslag² utgått från de investeringsplaner som är kända i skrivande stund, med dagens politiska och ekonomiska förutsättningar. Politiska beslut i positiv riktning för den förnybara elproduktionen kan emellertid resultera i att väsentligt fler investeringar kommer till stånd. Utredningen har endast tagit hänsyn till reella³ planer och det som är på ett lösare planeringsstadium har lämnats därhän. Utredningen vill härmed visa på behovet av att regeringen vid sin behandling av fondförslaget gör en uppdatering av prognosen för investeringsbehovet så att den reflekterar eventuella fattade politiska beslut.

Ansökningsförfarande

Berättigad att ansöka om fondmedel är den som planerar att till elnätet ansluta en produktionsanläggning som enligt lag (2003:113) om elcertifikat (2 kap) uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat⁴. Fonden ska ha fyra ansökningstillfällen per år och beslut om tilldelning ska ske inom högst fyra månader från sista datum för ansökan (se figur 4.1). Anläggningsinnehavare ska inte ha rätt att överklaga eventuella avslag. Däremot ska det vara möjligt att återkomma med en ny eller reviderad ansökan i samma ärende.

Figur 4.1 Tidplan för fondens ansökningsförfarande



För att få ersättning ska investeringsbehovet styrkas av elnätsföretaget och prövas av fondens beslutsorgan.

² Se författningsförslag Elnätsinvesteringsfond 4 §.

³ Har inkommit med tillståndsansökan (miljöprövning), anläggningar över 25 MW.

⁴ Observera att detta exempelvis exkluderar havsbaserade anläggningar som placeras utanför svenskt territorialvatten eftersom dessa inte berörs av den svenska elcertifikatslagen.

För vad kan man söka?

Fonden kan inte delfinansiera elnät inom produktionsanläggningen, utan endast det delar i nätet som blir tillgängligt för övriga nätanvändare vilket t.ex. innebär att de ledningar som är koncessionsfria inte kan bli föremål för finansiering från fonden.

Högst 100 procent av de kostnader som överstiger den del som elproducenten själv ska stå för (enligt utredningens förslag är en lämplig utgångspunkt 1,3 miljoner kronor per megawatt i den planerade anläggningen) kan sökas från fonden. Fondens beslutsorgan kan även reducera det ansökta beloppet om den finner att delar av det ansökta beloppet inte kan hänföras till tillkommande förnybar elproduktion. Detsamma gäller om det i efterhand visar sig att det som skulle bli certifierad elproduktion i själva verket inte uppfyller kraven för att tilldelas elcertifikat. Då ska en proportionell del av ersättningen återbetalas till fonden.

Fördelning av kostnader mellan producenter

Förslag om förtida delning

Energinätsutredningens (M2006:03) delbetänkande från december 2007 innehåller ett förslag om delning av kostnader för anslutning i den del dessa är till nytta för andra. Bestämmelsen är tänkt att gälla för såväl uttagskunder som elproducenter. Energinätsutredningens förslag bygger på principen om att kostnaderna ska fördelas på förhand utifrån tillgänglig information om framtida anslutningar inom tio år från den första anslutningen. Energinätsutredningens förslag lyder som följer: "Vid utformningen av en anslutningsavgift enligt första och andra styckena ska även beaktas om en förstärkning i elnätet är till nytta för annan än anslutningskunden eller kan förväntas bli till nytta för framtida anslutningskunder inom tio år från anslutningen. En nätavgift för anslutning för en kund som inom tio år från en tidigare kunds anslutning dragit nytta av dennes anslutning, ska utformas så att den tillkommande kunden betalar samma avgift som den ursprungliga kunden för den del av anslutningen som varit till nytta för denne. När det gäller anslutningar för kunder (såväl inmatnings- som uttagskunder) som avser att bedriva näringsverksamhet bör begränsningen av begreppet framtida anslutningskunder vara något snävare. Normalt bör dessa anses som framtida anslutningskunder endast när dessa har begärt en anslutning eller inkommit med

en sådan förfrågan till elnätsföretaget samt påbörjat förfarandet med behövliga tillstånd för sin verksamhet.”

Utredningen vill härmed ansluta sig till Energinätsutredningens förslag. Förutsättningen för att ansluta till förslaget är dock att delning mellan kunder som avser att bedriva näringsverksamhet (för inmatning av el) tillämpas så att tidsperioden inom vilken delning är aktuell uppgår till i normalfallet minimum två år. I det fall detta kriterium inte infrias eller regeringen beslutar sig för att inte gå fram med Energinätsutredningens förslag presenteras här ett alternativ vilket bygger på delning av kostnader i efterhand:

Förslag om efterhandsdelning

Om en nätavgift för anslutning har finansierats av fonden, av ett nätföretag eller elproducent samt det efter detta ansluts en ny producent vilken har nytta av den gjorda nätinvesteringen, ska även den nya producenten vara med och betala. Förslaget innebär att detta gäller till 100 procent under fem år, 80 procent år sex, 60 procent år sju, 40 procent år åtta och 20 procent år nio för att sedan upphöra. Storleken på efterbetalningen ska vara sådan att det blir likvärdigt om producenten kommer först eller om han eller hon avvaktar att andra producenter går före. Den nytillkommande producenten ska enligt utredningens förslag betala den som har finansierat nätutbyggnaden, dvs. nätföretaget eller den som har betalat nätavgiften för anslutning. Det betyder att om fonden har finansierat nätavgiften för den första producenten (förutom egenfinansieringen) så ska även tillkommande elproducenter betala motsvarande avgift till fonden. Om fonden inte är inblandad i anslutningen så ska betalningen ske till den först anslutna producenten eller i förekommande fall nätföretaget. I det fall fonden har betalat del av nätavgiften för anslutning skriver fonden och nätföretaget ett avtal vilket leder till en skyldighet för nätföretaget att tillämpa efterhandsbetalning i det aktuella området. Nätbolaget har en skyldighet att anmäla till fonden när efterkommande anslutningskunder ska vara föremål för betalning i efterhand. Anmälningsskyldigheten gäller även gentemot den enskilde elproducent som genom nätbolaget har rätt till betalning i efterhand. Förutsättningen är i samtliga fall att den initiala nätförstärkningen har varit till nytta för efterkommande anslutningskunder.

Fonden avvecklas den dag som elnätet inte kräver förbättringar (som producenterna har behov av stöd för) för att öka den förny-

bara elproduktionen och/eller den dag elcertifikatssystemet upphör. Eventuellt kvarvarande kapital tillförs statskassan.

4.1.3 Utredningens överväganden

För att åstadkomma en omfattande utbyggnad av produktionen av förnybar el kommer det på sikt att krävas förstärkningar i elnäten. Nuvarande regelverk innebär att elproducenten får räkna med att själv stå för nätkostnader som kan hänföras till anläggningen. För t.ex. en offshoreinstallation kan kostnaden bli mycket hög⁵.

För förstärkningar i nätföretagets nät orsakade av ny produktion kan i många fall en trappstegseffekt inträffa där en viss ny producent med det nuvarande regelverket får betala hela kostnaden vilket i praktiken förhindrar denna producent att göra sin investering. Generellt kan det konstateras att det är svårt att planmässigt avgöra vilka delar av elnätet som kan behöva förstärkas. När det gäller vindkraften konstateras i vindkraftutredningens betänkande att det finns behov av förstärkning på ett flertal platser. Kartläggningar av vindpotentialen gjorda av Energimyndigheten visar att det ofta är platser som är glest befolkade som har goda vindlägen⁶. Detsamma torde gälla för andra produktionsformer, inte minst vattenkraft. Det innebär att anslutning av elproduktion i sådana områden kräver kostsamma investeringar i det elnät till vilket anslutning sker. Enligt nu rådande rättsläge ska det elnätsföretag som anläggningen ansluts till debitera den anslutande producenten de kundspecifika kostnader som anslutningen medför. Detta inkluderar även kostnader för förstärkning av ovanliggande nät, såväl region- som stamnät. Skäligheten i anslutningskostnaderna blir ofta föremål för diskussioner vilka försenar utbyggnadsprocessen eller orsakar att den inte alls blir av. Detta är olyckligt eftersom det kan handla om tillkommande produktion som skulle kunna främja elmarknadens utveckling.

För nätinvesteringar i stamnätet gäller följande: Om kostnaderna för en förstärkningsåtgärd inte täcks genom framtida tariffintäkter samt om nyttan av förstärkningen huvudsakligen tillfaller nyetableringen regleras Svenska Kraftnäts kostnader för förstärkningar och anslutningskostnader genom ett s.k. investeringsbidrag från producenten. Om förstärkningen däremot kommer hela stamnätssystemet

⁵ Enligt uppgift från Vattenfall var kostnaden för anslutning av Lillgrund cirka 2,7 miljoner kronor per megawatt att jämföra med 1,2 miljoner kronor per megawatt vilket är snittkostnaden.

⁶ SOU 1999:75.

tillgodo, s.k. systeminvesteringar, står Svenska Kraftnät för hela kostnaden. Utredningen anser att då kostnaderna för Svenska Kraftnäts systeminvesteringar kollektiviseras till samtliga nätanvändare via stamnätstariffen är det viktigt att även andra större nätinvesteringar kan kollektiviseras på motsvarande sätt så att det inte har någon större betydelse vilket som är nätföretaget.

Det är också viktigt att de samhällsekonomiska aspekterna kommer in på så sätt att lösningar med lägst kostnad kommer först. Detta beaktas genom att fonden prioriterar de ansökningar som för fonden har lägst kostnad räknat per producerad energienhet. Vid en samhällsekonomisk bedömning måste hela den kostnad för nätförstärkning som skulle ha orsakats av producenten bedömas. Det vill säga kostnaden för den del av nätförstärkningen som enbart kommer producenten tillgodo, oavsett om den ligger på stamnät, regionnät eller lokalnät. Dock bör hänsyn inte tas till de systeminvesteringar som ansökan orsakar på stamnätet vid den samhällsekonomiska bedömningen eftersom detta riskerar att orsaka diskriminering av geografiska skäl. En av huvudprinciperna för att en investering ska vara berättigad till ersättning via fonden är således att den är samhällsekonomiskt motiverad. Det betyder att för att en ledning ska byggas ska det finnas ett tekniskt behov, inte enbart en företagsökonomisk fördel för en enskild part.

Utredningen har fört diskussioner om huruvida det är lämpligt att nätföretaget eller den tillkommande elproducenten ska stå för ansökan om tilldelning från fonden. Endera av dessa lösningar är tänkbara. Utredningen har valt att föreslå elproducenten som ansökande part. Argument för detta är bl.a. att den enskilde producenten har störst incitament att få ansökan bifallen och därför är mer angelägen om att uppnå en ekonomiskt fördelaktig lösning.

Genom att det är elproducenten som formellt erhåller medel från fonden påverkas inte EMI:s ekonomiska reglering av nätbolagen eftersom det ur nätbolagens synvinkel ser likadant ut som utan fonden; nämligen att anslutningskostnaderna betalas av anslutande anläggningsägare. Nätutbyggnaderna bekostas således av elproducenterna idag och kan i framtiden medfinansieras av fonden. Ägandet tillfaller fortfarande nätbolagen varvid deras kapitalbas ökar. Det är dessutom så att fonden syftar till att underlätta de samhällsekonomiskt motiverade nätinvesteringar som utan fondens medverkan inte hade blivit genomförda. Resultatet blir således att *mer elnät byggs än tidigare*.

Det är av stor vikt att undvika investeringar i nätet vilka inte behövs när de väl är byggda. Ett förslag till lösning som har framförts till utredningen är att fondens beslutsorgan ska kräva att en bestämd andel av utbyggnadspotentialen i ett område ska vara uppbokad innan fonden går in och finansierar en nätinvestering. Utredningen anser att detta beaktas i och med att fondens beslutsorgan bedömer ansökningarna. Om ansökaren kan göra det troligt att investeringen kommer att leda till en större mängd förnybar elproduktion så kommer därmed sannolikheten att ansökan accepteras att öka. Det finns därmed ett incitament från ansökaren att kunna visa att det finns ett konkret behov av utbyggnaden. Ett förslag som har framförts till utredningen är att införa en depositionsavgift på 10–15 procent av det totala investeringsbehovet. Utredningen bedömer dock att den föreslagna egenfinansieringen i tillräcklig grad medverkar till en viss återhållsamhet. En utmaning ligger i att fondens arbete kan bedrivas effektivt. Den får därmed inte belastas med för många ansökningar, vilket skulle kunna medföra att nätinvesteringar försenas istället för att underlättas. Detta är det främsta skälet till förslaget om en egenfinansiering. Utredningen anser att egenfinansieringens storlek inte bör skrivas in i lagen utan i en fondinstruktion. Detta för att den ska kunna justeras till en nivå som gör fondens arbete effektivt. Till utredningen har det även föreslagits att ersättningen från fonden ska anges i X kronor per megawatt ”för att bevara den styrande effekten”. Utredningen har istället valt att föreslå en egenfinansiering på 1,3 miljoner kronor per megawatt. Denna nivå har satts utifrån den genomsnittliga investeringskostnaden för nyanslutningar av vindkraft⁷. Motivet för att ersätta endast investeringar över denna nivå är att fonden ska främja investeringar som p.g.a. fördyrande omständigheter riskerar att annars inte bli av trots att det exempelvis handlar om vindkraft i områden med goda vindförhållanden. Utredningen gör bedömningen att det är bättre om den initiala självriskan, här vald till 1,3 miljoner kronor per megawatt, i utgångsläget är för hög och eventuellt sedan sänks, än att börja för lågt för att sedan höja. Det är viktigt att den stora majoriteten av alla producenter av ny förnybar elproduktion gör sina investeringar istället för att avvakta fondens beslut som mycket väl kan vara negativa. Därför är det bra med en tydlig gräns. Fondens beslutsorgan har som uppgift att ständigt tillse att endast samhällsekonomiskt motiverade investeringar beviljas medel. I vissa fall kan emellertid kostnadsnackdelen

⁷ Enligt uppgifter insamlade av utredningen under maj 2007 är denna cirka 1,2 Mkr.

bestå i att anslutningen skulle orsaka behov av utbyggnad av stamnätet. Den geografiska belägenheten är dock något som inte ska påverka bedömningen av en enskild ansökan. I Svenska Kraftnäts uppdrag⁸ ligger även att utveckla kraftöverföringssystemet så att de krav beaktas som ställs på verksamheten med hänsyn till bl.a. energipolitiken, regionalpolitiken och miljöpolitiken. Särskilt med hänsyn till den inriktning inom den svenska energipolitiken, som syftar till en ökad produktion av förnybar el, är det rimligt att även stamnätet, givetvis inom godtagbara kostnadsramar, utvecklas efter de behov som råder. Om fonden skulle vara tvungen att beakta Svenska Kraftnäts systeminvesteringar och planer, skulle det i praktiken också innebära att Svenska Kraftnät indirekt skulle kunna påverka vilka produktionsanläggningar som byggs vilket inte ligger i deras uppgift. Dessutom innebär beslut om investeringar i stamnätet att en mängd olika parametrar måste beaktas inklusive risk för effektbrist, internationell elhandel, effektiv reglermarknad, effektivt utnyttjande av vattenkraftsresurser, marginaler för hantering av plötsliga händelser i systemet etc. Det skulle orsaka en mycket komplicerad process om fonden skulle tvingas beakta Svenska Kraftnäts bedömning av huruvida en viss installation av ny förnybar kraft skulle orsaka behov av systeminvesteringar. Svenska Kraftnät har till utredningen även betonat att det inte ligger i deras uppdrag att avgöra var tillkommande elproduktion ska lokaliseras, se utdrag ur Svenska Kraftnäts vindkraftsutredning⁹.

Det måste dock noteras att utredningen ser det helt i sin ordning att fonden skulle kunna finansiera nätavgifter för anslutning till Svenska Kraftnät (dvs. det som Svenska Kraftnät kallar ”investeringsbidrag”). Antag till exempel att en större vindkraftspark ska anslutas till ett regionnät och detta medför att även Svenska Kraftnät måste förstärka sitt nät där regionnätet är anslutet till stamnätet. I det fallet kommer Svenska Kraftnät kräva en nätavgift för anslutning (= ett ”investeringsbidrag”) från regionnätet som i sin tur kommer föra denna kostnad vidare till elproducentens nätavgift för anslutning inklusive övriga kostnader för regionnätsägaren. Elproducenten har då möjlighet att ansöka från fonden om delar av sin nätavgift för anslutning, vilken därmed inkluderar en viss ersättning till Svenska

⁸ Förordning (1991:2013) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

⁹ *Storskalig utbyggnad av vindkraft – några förutsättningar och konsekvenser*, maj 2007: ”Det bör nämnas att det är marknadsaktörerna som bestämmer när och var ny elproduktion skall planeras, projekteras och byggas. Svenska Kraftnäts uppdrag är att genomföra anslutningen och hantera eventuella överbelastningar av överföringskapaciteten som kanske följer av anslutningen.”

Kraftnät. Utredningen ser inget hinder i att fonden skulle kunna delfinansiera denna typ av nätavgift för anslutning förutsatt att just denna anläggning prioriteras framför andra. Ett liknande fall är om en större havsbaserad vindkraftspark (belägen innanför svenska territorialvattengränsen så att elcertifikat kan erhållas), vill ansluta sig till Svenska Kraftnät och bildar ett nätbolag för anslutningen mellan vindkraftsparken och en punkt i stamnätet. Om Svenska Kraftnät då behöver förstärka sitt nät (dock ej systeminvesteringar) och tar en avgift för detta från det nybildade nätbolaget, så kommer därmed elproducenten att betala en nätavgift för anslutning till det nybildade nätbolaget vilket inkluderar kostnaden för hela det nya nätet inklusive avgiften till Svenska Kraftnät. Utredningen ser inget hinder i att fonden skulle kunna delfinansiera även denna typ av nätavgift för anslutning förutsatt att just denna anläggning prioriteras framför andra.

Utredningen gör dock bedömningen att en eventuell medverkan från Svenska Kraftnät i fondens beslutsorgan skulle riskera att medföra att det uppstår jävsituationer där Svenska Kraftnät inte skulle kunna delta i beslutet, bland annat i de fall som nämns ovan. Det finns dock ingenting som hindrar att beslutsorganet adjungerar Svenska Kraftnät vid behov. I övrigt ser utredningen behov av att fonden har viss nyckelkompetens. Ett sådant grundläggande område är att kunna göra bedömningar om framtida förnybar elproduktion, när var och hur denna kommer att ske, eftersom det är en grundläggande kunskap för att avgöra hur många anläggningar som behöver stöd från fonden. När det gäller värderingen av individuella ansökningar är den kompetens som Energimarknadsinspektionen redan idag besitter avseende rimligheten i kostnader för nätanslutningar av avgörande betydelse. Utredningen anser att uppdrag bör ges till Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen att inventera behovet av kunskapsuppbyggnad samt av ytterligare personalresurser för ett fullgott arbete i fondens beslutsorgan.

Nätföretaget har den bästa förutsättningen att överblicka det totala investeringsbehovet och de kostnader som är förknippade med detta samt att planera inför framtida behov av nätkapacitet. Då ansökningarna görs direkt av den enskilde elproducenten ställer det stora krav på fondens beslutsorgan att höra elnätsföretagen vid prövning av ärenden. Detta är viktigt för att få en klar uppfattning om presumtiva producenters intresse av utbyggnaden. Nätföretaget har skyldighet att medverka till att fondens beslutsorgan får bästa möjliga beslutsunderlag.

Enligt förslaget kan elproducenten erhålla högst 100 procent av kostnaderna (förutom egenfinansieringen) täckta från fonden. Detta innebär att om en producent är beredd att betala en större del av kostnaderna så sjunker därmed behovet av medel från fonden och ansökan har möjlighet att få en högre prioritet.

Det är viktigt att ha en tidsgräns för hur fort ansökningarna ska behandlas. Det får inte vara fondens existens i sig som utgör ett hinder för en expansion av den förnybara energin. Fyra månader bedöms som en lämplig tidsbegränsning från sista ansökningsdag tills det att beslutsorganet har fattat sitt beslut. Denna tidsbegränsning ställer dock krav på hög kvalitet på ansökningarna. För att ge beslutsorganet bästa möjliga beslutsunderlag är det lämpligt att samordna ansökningarna. Utredningen har funnit att fyra ansökningstillfällen per år tillgodoser såväl producentens krav på tidsutdräkt som beslutsorganets behov av samordning. Ansökan sker med tre månaders mellanrum medan det kan gå fyra månader till beslut. Detta ger möjlighet till en månads överlappning så att beslutsorganet vid beslut av första ansökningsomgången redan har fått in den andra ansökningsomgången (se figur 4.1). Det kan t.ex. vara så att många ansöker i början av året men att den andra omgången är mer sparsam. Beslutsorganet kan då med ledning av informationen i andra ansökningsomgången vara mer generös i tilldelningen till den första. Även om man givetvis inte hinner värdera ansökningarna i andra omgången innan den första ska beslutas så vet man var dessa är geografiskt lokaliserade. Det går att avgöra om intresset är stort i ett område där man redan har ansökningar och det går att göra överslag för hur stort kapitalbehovet är för dessa. Detta gör en samordning möjlig av ansökningar i samma område.

Det råder för närvarande starka önskemål om att undvika tillskapandet av nya myndigheter. Detta gör att man bör finna en värdmyndighet där fondens administration kan placeras. Fonden blir alltså inte en egen myndighet utan ett särskilt beslutsorgan hos värdmyndigheten, t.ex. Energimarknadsinspektionen eller Energimyndigheten. Instruktioner för en styrelse för fonden ges i instruktionen för värdmyndigheten och ledamöterna tillsätts av regeringen. Ett särskilt beslutsorgan är ansvarigt gentemot regeringen och inte i förhållande till värdmyndigheten.

Förslag har även framförts som innebär att ett Nätråd bildas. Detta skulle ha en beredande funktion för fonden. I Nätrådet kan representanter för Svensk Energi, Svensk Vindkraft, SERO, Svenska Kraftnät och Energimyndigheten ingå och sökande skulle ha möjlig-

het att föredra sina ansökningar inför Nätrådet. Detta skulle enligt utredningen kunna fylla en funktion. Det är dock viktigt att hålla isär prioriteringar mellan olika ansökningar och beskrivningen av dessa. I fondens ansvar ingår även att säga nej till vissa ansökningar. Det är knappast rimligt att olika sakägare, som nätbolag och presumtiva producenter, deltar i denna process. I "beredningen" ingår bland annat att göra en bedömning av hur mycket förnybar el som en viss nätinvestering kan förväntas resultera i. Det är en grundläggande parameter för om en ansökan ska accepteras eller inte. Det är viktigt att denna bedömning görs av en oberoende instans, dvs. inte av det föreslagna Nätrådet. Utredningen föreslår att fondens beslutsorgan själv ansvarar för inhämtande av fakta och hur detta ska gå till i respektive fall. Vissa ansökningar kan kräva en omfattande samordning och beslutsorganet kan då välja att tillkalla en referensgrupp. Det kan emellertid skilja från fall till fall vilka som ska ingå i denna grupp.

Det är som nämnts ovan endast kostnader som ingår i nätavgiften för anslutning som kan delfinansieras av fonden. Fonden kan inte delfinansiera elnät inom produktionsanläggningen, utan endast det nät som blir tillgängligt för övriga nätanvändare. Detta innebär t.ex. att en anslutningsledning som är koncessionsfri inte kan bli föremål för finansiering från fonden, ej heller räknas in i den del som egenfinansieras av producenten.

Utredningen har valt att föreslå att fonden finansieras genom avgifter från nätföretagen. Avgifterna fördelas mellan nätföretagen efter deras underliggande elkonsumtion hos slutkunden. Nätföretagen har framfört till utredningen att det är viktigt att avgiften med denna konstruktion ingår i beskattningsunderlaget för momsberäkningen, främst av administrativa skäl. Utredningen gör den bedömningen att den svenska mervärdesskattelagen (1994:200) ger stöd för att avgiften ska momsbeläggas¹⁰ i och med att kostnaden förs vidare till slutförbrukaren. Nätbolagen har enligt regelverket rätt att föra vidare denna typ av kostnader.

Ett förslag till utredningen har varit att ta in fondavgiften via elcertifikatssystemet. Utredningen har emellertid ansett det viktigt att särskilja finansiering av *nätutbyggnad* från elcertifikatssystemet som har som syfte att främja utbyggnad av förnybar *elproduktion*.

¹⁰ Enligt artikel 78 i mervärdesskattedirektivet 2006/112/EG som den svenska mervärdesskattelagen, ML, bygger på, och 7 kap 2 § ML gäller att moms tas ut på ett beskattningsunderlag som innefattar priset på varan inklusive skatter, tullar, avgifter och övriga pålagor exklusive moms. Även före Sveriges EU-inträde gällde principen om att moms tas ut på ett underlag inklusive annan skatt än själva momsen.

Ett annat önskemål har varit att finansieringen av fonden ska ske genom stamnätstariffen. Utredningen har emellertid funnit att det är viktigt att alla elanvändare är med och betalar till nätinvesteringarna eftersom värdet av en ökad produktion av förnybar el tillfaller alla elanvändare och miljömässigt hela samhället. Svenska Kraftnäts tariffer skiljer sig åt mellan olika delar av landet vilket medför att grupperna av elanvändare inte betalar lika stora andelar av Svenska Kraftnäts kostnader. Vid en fördelning på samtliga elanvändare uppnås även syftet att avgiften till fonden ska bli så låg som möjligt vilket ger minsta möjliga påverkan på elmarknaden.

Angående möjligheten att överklaga anser utredningen att detta inte ska vara möjligt. Tilldelning sker endast i mån av medel och det är naturligt att fonden först accepterar de mest kostnadseffektiva förslagen och därmed säger nej till de dyrare. Vartefter tiden går kommer dock dyrare förslag accepteras, vilket gör att en ansökan som fått nej i ett läge mycket väl kan accepteras senare. Det krävs dock att en förnyad ansökan görs, fonden ska inte tillämpa kösystem. Det kan här också tilläggas att när fonden har godkänt en ansökan så innebär det också att nätavgiften för anslutning är godkänd av Energimarknadsinspektionen. I annat fall skulle inspektionen hamna i en dubbelroll där man först i fonden godkänner en avgift som senare kan överklagas just till inspektionen. Detta är självfallet orimligt.

Till utredningen har inkommit alternativa förslag för inrättande av en fond. Förslagen innebär att alla nya anläggningar för produktion av förnybar el genom fonden får ett bidrag per megawatt installerad effekt. Utredningen bedömning är att det alternativa fondförslaget inte löser det problem som fonden i huvudsak har för avsikt att lösa, nämligen trappstegsproblematiken och kostnadsnackdelar för vissa producenter. Dessutom riskerar ett allmänt investeringsbidrag att gynna sådan produktion som inte har någon kostnadsnackdel i form av högre kostnader för anslutning till elnätet. Eftersom bidraget inte är behovsprövat blir resultatet att fonden riskerar att ytterligare förbättra kalkylen för sådan produktion som redan är gynnad. Utredningens förslag är främst inriktat på att lösa situationer med nätanslutningskostnader högre än genomsnittet och att fördela kostnaderna mellan tillkommande producenter över tiden.

Fördelning av kostnader mellan producenter

Behovet av att fördela nätkostnader för anslutning över tiden mellan tillkommande producenter existerar redan idag. I och med fonden tillkommer ytterligare ett incitament till att inte vara först med att ansluta sig om det handlar om nätinvesteringar som även andra producenter kommer att ha nytta av i framtiden. Problemet med höga initialkostnader för nätinvesteringar som flera kommer att ha nytta av brukar kallas trappstegsproblematik. Det finns exempel på nätföretag som redan idag väljer att stå för initialkostnaden, för att på ett idag oreglerat sätt fördela denna mellan tillkommande producenter. Exempel på tänkbara lösningar är både delning i förtid (en lika stor avgift tas ut av den första som av de kommande producenterna, beräknat på en viss tidsperiod) och i efterhand (hela kostnaden tas ut av den förste producenten och kommande producenter får ersätta denna i efterhand). När det gäller s.k. delning i förtid är detta en princip som redan i dag tillämpas av Energimarknadsinspektionen, dock endast vid anslutningar utanför sammanhållen bebyggelse. Principen om delning har hittills tillämpats i två fall. För det första vid nyanslutning när befintlig fastighet ansluts och övriga befintliga fastigheter i samma område bedöms kunna ansluta sig senare och för det andra när nätföretaget vid en nyanslutning förstärker befintligt nät genom att antingen byta ut den befintliga ledningen eller förlägga en parallell ledning.

Såväl fonden som förtida delning enligt Energinätsutredningens förslag kan illustreras med följande två exempel:

1. Bara delning: Ett vindkraftsprojekt om 10 MW behöver en anslutningsledning som kostar 8 Mkr. Nätföretaget behöver dessutom göra nätförstärkningar som kostar 10 Mkr, för att det ska gå att ansluta denna vindkraftsanläggning. Tack vare nätförstärkningarna går det dock att ansluta ytterligare totalt 40 MW vindkraft och det finns ansökningar som täcker dessa 40 MW. Med förtida delning ska därmed nätföretagets förstärkningskostnader delas upp och kostnaden blir då 0,2 Mkr/MW. Total nätkostnad för aktuellt vindkraftsprojekt blir därmed 0,8 Mkr/MW (anslutningsledning) + 0,2 Mkr/MW = 1 Mkr/MW, vilket är lägre än den föreslagna gränsen för egenfinansiering. Om inte förtida delning funnits hade hela nätförstärkningen (om den är nödvändig) betalats via anslutningsavgiften vilken därmed hade blivit 0,8 Mkr/MW + 1,0 Mkr/MW = 1,8 Mkr/MW. Förtida delning minskar därmed behovet av fonden. Exemplet visar även på be-

hovet av efterhandsdelning om inte förslaget om förtida delning blir av. Om inte vare sig förtida delning eller efterhandsdelning tillämpas så kommer den som först ansöker från fonden att själv få betala 0,5 Mkr/MW för nätförstärkningarna (= skillnaden mellan kostnaden för anslutningsledningen och fondens egenfinansiering), medan de som redan är planerade, men som inte var först (dvs. övriga 40 MW) inte behöver betala någonting alls för nätförstärkningarna. Detta leder i så fall till förseningar i hela processen eftersom ingen vill vara först. Med efterhandsbetalning måste även de som kommer inom ett par år vara med och betala för nätförstärkingar.

2. Såväl delning som fond: Ett vindkraftsprojekt om 10 MW (projekt A) behöver en anslutningsledning som kostar 9 Mkr. Nätföretaget behöver dessutom göra nätförstärkingar som kostar 10 Mkr för att det ska gå att ansluta denna vindkraftsanläggning. Tack vare nätförstärkningarna går det dock att ansluta ytterligare totalt 40 MW vindkraft men det finns endast konkreta ansökningar för ytterligare 10 MW (projekt B). Däremot finns det framtida planerade vindkraftverk som omfattar ytterligare 30 MW. Med förtida delning ska därmed nätföretagets förstärkningskostnader delas upp mellan projekt A och B. Kostnaden blir då 0,5 Mkr/MW. Total nätkostnad för aktuellt vindkraftsprojekt blir därmed 0,9 Mkr/MW (anslutningsledning) + 0,5 Mkr/MW = 1,4 Mkr/MW, vilket är högre än gränsen för egenfinansiering. Det är då möjligt att erhålla finansiering från fonden för kostnaden över egenfinansieringen. Finansiering från fonden erhålls om nätförstärkningarna bedöms samhällsekonomiska. Som framgår av exemplet medför fonden att nätförstärkingar som kan komma framtida förnybar energi tillgodo, vilken inte beaktas vid förtida delning, kan erhålla finansiering från fonden.

Utredningen har noterat att Energinätsutredningen (M 2006:03) i sitt delbetänkande av december 2007¹¹ föreslog en lösning på trappstegsproblematiken som bygger på förtida delning. Denna innebär att man vid utformningen av nätavgiften för anslutning ska ta hänsyn till om en förstärkning är till nytta eller kan förväntas bli till nytta för framtida anslutningskunder inom tio år från anslutningen. Nätavgift för anslutningen ska utformas så att den tillkommande kunden betalar samma avgift som den ursprungliga

¹¹ SOU 2007:99 Förhandsprövning av nättariffer m.m.

kunden för den del av anslutningen som har varit till nytta för denne. Energinätsutredningen skriver dock: ”När det gäller anslutningar för kunder (såväl inmatnings- som uttagskunder) som avser att bedriva näringsverksamhet bör begränsningen av begreppet framtida anslutningskunder vara något snävare. Normalt bör dessa anses som framtida anslutningskunder endast när dessa har begärt en anslutning eller inkommit med en sådan förfrågan till elnätsföretaget samt påbörjat förfarandet med behövliga tillstånd för sin verksamhet.”

Utredningen utgår ifrån att begreppet ”framtida anslutningskund” (dvs. att dessa ”har begärt en anslutning eller inkommit med en sådan förfrågan till elnätsföretaget samt påbörjat förfarandet med behövliga tillstånd för sin verksamhet.”) tolkas på ett sådant sätt att ett samhällsekonomiskt nät byggs upp. Antag exempelvis att en elproducent ansöker om att ansluta en vindkraftsanläggning. Samtidigt finns fyra anläggningar som med stor sannolikhet antas tillkomma medan ytterligare tre bedöms som troliga men osäkra. Frågan är då om nätet ska dimensioneras för fem ($1+4=5$) anläggningar eller åtta ($1+4+3=8$) anläggningar. Oftast medför det en betydligt lägre kostnad om nätet byggs för fler anläggningar direkt än om man exempelvis först bygger ut det för fem anläggningar och i ett senare skede för ytterligare tre. Det kan också vara så att den extra investeringen för ytterligare tre kan medföra sådana kostnader att dessa tre anläggningar inte blir av.

Med både Energinätsutredningens förslag och med utredningens förslag till kostnadsdelning i efterhand, i det fall återbetalningen sker till nätbolaget, riskeras överkompensation. Detta löses emellertid genom tariffregleringen. Nättarifferna anpassas då så att den totala intäktsramen inte överskrids. Problemet med överkompensering, dvs. att efterbetalningarna överskrider de initiala nätinvesteringarna, finns även med fondförslaget. I områden med många tillkommande producenter kan det innebära att fonden går med ”vinst”. I andra områden kan fondens kostnader däremot bli permanenta såtillvida att inga efterkommande producenter är med och finansierar nätinvesteringen. Den eventuella överkompensation som fonden kan bli föremål för regleras emellertid även den genom att avgiften från nätbolagen kan minskas.

Utredningen konstaterar att Energinätsutredningens förslag innebär att problemet med trappstegskostnader minskar. Om förslaget med förtida delning blir verklighet innebär det att det inte finns något behov av ett ytterligare förslag om efterhandsdelning. Förslaget för-

utsätter att fördelningen av nätinvesteringskostnader mellan flera elproducenter håller för en granskning av Energimarknadsinspektionen. Förutsättningen för att utredningen ska kunna ansluta sig till Energinätsutredningens förslag är dock att delning mellan kunder som avser att bedriva näringsverksamhet (för inmatning av el) tillämpas så att tidsperioden inom vilken delning är aktuell uppgår till i normalfallet minimum två år.

Energinätsutredningens förslag, om det genomförs, minskar även behovet av fonden. En förtida delning av trappstegskostnader löser nämligen en del av de problem som fonden är avsedd att lösa. Det är trots detta utredningens övertygelse att behovet av fonden kvarstår särskilt i lägen med mycket stora initialkostnader och där det råder stor osäkerhet om framtida tillströmning av elproducenter. I det räkneexempel som nämns i nästa avsnitt är samtliga anläggningar som beräknas få bidrag från fonden av den karaktären att Energinätsutredningens förslag inte skulle täcka denna typ av kostnader. Det är även fullt möjligt att tänka sig situationer där fonden och förtida delning tillämpas samtidigt. Ett exempel kan vara där en vindkraftsanläggning ansöker om anslutning och anslutningsledningen är relativt lång samt att det behövs göras förstärkningar i det nät till vilket vindkraftsanläggningen ansluts. Dessa nätförstärkningar har då även senare anslutna vindkraftsanläggningar nytta av. Om det trots en förtida delning leder till en kostnad som överstiger egenfinansieringen (1,3 Mkr per MW) så kommer det därmed finnas en möjlighet att få stöd från fonden samtidigt som förtida delning tillämpas, dvs. de som ansluts senare deltar också i finansieringen av nätförstärkningen. I det fall förtida delning tillämpas och fonden delfinansierar så måste fonden vid beslut även beakta att den eventuellt måste vara med och delfinansiera även de framtida anslutningar vilka beaktats vid den förtida delningen. Det kan här noteras att förtida delning enbart gäller de gemensamma delarna av nätförstärkningen, medan fonden beaktar hela kostnaden dvs. såväl anslutningsledningen (som enbart är till för en kund) som andel av kostnaden för nätförstärkningen vilken kan gynna flera användare.

Ekonomiska konsekvenser

Fonden ska som nämnts ovan finansieras via en avgift på nätföretagen vilken kommer att påföras nätkundernas fakturor. Utredningen har gjort ett försök till uppskattning av fondens kapitalbehov vilket

redovisas i tabellerna nedan. Det är dock svårt att sia om de kostnader som kommer att gälla i framtiden. Det bör betonas att detta enbart är räkneexempel utifrån den utbyggnadstakt som bedöms rymmas inom det nuvarande elcertifikatssystemets ramar. Om inte dessa projekt blir av så är det troligt att andra kommer till i deras ställe. Den totala omfattningen är dock begränsad genom elcertifikatskvoten. Uppgifterna avser endast vindkraft eftersom det är där det största behovet av elnätstärkningar är att vänta. Nätinvesteringarna för nya kraftvärmeverk kommer i allmänhet enligt utredningens erfarenhet sällan att ha behov av fondmedel för sina anslutningsavgifter. När det gäller större kraftvärmeverk så är de i regel lokaliserade i tätort där elnätet håller en hög kapacitet. Småskalig biokraft kommer troligen inte att bli aktuell för fonden. I regel är verken för små och främst inriktade på egen konsumtion. När det gäller de större gårdsverken som byggs för att leverera el ut på nätet så är det tveksamt ifall nätkostnaden kommer upp till fondens egenfinansiering. Det nät som byggs och förstärks i anslutning till dem blir helt enkelt för litet.

De projekt som tas upp i tabellen nedan är hämtade från Svensk Vindkraft som typexempel. Utredningen har gjort egna efterforskningar om vad dessa skulle medföra i form av anslutningskostnader. Enligt detta exempel skulle en utbyggnad av knappt 8 TWh vindkraft medföra ett kapitalbehov på knappt 300 miljoner kronor mellan åren 2009 och 2012. Avgiften för nätkunden skulle då under dessa år bli i snitt 0,05 öre per kWh eller cirka 10 kronor per år för en normalstor eluppvärmd villa (20 000 kWh/år). Sammanställningen baseras på Svensk Vindkrafts egen lista över vindkraftsprojekt på mer än 25 MW och Energimyndighetens lista över planerade vindkraftsanläggningar. Det är alltså att betrakta som en lista med relativt stora projekt som kan tänkas bli föremål för finansiering från fonden och investeringskostnaderna blir därför inte representativa. Utredningen har själv inte gjort något urval av vilka planerade elproduktionsanläggningar som vi tror blir byggda. Utredningen vill inte uttala sig om vilka projekt som kommer att bli aktuella för att få medel från fonden. Utredningen är medveten om att det finns många små såväl som stora vindkraftsanläggningar på land som kommer att bli av före de listade anläggningarna till havs. Tabell 4.2 som baseras på tabell 4.1 har till syfte att visa på storleksordningen på behovet av fondmedel, inte att bedöma kostnaderna för varje enskilt vindkraftsprojekt.

Tabell 4.1 Sammanställning av planerade vindkraftprojekt som exempel på fondens omfattning

Projekt	Företag	Antal (lägt)	Beräknad produktion, TWh	Byggstart	Beräknad kostnad per MW	Kostnad från fonden
Bondön	NordanVind	18	0,07	2007		0
Lillgrund	Vattenfall	48	0,33	2007	2,5	57,6
Storrörun	DONG	12	0,08	2008	0,8	0
Vindpark Vänern	Vindpark Vänern	10	0,10	2008		0
Havsnäs	RES Skandinavien	48	0,25	2008	1,0	0
Uljaboda	Skellefteå kraft	12	0,10	2008	1,5	2,4
Hedboberget	Vindkompaniet	15	0,10	2008	0,8	0
Bliekeväre	Vindkompaniet	20	0,13	2008	0,8	0
Säliträdberget	Vindkompaniet	8	0,05	2008	1,0	0
Saxberget	Stena	20	0,14	2008		0
Gabrielsberget	Svevind	40	0,18	2009	1,5	8
Glötesvålen	Vindkompaniet	30	0,27	2009	0,7	0
Sjjsjka	Vindkompaniet	30	0,25	2009	0,5	0
Rautirova	Vindkompaniet	20	0,19	2009	1,0	0
Skottarevet	Favonius	30	0,25	2010	1,3	0
Trolleboda	Vattenfall	30	0,50	2010	2,5	36
Tolvmanstegen	Eolus	20	0,14	2010		0
Blaiken	Skellefteå kraft	80	0,60	2011	1,2	0
Utgrunden II	EON	24	0,28	2012		
Stora Middelgrundet	Universal Wind offshore	110	3,00	2012	2,5	132
Taggen	Vattenfall	83	1,00	2012	2,5	99,6
		708	8			335,6

Källa: Egen bearbetning av uppgifter från Svensk Vindkraft

Tabell 4.2 Beräkningsexempel av kostnader för nätkunder med anledning av elnätsinvesteringsfonden

Kostnad mkr/år	Kostnad öre/kWh för nätkund
2009: 8	0,01
2010:36	0,02
2011:0	0,00
2012: 231,6	0,15
<i>Genomsnitt</i>	<i>0,05</i>

Källa: Egen bearbetning

Utredningens förslag om att fondavgiften ska tas ut med samma belopp årligen grundar sig i övertygelsen om att en enhetlig avgift innebär en administrativ förenkling. Kostnaden är även så försumbar för den enskilde kunden att den knappast kan orsaka några större reaktioner. Att ändra avgiftens storlek varje år upplevs som pedagogiskt.

En ytterligare aspekt när det gäller vindkraft är att det i och med fonden kommer att ske investeringar i sådan produktion som idag har för höga anslutningskostnader (per installerad MW) för att komma till stånd eller där det råder trappstegsproblem (ingen vill gå först). Dessa kan dock ha mycket goda produktionsförutsättningar vilket i bästa fall kan ge en mycket god utväxling i form av producerad el per investerad krona. Exempel på detta är vindkraft på Öland, Gotland, i fjällområdena och havsbaserade anläggningar. Dessa produktionsformer kommer om de blir av att "lägga beslag" på elcertifikat och detta medför att priset på elcertifikat pressas nedåt. De producenter av förnybar el som finns redan idag kommer därmed att få försämrad lönsamhet. Konkurrensförhållandena inom producentkollektivet av förnybar el förskjuts således till förmån för sådan produktion som idag inte är lönsam. Elanvändarna kan dock förhoppningsvis tillgodoräkna sig den ökade nätkostnaden som fonden innebär i en ökad tillgång på förnybar el i första hand genom en större press på certifikatspriset och i ett senare skede (om mer samhällsekonomiskt utbyggd förnybar produktion leder till politisk acceptans av ökad elcertifikatskvot) till en ökad tillgång på förnybar el och därmed större press på elpriset.

En viktig funktion är också prisbildningen för elcertifikaten vilken bygger på marginalkostnaden. Antag att inte fonden finns,

men att elcertifikatskvoterna gör att man måste bygga en relativt dyr havsbaserad anläggning med höga nätkostnader. Utan fonden måste därmed certifikatspriset upp till mycket höga nivåer, givet bibehållet elpris. Detta ger höga kostnader för elanvändarna för elcertifikaten men också en mycket god ekonomi för den förnybara kraft som inte har lika höga kostnader som den sista anläggningen. Med fonden kommer certifikatspriset att sänkas eftersom det inte behöver vara lika högt för att den sista anläggningen ska komma in. Detta medför totalt sett lägre kostnader för elanvändarna och rimligare intäkter för den förnybara kraft som inte har så höga kostnader.

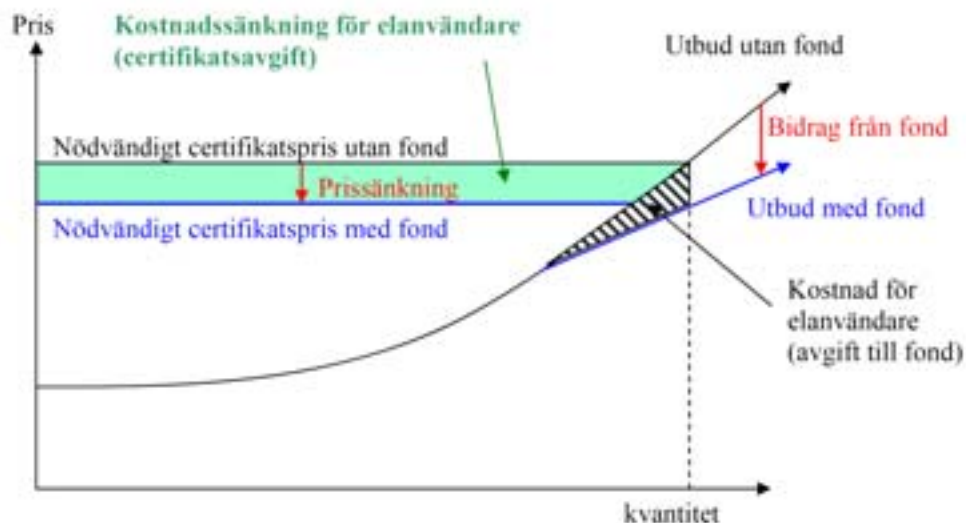
En viktig slutsats, tillika ett av huvudmotiven till nätinvesteringsfonden, är således att den kommer att möjliggöra samhällsekonomiskt motiverad elproduktion. Detta innebär att utbyggnaden av förnybar elproduktion kommer att kunna göras med lägre samhällsekonomiska kostnader och med ett mer rationellt utnyttjande av produktionsresurserna tack vare fonden. Detta skapar goda möjligheter för en omfattande utbyggnad av exempelvis vindkraft i framtiden till en lägre kostnad än vad som annars hade varit fallet. Perspektivet är viktigt eftersom behovet av förnybar elproduktion kommer att vara mycket stort i framtiden med hänsyn till de höga målsättningarna inom såväl klimat- som energipolitiken. En ökad produktion förutsätter dock att certifikatskvoterna ökar, eller att något annat system införs. Fondens existens ger inte i sig en ökad produktion av förnybar produktion utan bidrar huvudsakligen till att en given mängd förnybar kraft byggs ut så samhällsekonomiskt som möjligt.

Fonden har som nämnts tidigare som syfte att underlätta nätinvesteringar som medel för att uppfylla de mål för förnybar elproduktion som omfattas av elcertifikatssystemet. Fondens existens beror således på om det finns behov av nätinvesteringar inom ramen för elcertifikatskvoten. Fonden bör upphöra den dag som elnätet inte kräver förbättringar för att öka den förnybara elproduktionen och/eller den dag elcertifikatssystemet upphör.

En förväntad och även önskvärd effekt av fonden är att sådana investeringar ska komma till stånd vilka är positiva ur samhällsekonomisk synvinkel men som på grund av trappstegskostnader eller flaskhalsar idag inte blir av. Tack vare fonden sänks elanvändarnas kostnader för elcertifikaten mer än vad som motsvaras av kostnaderna för fonden, se figur 4.2. Elanvändarna förväntas alltså vinna på fonden. Samhällets kostnader för en övergång till hållbar elproduktion förväntas därmed sjunka. Tack vare den lägre kostnaden

för omställningen är det då sannolikt att samhället kan komma att acceptera en allt större andel förnybar elproduktion och en ökning av elcertifikatskvoten kan lättare motiveras.

Figur 4.2 Förväntad samhällsekonomisk effekt av elnätsinvesteringsfonden



4.2 Förändringar avseende nätkoncession

Utredningens förslag: Ett undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen införs för interna nät inom anläggningar för elproduktion.

Möjlighet införs även för Energimarknadsinspektionen att medge befrielse från vissa skyldigheter för innehavaren av en nätkoncession för linje förutsatt att koncessionen avser en ledning som är avsedd för inmatning av el från en elproduktionsanläggning. Kraven som det ska vara möjligt att i vissa fall få befrielse från gäller årlig redovisning av nätverksamheten, skyldighet att upprätta risk- och sårbarhetsanalys avseende leveranssäkerheten i elnätet, åtgärdsplan för hur leveranssäkerheten i nätet ska förbättras, informationsskyldighet till elanvändare, krav på upprättande av övervakningsplan och att lämna skriftlig uppgift om sin nättariff. Det ska finnas möjlighet till befrielse från åtgärdskravet vid avbrott, dock inte kravet på att överföringen av el ska

vara av god kvalitet. Detta är ett första steg för att underlätta och öka förutsägbarheten för nya elproducenter, något som har framhållits som några av de viktigaste aspekterna för att underlätta för utbyggnad av produktion av förnybar el.

Som ett andra steg föreslår utredningen dessutom att Energi-
nätsutredningen, som enligt utredningsdirektivet ska göra en
översyn avseende koncessioner, analyserar lämpligheten i att
genomföra en förändring i ellagen som ger möjlighet att beviljas
nätkoncession för enskild linje. Det finns inte möjlighet att inom
ramen för denna utredning genomföra de för detta ändamål nöd-
vändiga större förändringar avseende kravet på nätkoncession för
anslutningsledning mellan en elproduktionsanläggning och an-
gränsande nät eller mellan elproduktionsanläggningar.

För att underlätta tillståndsprocessen för nya ledningar till
förnybar elproduktion föreslår utredningen att en förändring in-
förs i ellagen som innebär att Energimarknadsinspektionen endast
prövar anläggningens och nätägarens lämplighet efter att annan
instans har prövat och godkänt lämpligheten ur de övriga aspek-
ter som ska prövas enligt ellagen.

Utredningen föreslår även att Miljöprocessutredningen
M2007:04, ges i uppdrag att se över möjligheterna att samordna
miljöprövning och lokaliseringsfrågan för elledning och elpro-
duktionsanläggning i syfte att förenkla tillståndsprocessen för
nya elproduktionsanläggningar.

Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion ska-
par hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förny-
bara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall
utredaren lämna sådana förslag.

4.2.1 Utredningens överväganden

Kravet på nätkoncession syftar till att dels skapa ett samhällseko-
nomiskt optimerat och säkert nät med minsta möjliga miljöingrepp,
dels skydda gjorda investeringar och garantera kunderna deras rättig-
heter. Det har dock påpekats för utredningen att det finns flera
olika omständigheter kring nätkoncessioner som försvårar intro-
duktionen av förnybara energikällor. Dessa inkluderar svårigheten
att åstadkomma konkurrens vid utbyggnaden av nödvändig lednings-
kapacitet, nödvändigheten av att bilda ett nätbolag när det visar sig

lämpligt, rapporteringskrav gällande detta nätbolag, samt tillståndsprocesserna för produktionsanläggningen och elnätet vilka inte är samordnade. Svårigheterna leder till såväl ökade kostnader som att tiden från ansökan till idrifttagande blir onödigt lång. Utredningens målsättning är därför att komma med förslag som kan underlätta tillståndsprocessen och därmed sänka kostnaderna samt snabba upp hanteringen.

Ofta uppkommer diskussion mellan produktions- och nätägare om det tekniska utförandet av elnätet i en elproduktionsanläggning, t.ex. en vindkraftspark. Ägaren av produktionsanläggningen vill att det ska byggas så billigt som möjligt, medan nätägaren vill bygga enligt en standard som medger att även andra potentiella kunder skulle kunna ansluta sig till ledningen, vilket kan medföra andra krav på elkvalitet. Koncessionshavaren har ju anslutningsplikt enligt ellagen, medan det är ägaren av produktionsanläggningen som bekostar nätinstallationen genom sin anslutningsavgift. Om producenten själv äger det interna nätet inom anläggningen, försvinner detta problem för nätägaren. Den som själv ska använda nätet och slipper ansvara för kvaliteten gentemot andra användare har lättare att göra en nyttoavvägning och optimerar det utefter sina egna behov. Kan nätägaren bygga nätet billigare och mer rationellt än producenten själv, så är det inte troligt att producenten väljer att själv bygga nätet.

Tidsaspekten är också mycket viktig under processen för att erhålla alla behövliga tillstånd för att få uppföra en elproduktionsanläggning med tillhörande elnät. Miljöaspekter bedöms och det fattas beslut rörande detta i olika instanser. Besluten kan överklagas, vilket i sin tur kan innebära avsevärda förseningar. Det kan ta mindre än ett år men det finns exempel där tillståndsprövningen med alla överklaganden och beslut tagit tio år.

Föreslagna förändringar i regelverket förväntas underlätta etablering av förnybar elproduktion, dels genom att anläggningsägaren själv kan fatta beslut om hur och när nätinvesteringarna ska göras. Dels underlättas ansökan om nätkoncession i de fall koncession krävs för anslutningsledningen eftersom detaljerna avseende det interna nätet, den geografiska placeringen och dylikt inte behöver specificeras. Möjligheterna till lättnader avseende krav på en koncessionshavare kommer att innebära en förenklad administration för de koncessionshavare vars nät enbart är till för överföring av el från en särskild anläggning och som inte har andra kunder anslutna mot sitt nät.

Undantag från kravet på nätkoncession inom interna nät i en elproduktionsanläggning

Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) trädde i kraft den 1 juni 2007. Förordningen med tillhörande förordningsmotiv (Fm. 2007:1), avser icke koncessionspliktiga elnät, uteslutande interna nät som normalt sett används för förbrukning av el. Utredningen anser dock att det finns interna nät som normalt sett används vid produktionsanläggningar av el och som uppfyller förordningens tre kriterier om överföring av el för egen räkning, begränsad utbredning samt att områdets belägenhet och utbredning lätt kan fastställas. Framför allt återfinns sådana nät mellan olika delar av anläggningar för förnybar elproduktion. I dagsläget ses främst att anläggningarna består av vindkraftverk men i takt med att solenergitekniken utvecklas och i framtiden även andra distribuerade elproduktionsmetoder bör regelverket även kunna tillämpas på dessa. Det finns inget som talar emot att anläggningar skulle kunna bestå av olika typer av enheter, t.ex. en anläggning bestående av vindkraft och solenergi blandat. Förutsättningen är då att kraftverken ansluts till samma spänningsnivå på elnätet. Det är hela tiden de tre kriterierna om överföring för el för egen räkning, begränsad utbredning samt att områdets belägenhet och utbredning lätt kan fastställas, som ska vara rådande. Det kan finnas exempel på tekniker som skapar problem i detta hänseende och det åligger i sådana fall EMI att pröva huruvida nätet kan anses vara en funktionell enhet med begränsad utbredning. De interna näten är till sin karaktär jämförbara med övriga interna nät som idag är undantagna från koncessionsplikt. De interna ledningarna inom en anläggning för elproduktion är inte lämpliga för överföring av annan el än den som produceras i anläggningen.

Utredningen anser att förordningen om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen kan kompletteras med ett undantag från koncessionsplikt för interna nät mellan olika delar av en anläggning för elproduktion, enligt ovanstående resonemang.

År 2003 utarbetade Näringsdepartementet en departementsskrivelse (ds 2003:22) med förslag till nya föreskrifter om icke koncessionspliktiga elnät. Denna promemoria ligger till grund för förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen vilken trädde i kraft 2007. I Energimyndighetens remissyttrande påpekades att förslagen uteslutande rörde interna nät för förbrukning av el. Energimyndigheten föreslog att ett undantag

från koncessionsplikt även borde införas för interna nät för produktion av el. Därvid nämndes särskilt gruppstationer för vindkraft. Motiven för ett undantag för interna nät inom produktionsanläggningar var att de till sin karaktär är jämförbara med övriga interna nät som föreslogs bli undantagna från koncessionsplikt, att ett undantag skulle underlätta etablering genom att ansökan om nät-koncession inte skulle behöva omfatta de interna ledningssträckningarna inom gruppstationen och att antalet inmatningspunkter till det koncessionspliktiga nätet – och därmed antalet elmätare – skulle kunna reduceras till en per gruppstation. Energimyndighetens remissvar avseende interna nät för produktionsanläggningar lämnades utan åtgärd med hänvisning till att man annars hade varit tvungen att skicka ut förslaget på remiss en gång till.

Ett begränsande villkor som har diskuterats inom utredningen är vad som händer i de fall någon eller några enheter i en elproduktionsanläggning övertas av andra ägare. Det har ansetts önskvärt att detta ska vara möjligt med bibehållet undantag från krav på nät-koncession eftersom en försäljning av till exempel ett eller några vindkraftverk i en vindkraftsanläggning annars skulle innebära att anläggningen blir koncessionspliktig. Det är relativt vanligt att ett eller några verk ägs av ett lokalt kooperativ. Utredningen anser att det inte är önskvärt att försvåra för sådana konstellationer. Utredningen föreslår därför att regelverket kompletteras analogt med 24 § förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen ”överföring av el för annans räkning får äga rum på ett elnät som är beläget på eller inom en byggnad och som får användas utan stöd av nätkoncession. Detta gäller även om nätet i sin helhet ursprungligen inte har använts för överföring av el uteslutande för egen räkning.” Observera att det är civilrättsliga avtal mellan parterna som gäller i dessa fall eftersom ellagen inte är tillämplig avseende överföring för annans räkning på en icke koncessionspliktig ledning.

I ”Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857)” nämns flera exempel på ”ett internt nät inom området för”. Med utredningens förslag måste detta kompletteras för att även t.ex. det interna nätet inom en vindkraftsanläggning ska kunna bli befriat från koncessionsplikt.

Utredningen ser flera frågeställningar kring den föreslagna förändringen som behöver belysas. Om till exempel två vindkraftsanläggningar med olika ägare planeras i närheten av varandra kommer regelverket möjligen att leda till att ett gemensamt bolag bildas och

det som skulle ha blivit två anläggningar blir istället en. Det är i och för sig rationellt och inget som utredningen ser något problem med. Däremot ser utredningen en frågeställning gällande hur ett *område* definieras. Frågan gäller när *ett* internt nät övergår till att bli *flera*. Anläggningsägaren/-ägarna kommer eventuellt att vilja betrakta två grupper av vindkraftverk med en ledning (kort eller lång) som förbinder dem, som *ett* område. En annan frågeställning är var det koncessionsfria nätet börjar, dvs. hur anslutningspunkten ska definieras mot det koncessionspliktiga nätet. Som exempel på båda dessa frågeställningar kan tas en (*en* enligt ägaren) vindkraftspark som förläggs i fjällmiljö. Alla kraftverk har samma ägare. 20 kraftverk uppförs på fyra kullar, totalt fem enheter per kulle. I detta fall tolkar utredningen det så att det finns fyra koncessionsfria interna nät, med koncessionspliktiga nät emellan. De koncessionspliktiga näten skulle, om detta nya begrepp anses lämpligt att införas, kunna ha koncession för enskild linje (se förslag nedan).

Frågeställningen om avgränsning av utbredningen för ett internt nät måste sättas i praxis, dvs. genom EMI:s och regeringens¹² avgöranden. Vägledande för denna bedömning är att avgöra huruvida det handlar om funktionella enheter. Med funktionell enhet avses en enhet som uppfyller de tre kriterierna om överföring av el för egen räkning; begränsad utbredning samt att områdets belägenhet och utbredning lätt kan fastställas. Ansökaren kan hos EMI begära bindande besked huruvida koncessionsfrihet kan bli gällande. Handläggningen av en sådan begäran tar några veckor. För att EMI ska pröva ärenden där det misstänks att koncessionspliktiga ledningar olagligen uppförs måste EMI få kännedom om dessa på något sätt. I allmänhet är det genom anmälningar från koncessionshavaren i området som detta sker.

Mätning och avräkning sker på samma sätt som för andra inmatningspunkter, dvs. det ska finnas en mätpunkt i anslutningspunkten mot nätägarens nät där mätning sker enligt gällande bestämmelser. De tekniska kraven täcks däremot inte in i ett internt nät som omfattas av undantag från koncessionsplikt, vilket ju är en av kärnpunkterna för ett sådant nät. Ellagen gäller inte för ett sådant internt nät, vilket innebär att bland annat en annan parts tillträde, tariffer, mätning och övriga villkor inom det interna nätet får regleras genom civilrättsliga avtal, eftersom Energimarknadsinspektionen inte övervakar villkoren i dessa fall.

¹² Eftersom regeringen prövar överklaganden av EMI:s beslut.

När det gäller tekniska krav och säkerhetsaspekter gäller dock andra bestämmelser, som förordning (1957:601) om elektriska starkströmsanläggningar, förordning (1993:1068) om elektrisk materiel, elinstallatörsförordningen (1990:806) och förordning (1993:1067) om elektromagnetisk kompatibilitet. Förslaget om koncessionsfrihet innebär inget undantag från dessa.

Lättnader i kraven på koncessionshavare

Utredningen föreslår att lättnader införs i kraven på en koncessionshavare i vissa fall. Förslaget är ett första steg mot en snabbare, mer rationell och samhällsekonomiskt relevant hantering av koncessionsplikten för anslutningsledningar från elproduktionsanläggningar. Efter ansökan ska nätmyndigheten kunna besluta om befrielse från vissa krav. Det kan noteras att denna möjlighet till kravlättnader skulle kunna bli tillämplig även för elanvändare. Detta ligger dock utanför utredningens uppdrag. Kraven som det ska vara möjligt att få befrielse från gäller årlig redovisning av nätverksamheten, skyldighet att upprätta risk- och sårbarhetsanalys avseende leveranssäkerheten i elnätet, åtgärdsplan för hur leveranssäkerheten i nätet ska förbättras, informationsskyldighet till elanvändare, krav på upprättande av övervakningsplan och att lämna skriftlig uppgift om sin nättariff. Det ska finnas möjlighet till befrielse från åtgärdskravet vid avbrott, dock inte funktionskravet god kvalitet.

Vid en överlåtelse av en nätkoncession för linje är koncessionshavaren skyldig att meddela detta till Energimarknadsinspektionen. Beslutet om befrielse från kraven ska då omprövas.

Detta förslag bygger på att tredjepartstillträdet och kravet på legal åtskillnad mellan elproducenter och nätägare kvarstår. Syftet med förslaget är att uppnå förbättringar avseende snabbhet, rationalitet och samhällsekonomi. Utredningen anser att föreslagna lättnader i administrationen kan göras utan att någon risk för rättssäkerheten uppkommer.

Koncession för enskild linje

Koncession för enskild linje är utredningens förslag till nästa steg för att ytterligare förenkla för en elproducent att själv äga och förfoga över anslutningsledningen. Observera dock att utredningen hänskjuter detta förslag vidare till den pågående Energinätsutred-

ningen. Det har inte funnits tid och möjlighet att ta fram ett komplett förslag inom ramen för denna utredning. Ett starkt skäl till att hänskjuta förslaget vidare, är att det åligger Energinätsutredningen att ta ett större grepp avseende koncessioner.

Anslutningsledningen från elproduktionsanläggningen mot angränsande nät, eller som i exemplet ovan, näten mellan olika separata delar av elproduktionsanläggningen, bör fortfarande vara koncessionspliktig. Utredningen har diskuterat möjligheten att ta bort kravet på koncession även för anslutningsledningen. Emellertid bedöms detta innebära en långt mer omfattande förändring och avsteg från nätmonopolet. Konsekvenserna av att ta bort koncessionsplikten för sådan ledning är för svåra att överblicka för att rymmas inom ramen för denna utredning.

Idag finns det ett antal ägare av elproduktionsanläggningar som bildar eget nätbolag och söker nätkoncession för sina ledningar. Att bli koncessionshavare innebär vissa förpliktelser vilket bl.a. leder till ökad administration. Som koncessionshavare har man samma förpliktelser oavsett om man har en miljon kunder eller inga alls. Vissa av förpliktelserna ter sig inte relevanta för den här typen av koncessionshavare. Som exempel är det knappast relevant att skicka in tarifftryck om man inte har kunder som ska betala några tariffer. Förfarandet tar onödiga resurser i anspråk från både koncessionshavaren och Energimarknadsinspektionen.

Istället för ett undantag från koncessionsplikten för en anslutningsledning har utredningen diskuterat ett nytt begrepp – *koncession för enskild linje*. Koncession för enskild linje skulle innebära att man fortfarande ansöker om koncession hos Energimarknadsinspektionen. Det skulle fortfarande finnas ett samlat remissförfarande och en miljöprövning. Det skulle göras en bedömning om huruvida ledningen är samhällsekonomiskt rationell och att det tekniska utförandet är i enlighet med kraven. Däremot skulle inget separat nätbolag behöva bildas utan koncessionen skulle kunna ligga kvar i ett produktionsbolag, och det skulle finnas lättnader jämfört med vanlig linjekoncession avseende rapportering till myndigheten. Att linjen är enskild betyder också att det inte finns någon anslutningsskyldighet förknippad med ledningen. För de fall när nya elanläggningar i området skulle behöva ansluta sig till ledningen, görs en omprövning av koncessionen. Alternativen är då att sälja anläggningen till befintlig koncessionshavare i området eller att elproduktionsanläggningens ägare bildar separat bolag och söker ”vanlig” koncession för ledningen. Att linjen är enskild innebär att ledningen anses vara

en del av elproduktionsanläggningen. Den delen kan därför, till exempel, inte erhålla medel ur den i kapitel 4.1 föreslagna fonden eftersom kostnaden för ledningen inte ingår i anslutningsavgiften. Det kan finnas behov av att i lagtexten införa begränsande villkor för enskilda linjer avseende spänningsnivå, längd och anslutning till stamnätet. Dessa frågor måste utredas vidare.

Utredningen har erfarit att det i både Tyskland, Spanien, Storbritannien och Portugal är möjligt för en elproducent att på egen hand upphandla investeringar i såväl det interna nätet som i det nät som går från det interna nätet fram till en punkt i redan existerande nät. Detta ägs då av elproducenten och är undantaget från koncession. Om det vid senare tillfälle uppkommer behov hos tillkommande elproducenter av att koppla upp sig mot en sådan ledning så kan detta ske genom att denne ersätter den elproducent som äger ledningen. De fyra länderna som utredningen har tittat på har varit lyckosamma när det gäller utbyggnad av ny förnybar elproduktion och har inga planer på att ändra regelverket runt koncessionsfrihet.

Något som skulle kunna tala emot förslaget om koncession för enskild linje är att det eventuellt kan strida mot EU:s avsikter om legal åtskillnad mellan nät- och produktionsverksamhet. Förslag¹³ till Europaparlamentets och rådets direktiv om ändring av direktiv 2003/54/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el, innehåller förslag till åtgärder för effektiv åtskillnad. Enligt kommissionen krävs effektiv åtskillnad mellan verksamhet i form av drift av transmissionsnät från handels- och produktionsverksamhet. Kommissionen föreslår därför att nu gällande regler om juridisk och funktionell åtskillnad utökas till att gälla krav på ägarskapsåtskillnad. Förslagen omfattar dock endast transmissionsnät, vilket för den svenska elmarknaden motsvaras av stamnätet som ägs och förvaltas av Svenska Kraftnät. Förslagen innebär att den som utövar kontroll över en operatör av transmissionsnät eller ett transmissionsnät inte samtidigt får ha några intressen i handels- eller produktionsverksamheter och vice versa. Vad som dock talar emot att förslaget om ”enskild ledning” inte skulle vara tillåtet enligt EU är som nämns ovan att detta idag tillämpas i de fyra EU-länderna Tyskland, Spanien, Storbritannien och Portugal. Dessa länder har för närvarande ingen avsikt att ändra på detta.

Ett företag som har koncession för enskild linje har inga skyldigheter att ansluta andra elanläggningar. Detta är inte optimalt ur

¹³ Förslag till Europaparlamentets och rådets direktiv om ändring av direktiv 2003/54/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el, 2007/0195 (COD), 2007-09-15.

samhällsekonomisk synpunkt i de fall andra anslutningar av elproducenter eller elanvändare finns eller planeras utmed sträckan. Det ställer krav på Energimarknadsinspektionen att inte godkänna ansökan om koncession för enskild linje i sådana fall ur lämplighets synpunkt. I det fallet är en vanlig koncession för linje eller befintlig områdeskoncession lämplig.

Den pågående Energinätsutredningen ska enligt direktivet ”analysera om den nuvarande uppdelningen mellan områdeskoncession och linjekoncession samt dess koppling till reglerna för tariffsättning och redovisning är lämplig för att åstadkomma ändamålsenliga, driftsäkra och kostnadseffektiva elnät och om så inte är fallet föreslå åtgärder för detta” Energinätsutredningen har informerats om förslagen i denna utredning. Utredningen föreslår att Energinätsutredningen ska analysera och vidare bearbeta förslaget avseende koncession för enskild linje i sitt arbete med översynen av områdes- och linjekoncession.

Beskrivning av processen för prövning av tillåtlighet

Tillståndsprocessen för att få upprätta nya elproduktionsanläggningar upplevs som ett problem. Det är främst tidsaspekten som är kritisk, både när det gäller själva myndighetshanteringen och eventuell tid för överklagan. Eftersom det krävs tillstånd enligt flera olika regelverk finns det flera möjligheter till överklagande, vilket kan stoppa eller avsevärt försena ett byggprojekt. Oavsett om ett projekt slutligen godkänns eller inte är det önskvärt att besked om detta kommer så snabbt som möjligt.

I det följande beskrivs tillståndsprocessen som gäller för vindkraftsanläggningar. Utredningens förslag om förenklingar gäller dock inte bara för vindkraftsanläggningar utan även andra nya elproduktionsanläggningar. Likartade förutsättningar och problem gäller i hög grad för vattenkraft- och kraftvärmeverk. Exemplet vindkraft har valts för att tydliggöra de olika regler som gäller beroende på elproduktionsanläggningens storlek, enligt förordning (1998:899) om miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd.

För att få uppföra en vindkraftsanläggning behövs tillstånd enligt plan- och bygglagen (bygglov) respektive Miljöbalken (miljöprövning eller anmälan). I vissa fall vill vindkraftsägaren själv bygga och driva nätet i anslutning till vindkraftverken. Om en befintlig koncessionshavare för område godkänner det, kan vindkraftägaren bilda

ett separat nätbolag och ansöka om nätkoncession enligt ellagen. Ett beslut om koncession fattas av Energimarknadsinspektionen. Därmed är det tre olika processer för projektet att gå igenom och tre beslut som kan överklagas. Nedan beskrivs hanteringen kortfattat. Det kan konstateras att det till ansökan för de tre tillstånden krävs likartade eller till och med identiska handlingar.

Nätkoncession enligt ellagen

För att få bygga en elektrisk starkströmsledning krävs enligt ellagen tillstånd av Energimarknadsinspektionen, en nätkoncession. En nätkoncession avser antingen ett ledningsnät inom ett visst område (nätkoncession för område) eller en ledning med bestämd sträckning (nätkoncession för linje). Inom områdeskoncession får koncessionshavaren bygga nya ledningar under högsta tillåtna spänning utan att ny koncession krävs. Om däremot något annat företag vill bygga ledning inom samma område krävs koncession för linje. Det kan då finnas möjlighet för företaget att bilda ett separat nätbolag och ansöka om nätkoncession för linje för en anslutningsledning från en elproduktionsanläggning fram till överliggande nät.

Nätkoncession ansöks hos Energimarknadsinspektionen. Enligt 5 § elförordningen (1994:1250) ska en ansökan om nätkoncession för linje vara skriftlig och ges in till Energimyndigheten. Ansökan ska innehålla

- ritningar samt uppgift om hur anslutning för ledningen ska ske
- teknisk beskrivning av den planerade ledningen och en kostnadsberäkning
- topografisk karta utvisande ledningens sträckning samt beskrivning av den mark som behöver tas i anspråk
- bestyrkt förteckning över ägare och eventuella rättighetshavare till de fastigheter som berörs
- uppgifter om det överföringsbehov som ledningen är avsedd att tillgodose
- ledningens tänkta spänning
- alternativa lokaliseringar i den mån sådana är möjliga
- miljökonsekvensbeskrivning och resultatet av de samråd som föregått ansökan
- uppgifter om detaljplaner samt områdesbestämmelser som berörs av ledningsbygget.

Energimarknadsinspektionen skickar ärendet på remiss till en krets av remissinstanser som delvis är fastlagd och innefattar länsstyrelse, kommuner, fastighetsägare, andra sakägare, annan koncessionshavare som berörs av ansökan samt Försvarmakten.

För att ansöka om och erhålla koncession ställs vissa krav. Anläggningen måste bedömas vara lämplig ur allmän synpunkt och det kravet ställs också på den sökande. Linjen får inte strida mot gällande detaljplaner eller områdesbestämmelser. Nätverksamheten ska bedrivas i ett separat nätbolag. Ett produktionsbolag kan alltså inte samtidigt vara nätföretag. En koncession innebär också en förpliktelse att ansluta elektriska anläggningar. Med anslutna kunder följer också kvalitetskrav och regler när det gäller avbrottsavhjälpning samt avbrottsersättning. Det ställs också vissa administrativa krav på en koncessionshavare, med redovisning av årsrapporter och tarifftryck. Ett koncessionsbeslut kan överklagas till regeringen.

Prövning enligt plan- och bygglagen

Det krävs bygglov för vindkraftverk om turbinens diameter är större än två meter eller om kraftverket placeras på ett avstånd från fastighetsgränsen som är mindre än kraftverkets höjd över marken eller om kraftverket skall fast monteras på en byggnad. Bygglov enligt plan- och bygglagen ansöks hos kommunen. Till ansökan bifogas de ritningar, beskrivningar och uppgifter i övrigt som behövs för prövningen. I de fall kommunen upprättar eller ändrar en plan med anledning av det ansökta projektet, krävs att en särskild miljökonsekvensbeskrivning fogas till detaljplanen. Kommunen antar eventuell detaljplan efter utställning och sammanställning av synpunkter. Länsstyrelsen har rätt att överpröva kommunens beslut om detaljplan i vissa fall. Byggnadsnämnden fattar beslut om bygglov. Bygglovet kan överklagas. Elnätet fram till elproduktionsanläggningen prövas inte enligt plan- och bygglagen.

Prövning enligt Miljöbalken

För en vindkraftsanläggning på högst 25 MW krävs en anmälan till kommunen. Anmälan ska innehålla de uppgifter, ritningar och tekniska beskrivningar som kommunen behöver för att kunna bedöma vindkraft som miljöfarlig verksamhet. I vissa fall (som kommunen

beslutar) ska anmälan även innehålla en miljökonsekvensbeskrivning. Kommunen ska ge alla berörda möjlighet att yttra sig. Kommunen godkänner att vindkraftsanläggningen får byggas, antingen förenat med vissa villkor eller utan. Kommunen kan även bedöma att vindkraftverket kan medföra betydande olägenheter. Då kan den som vill bygga tvingas söka tillstånd hos länsstyrelsen (enligt bestämmelserna för anläggningar större än 25 MW nedan). Kommunens godkännande kan inte överklagas men det kan däremot ett icke-godkännande eller villkorat beslut.

För en anläggning på över 25 MW krävs tillstånd från länsstyrelsen. Länsstyrelsen tar ställning till hur den ser på projektets genomförbarhet. Ansökan till länsstyrelsen ska innehålla

- ritningar och tekniska beskrivningar med uppgifter som är nödvändiga för att bedöma en verksamhets art och omfattning
- uppgifter om vad som kan bidra till utsläpp, förslag till åtgärder för att minska mängden avfall
- en miljökonsekvensbeskrivning och en redogörelse för det samråd som skett
- förslag till åtgärder för att lindra eller rätta till problem som verksamheten kan ge upphov till
- övriga uppgifter som behövs för att bedöma hur de allmänna hänsynsreglerna i miljöbalkens andra kapitel följs
- förslag till hur verksamheten ska övervakas och kontrolleras
- en sammanfattning av ansökan så att en lekman kan förstå den.

Länsstyrelsen skickar vidare ansökan till berörda myndigheter och organisationer för yttrande, bland andra kommunen, Energimyndigheten och Naturvårdsverket.

Den som har något att invända mot vindkraftsanläggningen har möjlighet att göra det skriftligen till länsstyrelsen. Efter inkomna synpunkter fattar länsstyrelsen beslut. Alla som berörs av beslutet kan överklaga det. Detta gäller såväl den sökande som närboende och organisationer.

En havsbaserad vindkraftsanläggning, vilken är definierad som vattenverksamhet enligt miljöbalken, kräver istället tillstånd från Miljödomstolen. Personer eller organisationer som berörs av beslutet kan överklaga det.

Det interna nätet inkluderande bl.a. transformator och kopplingskiosker inom en elproduktionsanläggning omfattas av denna miljöprövning enligt miljöbalken. Anslutningsledning fram till elpro-

duktionsanläggningen prövas däremot i normalfallet inte. Undantaget är om den sökande väljer att ansöka om miljötillstånd för hela anläggningen (elproduktionsanläggning och anslutande ledning) som en enhet, vilket kan vara aktuellt om den sökande även ska söka koncession för linje för den anslutande ledningen.

Utredningens förslag till förenklingar i ansökningsprocessen

Vindkraftsproducenterna anser att processen för att få koncession för linje tar lång tid, är oförutsägbar och innebär mycket administration. Utredningen föreslår därför att möjligheterna öppnas för en förenklad eller snarare samordnad miljöprövning inför beslut om koncession för linje. Förslaget gäller i tillämpliga fall även andra nya elproduktionsanläggningar. Utredningens förslag är att som ett första steg mot en samordnad miljö- och bygglovsprövning Energimarknadsinspektionen ska ha möjlighet att endast pröva nätägarens lämplighet respektive ledningens lämplighet i förhållande till det nationella elsystemet efter att annan instans prövat och godkänt lämpligheten ur de övriga aspekter som ska prövas enligt ellagen. Om en anslutningsledning alternativt en elproduktionsanläggning och anslutningsledning, som en enhet, miljöprövats i annan instans bör den redan gjorda miljöprövningen räcka även för Energimarknadsinspektionen vid koncessionshandläggningen, istället för enligt nuvarande ordning där en ny miljöprövning genomförs. Förutsättningen är att miljöprövningen redan gjorts och att den gjorts för hela anläggningen, det vill säga elproduktionsanläggningen plus anslutande ledning som en enhet. Elproducenten har härvidlag möjlighet att själv välja om man vill söka tillstånd för elproduktionsanläggning plus anslutningsledning som en enhet eller inte. Noteras bör att detta är tillämpligt endast vid de fall en koncession för linje behövs för ledningen eftersom nya ledningar inom en befintlig områdeskoncession ej behöver nytt koncessionsbeslut. Om Energimarknadsinspektionen finner nätägaren och ledningen lämplig i enlighet med miljöprövningen bör inga skäl finnas för en överklagan eftersom ledningens utförande redan prövats. Överklagan blir således främst aktuell när Energimarknadsinspektionen finner att nätföretaget eller ledningen är olämplig enligt ellagen.

Förslag på vidare utredning

Som ett nästa steg finns det förutsättningar för att samordna miljöprövning och lokaliseringsfrågan för elledning och elproduktionsanläggning. Denna prövning bör kunna göras av *en* myndighet. För t.ex. landbaserade vindkraftsanläggningar över 25 MW av länsstyrelsen (för mindre vindkraftsanläggningar är det normalt kommunen men man kan överväga att en sådan samlad ansökan alltid skall handläggas av länsstyrelsen för att få samlad kompetens och likartad prövning). Det bör alltså vara samma myndighet som gör den samlade prövningen, vilken idag inom ramen för en koncessionsansökan avgör huruvida en ledning utgör betydande miljöpåverkan eller ej. För att en samlad prövning ska kunna göras är det naturligtvis en förutsättning att nätägare och ägare av elproduktionsanläggningen samverkar vid ansökningsförfarandet, så att miljöprövning och lämplighetsprövning kan göras av produktionsanläggning samt anslutande ledning samtidigt.

Förslagsvis medverkar nätägaren aktivt i samrådet för den samlade anläggningen (elledning och vindkraftsanläggning) varvid lämplig ledningssträckning och tekniskt utförande fastställs. Därefter bereder den blivande elproducenten en komplett tillståndsansökan för hela anläggningen (vindkraftsanläggning och ledning). Denna ansökan remitteras till samtliga myndigheter som idag är remissmyndigheter för respektive prövning. Sedan fattar länsstyrelsen beslut om tillstånd för elproduktionsanläggning och ledning i lokaliserings- och miljödelen. Anmälan/ansökan skickas till Energimarknadsinspektionen med de övriga delar som idag ska ingå i en koncessionsansökan. Energimarknadsinspektionen tar som självständig reglermyndighet ställning till nätägarens lämplighet respektive ledningens lämplighet i förhållande till det nationella elsystemet. Med det senare avses inte det faktiska behovet av en ledning (föreligger i och med att elproduktionsanläggningen uppförs), val av lämpligaste sträcka eller teknik. Däremot görs en bedömning om huruvida föreslagna alternativ är samhällsekonomiskt effektivt med hänsyn till befintliga ledningar.

Det är viktigt att Energimarknadsinspektionens prövning av lämpligheten, ledningens lämplighet (undvika onödiga dubbelledningar) och nätägarens lämplighet (kompetens och oberoende) bibehålls.

I juni 2007 tillsattes Miljöprocessutredningen M2007:04 som har som syfte att förenkla, samordna och på så sätt effektivisera handläggningen såväl som domstolsprövningen av fastighetsmål, mål och ärenden enligt miljöbalken samt plan- och bygglagen. Ytterligare för-

bättrade förutsättningar för byggande av ny elproduktion kan alltså genomföras där. Utredningen föreslår därför att Miljöprocessutredningen ges i uppdrag att specifikt utreda möjligheterna att förenkla lokaliserings- och miljöprövningsfrågan för elproduktionsanläggningar, om möjligt i enlighet med förslaget ovan.

4.3 Administrativa riktlinjer vid nätanslutning

Utredningens förslag: Inget nytt formellt regelverk föreslås avseende processen från det att en ägare till en planerad elproduktionsanläggning tar kontakt med nätägaren i området fram till det att produktionsanläggningen ansluts till elnätet. Istället för tvingande krav uppmanas nätägare och elproducenter att följa branschgemensamma rekommendationer framtagna av Svensk Energi och Svensk Vindkraft (enligt bilaga 3).

Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag.

4.3.1 Utredningens överväganden

Det har kommit till utredningens kännedom att det i många fall finns brister i samverkan mellan nätägare och ägarna till anslutande nya elproduktionsanläggningar. Problemen beror på olika behov och önskemål gällande t.ex. kostnader, betalning, informationshantering samt svarstider och det yttrar sig i form av misstroende mellan parterna.

För att komma till rätta med problemen har Svensk Vindkraft och Svensk Energi fått i uppdrag att gemensamt dra upp riktlinjer för hur samarbetsprocessen kring nya nätanslutningar för elproduktion bör se ut. Frågeställningarna är gemensamma oavsett vilken typ av elproduktion som kommer i fråga. Därför ställer sig även SERO och LRF bakom riktlinjerna.

Utredningen har bedömt att det just nu inte är lämpligt att lagstifta i denna fråga, utan ser hellre att parterna kan enas på frivillig väg. Utredningen uppmanar parterna att efter viss tid följa upp hur dokumentet fungerar och hur det efterföljs samt att revidera det vid

behov. Resultatet är ett branschgemensamt råd, ”Administrativa riktlinjer för nätanslutning”, vilket är en beskrivning av hur processen kan se ut och vad affärsparterna ska kunna kräva av varandra. Dokumentet finns i bilaga 3.

Dokumentet har utarbetats gemensamt och respektive organisation har tagit in synpunkter från sina medlemmar ute i regionerna. Dokumentet ska ha en status som branschrekommendation på samma sätt som Svensk Energis Anslutning av mindre elproduktionsanläggningar till elnätet (AMP), vilken används vid den tekniska utformningen av nya anläggningar.

Offentlig upphandling

Utredningen bedömer att den största orsaken till misstroende mellan parterna är bristande transparens. En elproducent kan tro att anslutningsavgiften är oskäligt hög medan den i själva verket inte är det. Företrädare för elproducenter har framfört att det finns nätägare som inte redovisar hur man kommit fram till totalsumman i en offert. Detta skapar inget förtroende i affärsrelationen.

Elnätsentreprenader lyder under lagen (1992:1528) om offentlig upphandling och ska därmed upphandlas i konkurrens. Genom att en nätanslutning upphandlats i konkurrens bör det vara klarlagt att kostnaderna är fullt konkurrenskraftiga. Vanligt är att nätägaren gör en ramupphandling som gäller för en relativt ospecificerad mängd entreprenader under en fastställd tidsperiod. Detta görs för att det är rationellt, tidsbesparande och kostnadseffektivt. Därmed inte sagt att just en specifik nätanslutning som utförs inom ramen för ramupphandlingen blir billigast och effektivast utförd. Å andra sidan vore det inte rationellt att kräva separata upphandlingar för varje enskilt arbete som ska utföras. För en elproducent som ska anslutas är ofta tidsaspekten väldigt viktig, vilket också talar emot separata upphandlingar i många fall. Däremot hoppas utredningen att de administrativa riktlinjerna kan inspirera och uppmana affärsparterna till en god samverkan och möjlighet att gemensamt komma fram till en ståndpunkt huruvida en separat upphandling ska göras eller inte. En anslutande elproducent bör då också kunna ha inflytande bland annat avseende tidsaspekten på genomförandet.

Prövning av tvister

I de fall en elproducent inte är nöjd med de villkor som nätägaren erbjuder, finns det möjlighet att begära prövning av vissa av dem. Nätmyndigheten, dvs. Energimarknadsinspektionen prövar i detta hänseende tvister gällande villkor för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät (ellagen 3 kap. 6 och 7 §), kostnaden för mätare hos elproducent (ellagen 3 kap. 14 §), ersättning till innehavare av produktionsanläggning (ellagen 3 kap. 15 §) och kostnaden för mätning, beräkning och rapportering för produktionsanläggningar på högst 1 500 kW (ellagen 4 kap. 10 §).

Nätтарiffer för överföring för produktionsanläggningar över 1 500 kW prövas ”ex officio”, dvs. Energimarknadsinspektionen väljer själv när tillsyn ska utföras. Det är därmed inte möjligt för en enskild att begära prövning av en nätтарiff för överföring.

Utredningens avsikt är att kostnaden för mätning, beräkning och rapportering ska vara möjlig att få prövad för produktionsanläggningar som berörs av den föreslagna begränsningen om maximal tariff på 3 öre per kWh, enligt kap. 4.5 Förslag avseende nätтарiffer.

4.4 Förslag om ändring av undantag för små elproducenter, den s.k. 1 500 kW-gränsen

Utredningens förslag: Den nuvarande reducerade nätavgiften för mindre elproduktionsanläggningar tas bort.

Övergångsbestämmelser införs under en tidsperiod för att inte avsevärt försämra för befintliga elproduktionsanläggningar. Övergångsbestämmelserna är utformade så att befintliga anläggningar färdigställda före den 1 januari 2007 behåller nuvarande reducerade nätavgift fram till den 1 januari 2015. Fram till den tidpunkten ska innehavare av elproduktionsanläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW för överföring av el endast betala den del av avgiften enligt nätтарiffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Från den 1 januari 2015 betalar elproducenten full årlig nätavgift.

Förutsättningen för att detta förslag ska kunna genomföras är att förslaget i kapitel 4.5 genomförs.

Lämna förslag till hur nuvarande reducerade nätavgift för mindre elproduktionsanläggningar enligt 4 kap. 10 § ellagen (1997:857) kan ersättas av enhetliga principer för bestämmandet av nätavgifter för produktionsanläggningar samt undersöka behovet av och lämna förslag till eventuella övergångsbestämmelser avseende nätavgifter för befintliga anläggningar färdigställda före den 1 januari 2007.

4.4.1 Utredningens överväganden

Utredningens förslag är att de regler i ellagen 4 kap. 10 §, som innebär att elproduktionsanläggningar upp till 1 500 kW endast behöver betala den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering, tas bort. Under en övergångsperiod fram till den 1 januari 2015 behåller dock elproduktionsanläggningar med högst 1 500 kW effekt som uppförts före den 1 januari 2007 den reducerade avgiften.

Utredningens avsikt är att enhetliga principer för bestämmandet av nättariffer ska råda i möjligaste mån. Ellagens 4 kap. 10 § innebär i sig ett avsteg från ambitionen att enhetliga principer ska råda. Regeln har även en styrande effekt som inte är önskvärd, på så sätt att det uppförs anläggningar på 1 500 kW inom områden med bra förutsättningar för större produktion. Om man t.ex. uppför en vindpark om 12 MW så ger det lägre nättariff om man bygger åtta stycken 1500 kW kraftverk istället för sex stycken 2 MW kraftverk. Trots att nätet i båda fallen måste klara 12 MW. Det kan mycket väl vara så att 2 MW-alternativet egentligen medför lägre totala kostnader men det är 1500 kW-alternativet som byggs eftersom det kan ge signifikant lägre nätavgifter. Regelverket innebär alltså en suboptimering som inte är samhällsekonomiskt relevant. Med dagens nättariffuppbyggnad där lokalnät alltid betalar antingen för effektuttag eller effektinmatning till regionnät så innebär regeln att övriga kunder i nätområdet får betala drift och underhåll för nätet till produktionsanläggningen. I områden som är fördelaktiga för ny elproduktion, t.ex. i områden med bra vindförhållanden kan detta med nuvarande sätt att bestämma tariffer innebära vissa tariffhöjningar för elanvändarna i just det här området. Det kan i vissa fall skapa en situation som innebär att förnybar elproduktion inte välkomnas av nätbolaget och dess kunder. Det finns alltså flera skäl till att ta bort undantaget för småskaliga elproducenter. Det huvudsakliga skälet för borttagandet av särskilda regler gällande nättariffen för produktionsanläggningar ≤ 1500 kW är suboptimeringen av aggregatstorlek enligt ovan.

Det andra skälet är dagens tariffsystem vilket medför att kostnaderna för produktion inom ett lokal- eller regionnät bärs av kunderna inom området trots att elen som produceras inom detta område kommer alla elanvändare inom landet tillgodo. Det är möjligt att göra om tariffsystemet så att inte de lokala förbrukningskunderna drabbas av en stor andel lokal elproduktion (med bibehållna låga tariffer för dessa producenter) men det skulle dock kräva en betydligt mer omfattande utredning inklusive påverkan på ekonomisk reglering av nätföretag, inverkan på elanvändares nättariffer samt konsekvensanalys för olika typer av nätföretag och kundgrupper, än vad som funnits utrymme till inom ramen för denna utredning.

De befintliga anläggningar som inbegrips i 4 kap. 10 § har dock uppförts under antagandet att denna paragraf gäller. Eftersom det är önskvärt med stabilitet och förutsägbarhet föreslås en övergångslösning fram till år 2015 för de anläggningar som uppförts innan direktiven till denna utredning blev offentliga.

4.4.2 Bakgrund

Det nuvarande regelverket för mindre elproduktionsanläggningar enligt 4 kap 10 § ellagen har utretts i offentliga utredningar vid flera tillfällen tidigare. Frågan har varit aktuell i LEKO-utredningen (SOU 1999:44), Vindkraftsutredningen (SOU 1999:75), Elnätsutredningen (SOU 2000:90), Elcertifikatsutredningen (SOU 2001:77) samt El- och gasmarknadsutredningen (SOU 2004:129). Här följer en sammanfattning av vad de tidigare utredningarna kommit fram till.

LEKO-utredningen

En viktig del av LEKO-utredningens arbete var att analysera behovet av skydd för de små elproducenterna när systemet med leveranskoncession avskaffades. I analysen är emellertid inte den reducerade nättariffen ifrågasatt.

Vindkraftsutredningen

I Vindkraftsutredningens slutbetänkande sades att det bör införas ett bidrag för förstärkning av elnäten i samband med etableringar av vindkraftsanläggningar. Däremot ansåg man angående den årliga avgiften, att med den storskaliga utveckling av vindkraften som det kan bli fråga om, bör ellagen ändras så att vindkraftsägarna får svara för sin del av drift, underhåll och förnyelse av näten. Det är inte rimligt att elanvändarna i ett visst nätområde ska stå för de kostnader som orsakas av vindkraftsproduktion i området.

Elnätsutredningen

Utredningen ansåg att avgiftsbefrielsen bör ses över. Nuvarande regler medför höga och växande nättariffer för kunderna i vissa nätområden och kommer också på sikt verka hindrande för utvecklingen av miljövänliga elproduktionsanläggningar. Dessutom sades att 1 500 kW-gränsen är ett utvecklingshinder eftersom att uppföra nya enheter med större effekt än 1 500 kW skulle innebära avsevärda förluster och därmed skulle en förbättrad prestanda resultera i sämre lönsamhet. Man ansåg att det kunde vara lämpligt att avskaffa avgiftsbefrielsen i samband med införandet av ett generellt stöd som exempelvis certifikathandel.

Som exempel på konsekvenserna av de reducerade tarifferna nämns Gotland, där lokalnätskunderna beräknades få betala 10–20 procent högre nättariff p.g.a. de 139 vindkraftsverk som då var i drift och som omfattades av regelverket.

Elcertifikatsutredningen

I Elcertifikatsutredningen inhämtades uppgifter som visade att produktionsanläggningar större än 1 500 kW, vilka därmed ska erlägga normal nätavgift, betalar någonstans mellan 1 och 5 öre per kWh i nätavgift. Detta medan mindre anläggningar enbart betalar en fast avgift för mätning, beräkning och rapportering som utslaget per producerad kWh uppgick till 0,15–0,25 öre. Ett avskaffande av regleringen skulle alltså leda till att den småskaliga elproduktionen belastades med ytterligare kostnader i storleksordningen 0,8–4,8 öre per kWh. Elcertifikatsutredningen ansåg att det fanns övervägande skäl som talade för ett borttagande av den befintliga regleringen men

att de småskaliga produktionsanläggningarna under en relativt lång övergångsperiod bör kompenseras för kostnadsökningen. Utredningen föreslog en ersättning som skulle motsvara en tredjedel av ett beräknat elcertifikat, motsvarande 3,3 öre per kWh i ett särskilt stöd till de småskaliga anläggningarna fram till och med år 2010.

El- och naturgasmarknaderna – Energimarknader i utveckling

Utredningen hade i sina direktiv i uppdrag att kartlägga konsekvenserna av att ta bort bestämmelsen och även att föreslå alternativ till att ta bort den.

En arbetsgrupp inom Svensk Energi tog för den utredningens räkning fram nättariffer för små elproduktionsanläggningar. Förslagen utformades mot bakgrund av erfarenheter från större inmatningspunkter och vissa antagna utgångspunkter. En utgångspunkt var att elproduktionsanläggningarna skulle betala för drift, underhåll och förnyelse av den del av elnätet som de nyttjade. Tarifferna antogs vara avståndsberoende.

I utredningen antogs för dessa anläggningar att den del av ett elnät som en elproduktionsanläggning tar i anspråk kan uppskattas genom beräkningar av hur långt el transporteras från elproduktionsanläggningen (det kan noteras att på transmissionsnätet finns en annan filosofi vad gäller tariffsättning). Elen används i de uttagpunkter som ligger närmast elproduktionsanläggningen. För små produktionsanläggningar innebär detta att en begränsad del av nätet används. Ju större anläggningen är desto större del av det lokala nätet används. I ett lokalt nät som huvudsakligen används för distribution till elanvändare, dvs. inmatning sker från det överliggande regionnätet till lokalnätet, orsakar en inmatningspunkt mindre kostnader än en lika stor uttagpunkt. Inmatningstariffen bör därför vara lägre än uttagstariffen. Hur mycket mindre beror dels på hur stor produktionsanläggningen är dels hur det aktuella lokala nätet ser ut. För att uppskatta storleken på tarifferna för inmatning har därför ett ”medelnät” använts. För verkliga elnät kan förhållandena vara sådana att kostnaderna för elproducenten blir högre eller lägre. Nättariffen för en produktionsanläggning ska motsvara den del av nätet som elen från elproduktionsanläggningen tar i anspråk och kostnaderna för mätning, avräkning, m.m. För mindre elproduktionsanläggningar antas endast kostnaderna för en del av lokalnätet ingå i tariffen för produktionsanläggningen. För större inmatningspunkter ingår större

delar av det lokala nätet. Detta ger en form av skala där allt högre nättariffer tas ut ju större elproduktionsanläggningen är. Som underlag för effektberoende avgifter används verkligt uppmätt effekt.

Tabell 4.3 Resultatet av beräkningarna gav följande nätpriser

Anslutning	Effekt (kW)	Årsenergi (MWh)	Nätpris (öre/kWh)	Nätpris som andel av pris för motsvarande uttag (%)
Hsp	1 500	2 400	10	30
Hsp	1 500	3 300	8	30
Hsp	1 500	5 250	5	30
Lsp	200	320	7	20
Lsp	200	440	6	20
Lsp	200	700	4	20
Hsp	3 000	10 500	7	40

Hsp=högspänning, Lsp=lågspänning.

Källa: Svensk Energi

Ett alternativ till en storleksberoende tariff kan vara att tillämpa en genomsnittlig tariff för samtliga produktionsanläggningar oberoende av storlek. Ett argument för detta är att flera mindre elproduktionsanläggningar i ett lokalt område får samma inverkan i elnätet som en enstaka större elproduktionsanläggning. Sammantaget ledde de redovisade beräkningarna till följande slutsatser i utredningen. De avgifter för mätning, beräkning och rapportering som den småskaliga elproduktionen nu betalar ligger vanligen under 0,1 öre per kWh. Med de utgångspunkter som antagits för beräkningarna ovan skulle den småskaliga elproduktionen komma att belastas med ytterligare kostnader i storleksordningen 4–10 öre per kWh om regleringen i 4 kap. 10 § ellagen avskaffades. Höjningens storlek varierar i hög grad med anläggningens energiproduktion och effekt. Mindre anläggningar förutsätts utnyttja en mindre del av lokalnätet. Här redovisade kostnader som skulle tillkomma om tariffbefrielsen avskaffades är högre än de som rapporterades till Elcertifikatsutredningen (0,8–4,8 öre/kWh). Detta beror i hög grad på valet av beräkningsunderlag. Äldre produktionsanläggningar ligger ofta bra till i nätet och då blir ”transportsträckan” kort och nättariffen låg. I Elcertifikatsutredningens exempel har också produktionsanlägg-

ningar med låga nättariffer hög utnyttjandetid, vilket reducerar nät-kostnaden uttryckt i öre per kWh.

El- och gasmarknadsutredningens förslag var följande:

Den bestämmelse i 4 kap. 10 § ellagen upphävs som innebär att småskaliga elproduktionsanläggningar endast ska betala den del av nätavgiften som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Likaså upphävs den bestämmelse i 3 kap. 14 § ellagen som innebär att kostnaden för mätning i inmatningspunkten hos en småskalig elproducent inte skall debiteras denne. En förutsättning för dessa förslag är att elcertifikatssystemet förlängs efter år 2010 samt att ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt. Något kompletterande stöd, utöver elcertifikatssystemet, krävs inte. Skulle ett sådant stöd ändå anses nödvändigt förordar utredningen ett övergångsstöd till småskaliga anläggningar med tre öre per kWh vilket trappas ned under sex års tid. Stödet finansieras då genom en särskild nätavgift för stöd till småskalig elproduktion och betalas av elkonsumenterna.

Budgetpropositioner

I budgetpropositionen för 2005 står följande:

Ellagen (1997:857) innehåller bestämmelser om nedsättning av nättariffer för mindre produktionsanläggningar (4 kap. 10 §). Innebörden av bestämmelsen är att en innehavare av en småskalig elproduktionsanläggning endast skall betala för den del av nättariffen som motsvarar årlig kostnad för mätning och rapportering. Bestämmelsen har med tiden inneburit att nätföretag, som inom sitt koncessionsområde har särskilt gynnsamma förhållanden för småskalig elproduktion, har fått betydande kostnadsökningar. Regeringen har därför gjort bedömningen att bestämmelsen får effekter som inte är önskvärda. Samtidigt har regeringen konstaterat att det inte finns tillräckligt med underlag för att ta bort bestämmelsen (prop. 2001/02:143 s. 102). Regeringen beslutade därför den 13 februari 2003 att låta utreda frågan inom ramen för utredningen Fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna (dir. 2003:22). I uppdraget ingår att kartlägga konsekvenserna av att ta bort gällande bestämmelse. Utredaren skall även föreslå alternativ till att ta bort bestämmelsen. Uppdraget skall redovisas senast den 31 december 2004.

I budgetpropositionen för 2006 står följande:

Ellagen (1997:857, 4 kap. 10 §) innehåller bestämmelser om nedsättning av nättariffer för en innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW. Innebörden av bestämmelsen är att en innehavare av en småskalig elproduktionsanläggning endast skall betala för den del av nättariffen som motsvarar årlig kostnad för mät-

ning och rapportering. Bestämmelsen har med tiden inneburit att nätföretag, som inom sitt koncessionsområde har särskilt gynnsamma förhållanden för småskalig elproduktion, har fått betydande kostnadsökningar. Regeringen har gjort bedömningen att bestämmelserna får effekter som inte är önskvärda men samtidigt att det inte finns tillräckligt underlag för att ta bort bestämmelsen (prop. 2001/02:143). Mot denna bakgrund beslutade regeringen den 13 februari 2003 att låta utreda frågan inom ramen för utredningen Fortsatt utveckling av el- och naturgasmarknaderna (dir. 2003:22). Uppdraget redovisades den 11 januari 2005 i betänkandet El- och naturgasmarknaderna – Energimarknader i utveckling (SOU 2004:129). Utredningens förslag är att bestämmelsen upphävs. Likaså föreslås att den bestämmelse i ellagen upphävs, som innebär att kostnaden för mätning i inmatningspunkten hos en småskalig elproducent inte skall debiteras denne. Utredningen beräknar att ett borttagande av stödet skulle innebära kostnadsökningar på 4–10 öre per kWh för de anläggningar som omfattas av bestämmelsen. Det rör sig om drygt 1 700 produktionsenheter med en sammanlagd årlig produktion av 2,4 TWh. Det är utredningens bedömning att prisnivån på elcertifikat framgent kommer att ligga på en nivå som möjliggör investeringar i nya anläggningar, också utan avgiftsbefrielsen. Analysen visar enligt betänkandet att det inte krävs särskilda stödinsatser för vissa kraftslag, som exempelvis vindkraft. En förutsättning för denna slutsats är att elcertifikatssystemet förlängs efter år 2010 och att systemets ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt. Betänkandet har remissbehandlats och regeringen avser återkomma i denna fråga.

I budgetpropositionen för 2007 nämns inte frågan överhuvudtaget.

4.4.3 Konsekvenser av ett borttagande av 1 500 kW-gränsen

De ekonomiska konsekvenserna av ett borttagande av undantaget för de småskaliga elproducenterna varierar beroende på geografiskt läge, hur stor elproduktionen är osv. Utredningen har samlat in uppgifter om ett antal produktionsanläggningar som finns i elcertifikatssystemet och jämfört vad dessa betalar idag och vad de skulle ha betalat enligt ordinarie nättariff, dvs. om det inte fanns ett lagstadgat undantag. Underlaget är baserat på anläggningar i elcertifikatssystemet mindre eller lika med 1 500 kW effekt inom tre olika nätområden i olika storleksklasser. I underlaget finns 307 vattenkraftverk och 217 vindkraftverk. Medelstorleken på enheterna är 453 respektive 667 kW. Observera att företagen som bidragit med underlaget i vissa fall saknar så kallad "ordinarie tariff" för denna typ av elproduktionsanläggningar eftersom regelverket inte tillåtit sådana tariffer. Därför har företagen själva utifrån bästa förmåga fått bedöma vilken

nivå ordinarie tariff skulle hamna på. Utredningen har själv inte bearbetat detta material. Utredningen har tillfrågat ett antal andra nätägare om motsvarande uppgifter, men dessa har inte kunnat ta fram efterfrågade tariffuppgifter med hänvisning till att de inte har anslutna elproducenter som betalar denna typ av tariff.

Tabell 4.4 Differens mellan ordinarie nättariff och tariff enligt regelverket för småskalig elproduktion [öre/kWh]

	Vattenkraft	Vindkraft
Medel	3,51	5,87
Median	1,99	5,10

Källa: eget material

Tabell 4.4 visar en sammanställning av resultatet. Medel- och medianvärde skiljer sig betydligt. Det beror på att det finns ett antal anläggningar med mycket höga ordinarie tariffer som drar upp medelvärdet. Det beror i sin tur antingen på att produktionen från elproduktionsanläggningen är mycket liten, att anläggningen är ansluten på fel spänningsnivå i nätet eller båda dessa orsaker. Elproduktionsanläggningarna har anslutits till ett nät på godtycklig spänningsnivå eftersom det inte funnits något ekonomiskt incitament till att ansluta till korrekt nivå med hänsyn till effekt och produktion. Vid ett borttagande av det särskilda regelverket för småskaliga elproduktionsanläggningar kommer det att finnas ett ekonomiskt incitament till att åtgärda dessa ”felaktiga anslutningar”. När det gäller elproduktionsanläggningar med mycket liten elproduktion, ligger i systemet ett antal anläggningar som i princip inte längre är i drift, men som ändå finns kvar eftersom de ekonomiska incitamenten saknas till att ta bort dem.

Med tanke på elproduktionsanläggningarna som ”ligger fel” och drar upp medelvärdet bör medianvärdet vara det värde som bäst visar hur mycket dyrare det blir för de småskaliga elproducenterna när 1 500 kW-gränsen tas bort. För de i utredningen studerade anläggningarna gäller att för vattenkraft blir fördyringen 1,99 öre per kWh och för vindkraft blir den 5,10 öre per kWh. Skillnaden mellan de båda kraftslagen beror på olika utnyttjandetider, dvs. hur många kWh som varje kW installerad effekt producerar. Spannet mellan största och minsta skillnad är noll till 65 öre/kWh. Det kan jämföras med resultatet av El- och gasmarknadsutredningens beräkningar som visade på ett spann mellan 4 och 10 öre/kWh. Skillnaden är att

El- och gasmarknadsutredningen inte använde sig av data från verkliga anläggningar. Om man exkluderar de 20 extremerna med störst respektive minst differens blir spannet 0,97–11,37 öre/kWh. En annan skillnad jämfört med El- och gasmarknadsutredningen är att den kom fram till att större elproduktionsanläggningar skulle få störst fördyring vid ett borttagande av 1 500 kW-gränsen. Det har inte denna utredning erfarit, snarare att det blir en liten aning dyrare för riktigt små anläggningar jämfört med de större.

Frågan är om de ekonomiska förutsättningarna för anläggningarna är sådana att de klarar av denna fördyring.

Tabell 4.5 visar vilka år de befintliga anläggningarna fhas ut ur elcertifikatssystemet. För 69 procent av anläggningarna upphör stödet år 2012. Av dessa är 754 anläggningar äldre än 20 år och 876 äldre än 15 år. Alla dessa anläggningar torde vara avskrivna sedan en tid tillbaka. För anläggningar som nyligen bytt ägare kan dock kapitalkostnaderna vara signifikanta trots att anläggningen är gammal.

Tabell 4.5 Tidpunkt då elcertifikatsstödet upphör för befintliga anläggningar

År	Antal anläggningar	Effekt, MW
2012	1259	3075
2014	327	233
2018	62	50
2019	46	40
2020	65	48
2021	45	38
Totalt	1804	3485

Källa: eget material

Driftskostnaderna för småskaliga anläggningar varierar avsevärt, särskilt för vattenkraften. SERO har uppgett¹⁴ följande siffror (tabell 4.6) med uppskattning av drifts- och administrationskostnaderna. Dessa avser uppskattad kostnad för anläggningar av en storlek om 250 kW. Kalkylränta på 6 procent och avskrivningstid på 40 år har använts.

¹⁴ PM Småskalig vattenkraft, Produktionskostnader, 2008. SERO.

Tabell 4.6 Drifts- och administrationskostnader för småskaliga anläggningar

	Kostnad öre/kWh
Drift och tillsyn	12
Normalt underhåll	4
Avsättning till fördjupat underhåll och reparationer	5
Försäkring och administration	3
Fastighetsskatt	4
Summa	28

Källa: SERO

För vindkraften beräknar Elforsk¹⁵ en total elproduktionskostnad för en landbaserad anläggning med 5 kraftverk om 0,85 MW vardera, på mellan 54 och 79 öre per kWh, beroende på vilken kalkylränta som används (6–12 %). Drifts- och underhållskostnad ingår i summan med 9 öre per kWh. Noterbart är att kostnaden kan variera avsevärt beroende på olika förutsättningar. Är vindförutsättningarna goda, har anläggningen fått investeringsstöd, är det en gårdsanläggning där gården förbrukar elen? Var och en av dessa parametrar har stor påverkan på kostnaden.

Men med tanke på att intäktssidan med elpriset bedöms kunna ligga runt 40 öre per kWh¹⁶ bör de flesta befintliga småskaliga vattenkraftverk och vindkraftverk klara en kostnadsökning i storleksordningen ett par öre per kWh förutsatt att de under en tillräckligt lång tid erhållit en hög ersättning för att täcka den initiala investeringskostnaden. Förutom elpriset tillkommer också elcertifikaten under viss tid. Det kan dock påpekas att vid affärer som skett under senare år, där små kraftverk har bytt ägare, har nivån på betalningen bestämts utifrån det regelverk som finns rörande bland annat nättariffer. Dessutom kan nättariffhöjningen variera mellan olika platser.

För att på kort sikt inte den befintliga småskaliga förnybara elproduktion ska få försämrade ekonomiska förutsättningar, finns det därför behov av övergångsbestämmelser för dessa anläggningar. Utredningen har diskuterat olika metoder för utfasningen av de särskilda reglerna för småskaliga elproduktionsanläggningar. Ett stort

¹⁵ El från nya anläggningar (07:50), 2007. Elforsk.

¹⁶ *Prognoser för utsläpp och upptag av växthusgaser*. Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till kontrollstation (ER 2007:27), 2008. Energimyndigheten och Naturvårdsverket.

antal anläggningar urfasas ur Elcertifikatssystemet år 2012. Utredningen valde ursprungligen denna tidpunkt då upptrappningen mot en ordinarie tariff skulle inledas, med en efterföljande upptrappningsperiod på fem år. Synpunkter om att ett sådant övergångssystem skulle innebära onödigt ökad administration, gör att utredningen istället föreslår en fast gräns år 2015 då nuvarande reducerade nätavgift upphör. Därmed minimeras administrationen för nätföretagen.

För nya anläggningar med en installerad effekt om högst 1 500 kW kommer det därmed inte att finnas samma tariffbegränsning som funnits tidigare. Den föreslagna övergångsbestämmelsen gäller enbart befintliga verk. Utredningens främsta syfte är att främja en utbyggnad av ny förnybar elproduktion. Genom ett borttagande av 1 500 kW-gränsen försämras de ekonomiska förutsättningarna jämfört med tidigare för nya anläggningar, vilket utredningen inte anser är optimalt. Som ett komplement till detta förslag föreslås därför även en närtariffbegränsning för nya förnybara elproduktionsanläggningar om 3 öre per kWh under 10 år. Mer om detta i kapitel 4.5.

4.5 Förslag avseende närtariffer

Utredningens förslag: Närtarifferna för inmatning av ny elproduktion i lokal- och regionnät som uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat begränsas till maximalt 3 öre per kWh plus fast kostnad för den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät, under 10 år. I de fall ordinarie tariff överskrider 3 öre per kWh återgår tariffen till ordinarie nivå efter 10 år från det år då anläggningen togs i bruk. Begränsningen gäller även i det fall inmatning av el från en produktionsanläggning medför avgift för överföring av el för nätkoncessionshavaren för linje gentemot ledning eller ett ledningsnät som innehas av annan nätkoncessionshavare då den anslutande ledningen endast har till syfte att mata in produktion av el från en eller flera produktionsanläggningar. Begränsningen avser närtariffer exklusive nätnytttoersättning. Detta förslag införs som ersättning för nuvarande reducerade närtariff för elproduktionsanläggningar på högst 1 500 kW effekt enligt 4 kap 10 § ellagen. Förslaget ska därför genomföras enbart om förslaget i kapitel 4.4 genomförs.

Utredningens avsikt är att kostnaden för mätning, beräkning och rapportering ska vara möjlig att få prövad för produktions-

anläggningar som berörs av den föreslagna begränsningen om maximal tariff på 3 öre per kWh.

Idag har regionnätägarna möjlighet att välja mellan att ta ut kanaltariff eller medelvärdesbildad punkttariff av elproducenter. För att ge incitament till att nyttja näten rationellt föreslår utredningen att kanaltariffer ska vara obligatoriska på regionnät.

Lämna förslag till hur nuvarande reducerade nätavgift för mindre elproduktionsanläggningar enligt 4 kap. 10 § ellagen (1997:857) kan ersättas av enhetliga principer för bestämmandet av nätavgifter för produktionsanläggningar samt undersöka behovet av och lämna förslag till eventuella övergångsbestämmelser avseende nätavgifter för befintliga anläggningar färdigställda före den 1 januari 2007.

Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag.

4.5.1 Utredningens överväganden

Dagens tariffstruktur

Nättariffer är avgifter och övriga villkor för överföring och anslutning. I detta förslag avses med nättariffer de återkommande avgifter som en nätkund (i det här fallet en elproducent) betalar till ett nätföretag. I tariffen kan ingå drifts- och underhållskostnader, kapitalkostnader, kostnad för nätförluster (inkl eventuell "negativ nätnyttä" för elproduktionsanläggningar), kostnader förknippade med mätning, rapportering och administration samt del i nätföretagets totala overheadkostnader.

Ellagens fjärde kapitel reglerar nättariffernas utformning. Lagen säger ingenting om hur specifika tariffer ska se ut, bara att de ska vara objektiva och icke-diskriminerande. En nätägares samlade intäkter ska vara skäliga i förhållande till dels de objektiva förutsättningarna att bedriva nätverksamheten, dels nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. I ellagen 4 kap 3 § regleras att nättariffer för område, utom för engångsavgift för anslutning, inte får utformas med hänsyn till var inom området en anslutning är belägen. Detta innebär att alla kunder inom en kundkategori ska ha samma tariff oberoende av var inom området elanläggningen är belägen. Det gäller både inmatnings- och utmatningskunder. På en

ledning som omfattas av nätkoncession för linje och där spänningen understiger 220 kV (regionledning), öppnar däremot ellagen 4 kap 5 § möjligheten för nättariffer för elproduktionsanläggningar som är utformade med hänsyn till var anläggningen är belägen, s.k. kanal-tariffer. Kanaltariffer innebär att det beräknas en kanal från anslutningspunkten upp till en punkt i elnätet kallad ”balanspunkt”. Bortom balanspunkten sker det aldrig någon överföring av inmatad el. Istället är överföringen av el till uttagskunder lägre än vad den skulle ha varit utan elproduktionsanläggningen. Kanaltariff innebär att elproduktionsanläggningen ska betala sin andel av överföringskostnaderna från inmatningspunkten upp till balanspunkten. Kostnaderna för denna kanal delas därmed med övriga användare av kanalen. Nättariffen blir därmed geografiskt styrande och kostnadsriktig förutsatt att den beräknas korrekt.

I ellagens definition av nättariffer ingår inte ersättning vid inmatning av el, den s.k. nätnytta. Den betraktas istället som en separat kreditering. Enligt 3 kap 15 § har en innehavare av produktionsanläggning rätt till ersättning som ska motsvara värdet av den minskning av energiförluster som inmatning medför i koncessionshavarens nät samt värdet av reduktionen av koncessionshavarens avgifter mot överliggande nät. Någon negativ nätnytta finns inte enligt definitionen. I de fall en elproduktionsanläggning orsakar ökade förluster och/eller ökade kostnader mot överliggande nät ska dessa kostnader ingå i tariffen. Utredningen använder samma definition som ellagen härvidlag.

Skäliga tariffer – vad är det?

Enligt 4 kap 1 § ellagen ska nättariffer som nämnts ovan vara ”skäliga samt objektiva och icke-diskriminerande”. Ellagen har dock ingen exaktare definition av vad detta egentligen innebär. Energimarknadsinspektionens tillsyn har hittills huvudsakligen beaktat nätföretagens totala intäkter och endast i mindre utsträckning enskilda nätföretags fördelning av nättariffer mellan olika kundgrupper samt olika tariff-element. Det finns en hel del viktiga frågeställningar härvidlag, till exempel om nättariffen för överföring ska kopplas till energianvändning, maximalt effektuttag eller vara fast samt hur tarifferna ska se ut beroende på vilken spänning man är kopplad till. Det finns för dessa frågeställningar inget speciellt regelverk utan alla dessa ingår i begreppen ”skäliga samt objektiva och icke-diskriminerande”.

Energimarknadsinspektionens tillsyn av nättariffer för överföring är så kallad ”ex officio”, dvs. inspektionen väljer själv när tillsyn ska utföras. Det är därmed inte möjligt för en enskild att begära prövning hos Energimarknadsinspektionen av en nättariff för överföring, vilket man däremot kan göra vad gäller till exempel en nättariff för anslutning. Undantaget är avgiften som motsvarar kostnaden för mätning, beräkning och rapportering. Den kan man begära prövning av, dock enbart för elproduktionsanläggningar med en effekt om högst 1 500 kW, enligt 4 kap 10 § ellagen.

Angående nättariffer för små elproducenter har undantaget för nättariff för elproduktionsanläggningar som är högst 1 500 kW hittills inneburit att det i de flesta fall inte finns några nättariffer för överföring utarbetade och det finns vare sig praxis eller erfarenhet av hur dessa ska beräknas. Med utredningens förslag om att införa sådana tariffer för dessa elproducenter kan det leda till olika tariffnivåer i nät som till synes kan ha samma struktur, beroende på att nätägarna använder olika metoder för beräkning av dessa. Det bör här påpekas att lagen inte föreskriver att nättariffer för överföring måste ha samma upplägg i olika nät. Däremot är det knappast rationellt att det är stor skillnad i tariffstruktur mellan angränsande nät med samma tekniska förutsättningar bara för att dessa har olika ägare. Utredningen anser att tarifferna bör avspegla faktisk nätkostnad och bör vara liknande i nät med liknande objektiva förutsättningar.

Det är därför önskvärt att Energimarknadsinspektionen ges resurser och ett tydligt uppdrag att se över tariffstrukturen. Ett sådant uppdrag bör inkludera:

1. Att utreda vad som är skäligen nättariffer för elproducenter som uppfyller kraven för att tilldelas elcertifikat. Detta inkluderar nättariffer mellan olika nätföretag eftersom dessa tariffer ofta förs vidare till elproducenter.
2. Att utveckla en metodik för tillsyn av dessa nättariffer
3. Att bedriva tillsyn enligt denna metodik, vilket troligen leder till rättsfall vilket kommer sätta praxis.

Det lär dock ta en del tid för Energimarknadsinspektionen att utarbeta och tillämpa en metodik för vad som är skäligen nättariffer för elproducenter som uppfyller kraven för att tilldelas elcertifikat, särskilt med hänsyn till efterföljande rättsprocesser. Detta är ett skäl till att begränsa avgifterna för överföring av el under en övergångstid.

Maximal nättariff 3 öre per kWh plus kostnad för mätning, beräkning och rapportering

Utredningen föreslår att nättariffen för överföring för nya elproduktionsanläggningar som uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat begränsas under 10 år från den tidpunkt då inmatning av elproduktionen startade. Begränsningen föreslås till 3 öre per kWh plus avgift för mätning, beräkning och rapportering. En elproduktionsanläggning som ansluts till lokalnät betalar maximalt 3 öre per kWh. Om det skulle uppstå oklarheter huruvida en anläggning uppfyller förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat eller inte, löses detta enklast genom att elproducenten ansöker om elcertifikat hos Energimyndigheten.

Nättariffbegränsningen beräknas så att den totala nättariffen per år i kronor, förutom den fasta kostnaden för mätning, beräkning och rapportering, delas med antalet producerade kWh per år. Om resultatet överstiger 0,03 minskas avgiften så att elproducenten endast behöver betala 3 öre per kWh. Eftersom den maximala tariffen baseras på elproduktionsanläggningens årliga elproduktion kan tariffen variera mellan åren. Om en elproduktionsanläggning under ett år är ur funktion kommer tariffen därmed endast bestå av den fasta kostnaden för mätning, beräkning och rapportering.

Förslaget innebär att nättariffbegränsningen upphör efter 10 år. Vid den tidpunkten kommer elproduktionsanläggningen få betala den nättariff som nätägaren fastställer. Den nättariffen ska enligt lagen vara skälig och det är Energimarknadsinspektionens uppgift att övervaka att den är det.

I föregående kapitel 4.4 föreslår utredningen ett borttagande av de särskilda reglerna för småskalig elproduktion. Tabell 4.7 visar hur förslaget om begränsad tariff och utredningens förslag avseende småskalig elproduktion inklusive övergångsbestämmelser samverkar vid tariffsättningen. Avgörande för vilken tariff en elproduktionsanläggning ska betala är storleken och tidpunkten för uppförandet av anläggningen. För anläggningar större än 1 500 kW som tagits i drift före 1 januari 2007 blir det ingen förändring.

Tabell 4.7 Förslagets effekter för elproduktionsanläggningar för förnybar energi.

Elproduktionsanläggning	Nättariffer
≤ 1 500 kW Idrifttagande före 1 januari 2007	Betalar en årlig avgift som motsvarar kostnaden för mätning, beräkning och rapportering fram till 2015, sedan ordinarie tariffnivå
> 1 500 kW Idrifttagande efter 1 januari 2007	Betalar ordinarie tariff fram till lagförändringens genomförande. Efter det en tariff om maximalt 3 öre/kWh plus fast avgift* fram till år 10 från produktionsstart
≤ 1 500 kW Idrifttagande mellan 1 januari 2007 och lagförändringens genomförande	Betalar en årlig avgift som motsvarar kostnaden för mätning, beräkning och rapportering fram till lagförändringens genomförande, sedan en tariff om maximalt 3 öre/kWh plus fast avgift* fram till år 10 från produktionsstart
Alla anläggningar berättigade till elcertifikat idrifttagna efter lagförändringens genomförande	Betalar en tariff om maximalt 3 öre/kWh plus fast avgift* fram till år 10 från produktionsstart

* årlig avgift för mätning, beräkning och rapportering

Enligt nuvarande regelverk kan en elproducent med en installerad effekt om högst 1 500 kW begära prövning för kostnaden för mätning, beräkning och rapportering. Däremot är det inte möjligt för storskaliga elproducenter att begära prövning av nättariffen. Utredningen anser att den del av nättariffen som består av kostnaden för mätning, beräkning och rapportering fortsättningsvis ska kunna prövas, oberoende av storlek på elproduktionsanläggningen.

Nivån 3 öre per kWh har valts med tanke på de små elproduktionsanläggningarna. Det är huvudsakligen på lokalnäten som nättariffen för elproducenter kan bli signifikant högre än den nivån, även om kanaltariffer med långa ledningar på regionnätetsnivå kan bli höga. Utredningen vill dock inte göra någon generell skillnad mellan lokal- och regionnät, eftersom detta skulle leda till suboptimeringar på samma sätt som den tidigare 1 500 kW-gränsen. Med detta förslag betalar därmed ny småskalig elproduktion en högre tariff än idag, då den är betydligt lägre än 3 öre per kWh enligt nuvarande ellag (4 kap. 10 §). En konsekvens är att även vissa nya storskaliga elproduktionsanläggningar kommer att erhålla en lägre tariff än med dagens förutsättningar men man måste då beakta att många ändå kommer att hamna under 3-öresnivån även utan begränsning. Utan förslaget att ta bort 1 500 kW-gränsen skulle dock många nya anläggningar byggas just som 1 500 kW-anläggningar för att slippa nättariff. Utredningens förslag om att avskaffa 1 500 kW-gränsen och kom-

plettera detta förslag med en tariffbegränsning gör att utbyggnaden av elsystemet blir mer rationell. Utredningen gör bedömningen att det räcker med 10 års tariffnedsättning och att elproduktionsanläggningarna sedan har ekonomiska förutsättningar att betala full tariff. Det är också en viktig signal att man senare kommer att betala full tariff, vilket ger incitament att ansluta elproduktionsanläggningen på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt. I det svenska elnätet, med stor skillnad mellan produktion och konsumtion i olika regioner, är det viktigt att den ekonomiska styrfunktionen för var ny elproduktion ska placeras finns kvar i tariffen.

Kanaltariffer

En mindre förändring är att det generellt ska vara obligatoriskt att använda kanaltariffer på regionnäten istället för som en del nätägare gör idag; medelvärdesbildade punktтарiffer. Det bör påpekas att syftet med detta förslag främst är att få fram incitament till ett rationellt nät. Generellt kan man inte säga att detta förslag leder till lägre tariffer. Fördelen med kanaltariffer är att tariffen avspeglar kostnaden i olika punkter i regionnäten. En elproducent kan därmed få information (och incitament) till att ansluta sig till den punkt i nätet som är mest rationell, dvs. den med lägst tariff. Om regionnäten tillämpar medelvärdesbildade tariffer kommer elproducenten att vilja ansluta sig i den punkt som är närmast den planerade elproduktionsanläggningen, vilket inte självklart är den som är mest rationell. En fördel med kanaltariffer är också att beräkningsmetoden är transparent vilket innebär att elproducenten får lättare att förstå grunden för uttagen nättariff.

Motiv för förslaget

Utredningen föreslår, se kapitel 4.4, att nättariffbegränsningen för anläggningar med en installerad effekt om högst 1 500 kW tas bort. Syftet är huvudsakligen att få bort den suboptimering som denna begränsning leder till. Detta medför dock, om inget annat görs, att nya småskaliga elproduktionsanläggningar kan få signifikant högre kostnader. Enligt direktiven ska utredningen ”Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduk-

tionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag.” Inom ramen för dessa direktiv bedöms det knappast rimligt att komma med ett förslag som leder till signifikant försämrad konkurrenskraft för just småskaliga anläggningar. Utredningen gör även bedömningen att många aktörer, ofta privatpersoner och mindre näringsidkare på landsbygden, gärna vill bidra till att mängden förnybar elproduktion ökar. För dessa aktörer är det just den småskaliga produktionen som ansluts till distributionsnät som är alternativet. Den småskaliga elproduktionen kommer förmodligen inte att ge de större bidragen till mängden förnybar energi, men för att få en stor acceptans för utbyggnaden av den förnybara energin bedömer utredningen att denna typ av aktörer är viktig. Därför har utredningen funnit det nödvändigt att föreslå ett alternativ till 1 500 kW-begränsningen som inte har de negativa konsekvenserna avseende suboptimeringen. Till viss del löser även förslaget problemet med intäkter till nätbolagen i områden med många småskaliga anläggningar eftersom nätintäkterna från denna kundkategori ökar jämfört med nuvarande lagstiftning.

Förslaget om begränsade nättariffer är i linje med Sveriges införlivande av Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/77/EG om främjande av el från förnybara energikällor på den inre marknaden för el. Artikel 7.2 i direktivet säger följande: ”Medlemsstaterna skall inrätta ett rättsligt ramverk eller kräva att de som ansvarar för drift av överföringsnät och distributionsnät utarbetar och offentliggör standardiserade regler om vem som skall stå för kostnaderna för sådana tekniska anpassningar, t.ex. nätanslutningar och nätförstärkningar, som behövs för att ansluta nya elproducenter som skall mata nätet med el producerad från förnybara energikällor. Dessa regler skall grunda sig på objektiva, klara och tydliga samt icke-diskriminerande kriterier, som skall ta särskild hänsyn till alla de kostnader och fördelar som sammanhänger med anslutningen av dessa producenter till nätet. Reglerna kan medge olika typer av anslutningar”. Artikel 7.3 fortsätter: ”När så är lämpligt får medlemsstaterna kräva att de som ansvarar för drift av överföringsnät och distributionsnät delvis eller till fullo övertar de kostnader som avses i punkt 2”.

Inga nättariffer alls för inmatning av elproduktion?

Det har i utredningen framkommit synpunkter från producentledet på att elproduktionsanläggningar inte ska behöva betala nättariffer överhuvudtaget. Diskussioner har förts om huruvida det är relevant att elproduktionen ska behöva betala nätkostnader eftersom det är elanvändarna som behöver distributionen av el.

Utredningen har erfarit att i såväl Spanien, Portugal som Tyskland betalar inte elproducenter några nättariffer alls, se kapitel 3. I samtliga dessa länder finns det idag en stark utveckling av de förnybara kraftslagen, framför allt av vindkraft, men även solceller och biokraft. Frånvaron av nättariffer gör därmed att ersättningen för producerad energi enbart kan användas att täcka investeringskostnader och underhåll i elproduktionsanläggningen. Detta måste beaktas när man jämför den ersättning som ges till ny förnybar kraft i Sverige och dessa länder. Det kan här tilläggas att det alltid är elanvändarna som på något sätt betalar för elproducenternas kostnader inklusive nätkostnader. Om elproducenterna betalar nätavgifter, blir därmed elanvändarnas direkta nätkostnader lägre men nätkostnaden ingår istället i kostnaden för producerad el. Nätkostnadens del av den totala elkostnaden blir dock liten. Elproducenterna betalar för nätkostnaderna genom inkomsterna från sin elförsäljning. Vad som händer om man ändrar på nättarifferna för elproducenter är att man fördelar om kostnader mellan olika grupper av elproducenter och elanvändare utan att man mellan samma grupper fördelar om intäkterna. Att elpriset ska vara lika över hela landet är ju en av den avreglerade elmarknadens viktiga fundament. Det är därmed inte möjligt att inom ramen för dagens avreglerade elmarknad, ha olika priser för olika elanvändare beroende på vilket kraftverk de köper sin el från.

En problematik som uppstår om man inte har nättariffer för elproducenter är hur löpande kostnader för elnätets drift och investering ska täckas i ett område med mycket elproduktion relativt elförbrukning. Ett exempel är nätägaren Götene Elförening som är en ekonomisk förening. De har idag en maximal elförbrukning om cirka 50 MW och det finns planer inom deras område att ansluta mer än 80 MW vindkraft. Om man helt skulle befria elproducenterna från nättariffer i detta område skulle därmed lokalnätets elanvändare långsiktigt få betala betydligt mer då nätet måste förnyas och underhållas, om man inte samtidigt förändrar tariffsättningen mellan region- och lokalnät. Det kan nämnas att i Spanien betalar samtliga elanvändare in sina nätkostnader till elleverantörerna som vidarebe-

fordrar dem till reglermyndigheten Comisión Nacional de la Energía. Myndigheten fördelar sedan medlen mellan de olika nätägarna i förhållande till deras kostnader. I Portugal finns endast ett distributionsföretag medan man i Tyskland accepterar att de lokala nätägarna får lite olika förutsättningar beroende på mängden lokalt ansluten elproduktion. Med de geografiska förutsättningar som råder i Sverige och de skiftande förutsättningar som råder för nätägarna i landet, bedömer inte utredningen att nolltariffer för inmatning är eftersträvsvärt. Det kan leda till att elproduktionen byggs ut utan hänsyn till hur nätet är uppbyggt, vilket därmed leder till högre samhällskostnader.

Större omstruktureringar av elnätet

För effektdelen av nättariffen är praxis i Sverige att man betalar uppåt i nätet oavsett om man tar ut eller matar in effekt, dvs. lokalnäten betalar regionnäten och regionnäten betalar Svenska Kraftnät. Just denna princip är inte lagreglerad men traditionellt har energitransporten i elsystemet i stor utsträckning varit från stamnät till regionnät och sedan vidare till lokalnät. Däremot ligger ju kraftverken på stamnätsnivå egentligen längre från förbrukningen än kraftverken på lokalnäten, samtidigt som kraftverk anslutna till stamnätet har betydligt lägre effektavgifter. Om man tar exemplet med en stor vindfarm som ansluts till ett lokalnät och att produktionen blir så stor att lokalnätet ibland exporterar till regionnätet så måste lokalnätet betala för den effekt som matas in till regionnätet. Om regionnätet istället får samma effekt från stamnätet så betalar regionnätet för effektinmatningen. Ett regionnät behandlar därmed effektinmatning olika beroende på var den kommer från. Detta kan ibland till viss del kompenseras av nätnyttosättning, men långt ifrån alltid.

En möjlig väg för att minska nättarifferna för elproducenter skulle kunna vara att göra om tariffsystemet så att lokalnät med mycket elproduktion får betalt av regionnäten och regionnät med mycket elproduktion får betalt av Svenska Kraftnät. Denna metod skulle kunna medföra att man kan ha betydligt lägre tariffer för elproducenter i lokalnäten utan att elanvändarna får högre tariffer i just de lokalnät som har mycket elproduktion. Att göra om tariffsystemet så att man kompenserar elnät med mycket elproduktion är troligen möjligt. Däremot skulle detta påverka ekonomin för olika nätbolag eftersom betalningsflödena mellan nätägarna skulle ändras. För när-

varande produceras cirka 100 TWh i kraftverk anslutna till stamnätet och 40 TWh i kraftverk anslutna till region- och lokalnät. Om man ändrar tariffsystemet radikalt så att nättarifferna blir signifikant lägre på region- och lokalnät skulle därmed även dessa kraftverk med 40 TWh elproduktion troligen få signifikant lägre tariffer. Detta är elproduktionsanläggningar som redan idag klarar sig ekonomiskt och det är knappast realistiskt att ändra nättariffsystemet så att enbart nya förnybara elproduktionsanläggningar får lägre nättariffer, medan däremot dessa redan existerande anläggningar skulle behålla dagens nivå.

Utredningen anser dock att dagens tariffnivåer för kraftverk på lokal- och regionnät snivåer ligger generellt sett högt jämfört med vad producenter betalar på stamnätets nivå. Detta beror bland annat på metoden att ta ut effekttariffer. För till exempel vindkraft kompenseras inte högre effekttariff på lägre spänningsnivå med en motsvarande höjning av ersättning för nätnytta. I dagsläget gynnas därmed elproduktion ansluten till stamnätet jämfört med produktion ansluten till lokal- och regionnät.

Konsekvenser av förslaget

Förslagets syfte är att främja en utbyggnad av ny förnybar elproduktion. Genom att begränsa den årliga tariffen för en viss period nås detta mål. Begränsningen till maximalt 3 öre per kWh plus fast avgift ger elproducenterna en ökad förutsägbarhet när det gäller de ekonomiska förutsättningarna för ett projekt.

Utredningen har fått in synpunkter på att en begränsning av nätägarnas tariffintäkter från elproducenter kan missgynna elanvändarna i det lokala nätet, eftersom nätägaren har möjlighet att enligt den ekonomiska regleringen ändå få in en viss mängd intäkter. Tariff-taket bedöms dock inte leda till något större missgynnande eftersom detta finns under en begränsad period. Nätanläggningen är då ny och ger endast upphov till drifts- och underhållskostnader i begränsad omfattning. För större utbyggnader i mindre nät, kommer en större del av nätförstärkningen att finansieras av elproducenten (eventuellt via fonden), vilket innebär att nätet kommer att förnyas utan att nätägaren behöver bekosta detta. Dessutom innebär tariff-taket att nätägarna erhåller en högre intäkt jämfört med dagsläget då många elproducenter väljer att uppföra elproduktionsanläggningar med en installerad effekt om högst 1 500 kW, vilket leder till

tariffintäkter om strax över 0 öre per kWh (jämfört med förslaget här om max 3 öre per kWh) förutom den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering. Det är även fullt möjligt för nätbranschen att själva initiera en omstrukturering av nättarifferna för effekt (vem som betalar vem är inte lagreglerat) mellan olika nätägare, om man finner att vissa nätägares kunder drabbas oskäligt mycket.

Tariffbegränsningen gäller även i det fall inmatning av el från en produktionsanläggning medför avgift för överföring av el för nätkoncessionshavaren för linje gentemot ledning eller ett ledningsnät som innehas av annan nätkoncessionshavare då den anslutande ledningen endast har till syfte att mata in produktion av el från en eller flera produktionsanläggningar. För koncessionshavaren för den anslutande ledningen kan detta innebära en viss ekonomisk risk eftersom den får en intäkt på 3 öre per kWh och en utgift på samma nivå. Därtill kommer en kostnad för förlustel. Det ska dock noteras att dessa nät endast kommer till i de fall en producent ser detta som en bättre lösning än att låta någon annan äga nätet. Det kan också påpekas att motsvarande risk idag snarare är högre eftersom en anslutande elproduktionsanläggning om högst 1 500 kW enligt nuvarande regelverk inte betalar för annat än en avgift för mätning, beräkning och rapportering, samtidigt som avgiften mot befintligt nät inte är begränsad.

Utredningen har sammanställt tariffer för 450 befintliga elproduktionsanläggningar som finns i elcertifikatssystemet. Mediantariffen för dessa anläggningar är 4,00 öre per kWh. Det bör dock noteras att tarifferna i sammanställningen inte har tillämpats eftersom dessa elproduktionsanläggningar idag endast betalar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering. Det måste även påpekas att tarifferna beräknas med olika metoder och metodvalet påverkar tariffnivån. Det finns idag ingen direkt tillsyn av vad som är "skäliga" nättariffer just för elproducenter, utan skäligheten för samtliga tariffer bedöms av EMI huvudsakligen utifrån nätbolagets totalintäkter. Eftersom det inte finns någon bedömning om huruvida en viss tariff för en elproducent är skälig eller ej, går det heller inte att konstatera om en tariffbegränsning från t.ex. 4 öre per kWh (föreslagen nättariff, ej skälighetsbedömd av EMI) ner till 3 öre per kWh innebär en subvention om 1 öre per kWh eller ej. Det kan ju vid en skälighetsbedömning visa sig att en skälig tariff är just 3 öre per kWh. När det gäller underlaget till tabellen bör också noteras att utredningen avstått från att sälla bort andra värden än de som tydligt är

orimliga. De data som nätägarna respektive elproducenterna rapporterat in som underlag har använts. Det kan finnas felaktiga data i materialet. Av det skälet är medianvärdet mer lämpligt att använda än medelvärdet som i detta fall ligger på 5,16 öre/kWh. Sammanställningen redovisas i bilaga 2. Storleken på produktionsanläggningarna i underlaget är i genomsnitt 739 kW. Observera dock att anläggningarna kan bestå av flera enheter.

Trenden är tydlig att nättariffen blir relativt sett lägre ju mer elproduktionsanläggningarna producerar, dvs. effektdelen i tariffen är signifikant. Större elproduktionsanläggningar ger lägre tariffer än små och anläggningar i södra Sverige har lägre tariffer än i norr. I underlaget finns fler elproduktionsanläggningar i södra Sverige än i norra, vilket beror på att det finns fler anläggningar i södra Sverige som har elcertifikat. Med fler nordliga anläggningar i underlaget skulle därmed medianvärdet öka. Det måste dock noteras att begränsningsregeln om 3 öre per kWh gäller nya elproduktionsanläggningar vilka kan antas vara betydligt större än de som finns i registret, vilket därmed torde innebära att ordinarie nättariff för dessa nya anläggningar kommer vara i genomsnitt lägre än genomsnittet i den presenterade listan.

De geografiska olikheterna som innebär att ordinarie tariffer är högre i norra Sverige än i södra, beror främst på strukturen på stamnätstariffen, eftersom en inmatning i norr innebär en avgift medan en inmatning i södra Sverige innebär en kreditering av den rörliga delen på tariffen. Detta faktum kommer att leda till att tarifferna i norr oftare kommer att begränsas till 3 öre per kWh medan de ordinarie tarifferna i södra Sverige oftare kan vara mindre än 3 öre per kWh. Den geografiska styrningen av var elproduktionen ska förläggas minskas något genom införande av detta förslag eftersom spannet mellan lägsta och högsta tariffer kommer att krympa. De ekonomiska förutsättningarna för att bygga förbättras mest för projekt i norr och de gynnas därmed. Begränsningen som kommer att finnas på lokal- och regionnät men inte på stamnätet kommer också i viss mån att styra mot att elproduktionsanläggningar ansluts mot lokal- eller regionnät. Allt detta motverkas dock av att begränsningen av tariffen endast finns under en tioårsperiod.

Om Riksdagen skulle fatta beslut om förändringar i certifikatssystemet, och detta skulle leda till prisökningar på certifikaten som kompenserar kostnadsänkningen för elproducenter orsakad av den föreslagna nättariff-begränsningen, så behövs inte detta undantag eftersom även nya små elproduktionsanläggningar som erhåller el-

certifikat kommer att få del i höjningen av certifikatspriset. Man måste dock beakta att ett ökat certifikatspris inkluderar en osäkerhet om intäktsnivån, medan en maximerad nättariff medför en säker övre gräns. Ur ekonomisk synvinkel för framtida investerare i ny förnybar elproduktion innebär en osäker intäkt att investeraren måste lägga till en riskpremie för att denna ska motsvara en säker tariffbegränsning. Om däremot en ökning av certifikatskvoterna leder till signifikant ökade intäkter så är detta bättre än sänkta kostnader om bara ökningen är tillräckligt stor. Ökade certifikatsintäkter gäller ju alla som investerar, medan sänkta kostnader (dvs. maximerad nättariff) ju enbart gäller vissa anläggningar. Certifikaten har den fördelen att kostnaden för dessa sprids ut på en stor andel av de svenska elanvändarna. En tariffbegränsning kan ha den nackdelen, om inte nätbolagen ändrar sin tariffstruktur, att det bara är de lokala elanvändarna som är i samma område som produktionsanläggningarna som får något högre nättariff. Detta beror dock mycket på hur stort nätbolaget är. Stora nätbolag har ofta en utjämnande konsumenttariff över stora områden.

Svenska Kraftnät har anpassat sina producenttariffer till tariffnivån i grannländerna vilket medfört att dessa är relativt låga. Mycket talar för att det europeiska samarbetet på elhandlssidan kommer att öka ytterligare. Om detta skulle medföra att Sverige även anpassar sig till de tyska nolltarifferna för elproducenter, så måste det svenska tariffsystemet generellt ses över för att inte elproducenter på lokal- och regionnät ska missgynnas än mer jämfört med elproduktion på stamnätet.

Det är viktigt att tidpunkterna för borttagandet av nuvarande tariffbegränsning för anläggningar med en effekt om högst 1 500 kW och den nya gränsen om max 3 öre per kWh samordnas så att det inte uppstår ett glapp för vissa kraftverk då vare sig den ena eller den andra gränsen gäller. I tabell 4.8 har en analys av konsekvenserna för elproducenter och nätägare gjorts avseende ett införande av förslagen om 1 500 kW-gränsen enligt kapitel 4.4 och begränsningen av maximal tariff enligt kapitel 4.5. För produktionsanläggningar större än 1 500 kW idrifttagna före 1 januari 2007 sker ingen förändring. Om konsekvenser för nätägare kan tilläggas att i det fall Energimarknadsinspektionens ekonomiska reglering gäller fullt ut så kommer ökade intäkter till nätägare p.g.a. att nättariffen ökar för elproducenter att medföra att elanvändarna (eller andra producenter) får lägre nättariffer. Detta eftersom Energimarknadsinspektionens reglering gäller nätägarens totala tariffinkomster och därmed inte

påverkas av förändrade regler för en speciell grupp. Vid lägre producenttariffer har nätägare på motsvarande sätt möjlighet att kompensera detta genom höjda tariffer för andra grupper. Med (-) avses möjlig negativ påverkan. (+) avser möjlig positiv påverkan.

Tabell 4.8 Konsekvensanalys av tarifförslagen

Anläggning	Elproducent	Nätägare (kostnad/intäkt kan föras vidare till tariffer för andra grupper)
≤ 1 500 kW Idrifttagen före 1 januari 2007	(-) Övergångsreglerna gör att dessa betalar en årlig avgift som motsvarar kostnaden för mätning, beräkning och rapportering fram till 2015, sedan ordinarie tariffnivå, vilket de annars inte skulle haft.	(+) Nätägaren erhåller en nättariff från 2015 vilket de annars inte skulle haft.
≤ 1 500 kW Idrifttagen efter 1 januari 2007	(-) Dessa betalar endast en årlig avgift som motsvarar kostnaden för mätning, beräkning och rapportering fram till lagförändringens genomförande. Därefter en nättariff om maximalt 3 öre/kWh plus fast avgift* i 10 år efter produktionsstart. Nättariffen kan sedan eventuellt öka vilket den inte gjort med dagens regler.	(+) Från lagens genomförande erhåller nätägare en nättariff om maximalt 3 öre/kWh plus fast avgift*. Nättariffen kan eventuellt öka efter 10 år vilket den inte gjort med dagens regler.
> 1 500 kW Idrifttagen efter 1 januari 2007	(+) Betalar ordinarie nättariff fram till lagförändringens genomförande. Sedan är nättariffen begränsad till maximalt 3 öre/kWh plus fast avgift* under 10 år från produktionsstart. Med dagens lag finns ingen begränsning	(-) Från lagens genomförande erhåller nätägare en nättariff om maximalt 3 öre/kWh plus fast avgift* under 10 år från produktionsstart. Med dagens lag erhålls ingen begränsning

* fast avgift avser den årliga avgiften som motsvarar kostnaden för mätning, beräkning och rapportering

Den totala konsekvensen för elproducenter respektive nätägare (nätägarens kostnader/intäkter kan eventuellt föras vidare till andra kundgrupper) beror till stor del på framtida fördelning mellan nya anläggningar större eller mindre än 1 500 kW samt vilka nättariffnivåer som Energimarknadsinspektionen i framtiden kommer att acceptera som rimliga oavsett lagen om ”3-öringen”. Vad som inte framgår av tabellen är den samhällsekonomiska vinst som görs i och med att förslaget innebär att man tar bort 1 500 kW-gränsen och att tariffbegränsningen är tidsbegränsad vilket leder att nya elproducenter får ett incitament till att ansluta sig vid rätt spänningsnivå. Detta medför, bland annat, att om utredningens förslag blir lag, så kommer det byggas färre anläggningar med en effekt om högst 1 500 kW eftersom incitamentet till denna suboptimering inte finns kvar.

4.6 Timvis mätning, beräkning och rapportering – förslag om undantag för små elproducenter

Utredningens förslag: I 4 § lag (2003:113) om elcertifikat införs ett undantag så att produktionens fördelning över tiden inte behöver anges för produktionsanläggningar som är anslutna till lågspänning med en säkringsnivå om högst 63 ampere. För dessa ska schablonavräkning användas. I samma paragraf införs möjligheten för små produktionsanläggningar att själva svara för den mätning och rapportering som ligger till grund för tilldelningen av elcertifikat.

I ellagen (1997:857) införs ett undantag så att produktionsanläggningar som är anslutna till lågspänning med en säkringsnivå om högst 63 ampere inte behöver mätas och rapporteras över tiden. För dessa anläggningar ska schablonavräkning tillämpas. Elproducenten har dock rätt att kräva timvis mätning och rapportering. Då har nätägaren rätt att ta betalt för detta. En elanvändare som samtidigt är elproducent samt har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere, får välja att endast betraktas som elanvändare och därmed enbart betala en abonnemangsavgift för uttag.

Utredningens bedömning: Huvudskälet till att införa ett undantag från timvis mätning för små produktionsanläggningar är, enligt utredningen, den höga kostnad som hanteringen medför samtidigt som denna inte står i proportion till den ringa mängd el som produceras i anläggningar av denna storlek. Kostnaden för hanteringen av timvärden utgör ett avgörande hinder för att investeringar i små anläggningar ska bli av och utan timvis mätning kan anläggningarna med dagens lagstiftning inte heller bli berättigade till elcertifikat. SERO uppskattar att det 2006 fanns 400¹⁷ småskaliga produktionsanläggningar som inte är anslutna till elcertifikatssystemet på grund av för höga mätnings- och rapporteringskostnader. Med utredningens förslag förtydligas också rättigheten för producenter att själva stå för mätning av rapportering till elcertifikatssystemet vilket innebär att denna tjänst utsätts för konkurrens.

¹⁷ Elforsk rapport 06:48 *Villkor för försäljning av el från nätanslutna solcellsanläggningar – nuläge och förbättringsförslag.*

Lämna förslag till den lagstiftning och det regelverk i övrigt som krävs för att ett undantag från nuvarande krav på timvis mätning, beräkning och rapportering för inmatning av el från små anläggningar för förnybar elproduktion skall kunna införas.

4.6.1 Bakgrund

I 3 kap. 10 § ellagen (1997:857) fastslås skyldigheten för den som har nätkoncession att mäta mängden överförd el och dess fördelning över tiden, vilket i praktiken innebär timvis mätning. Kostnaden för mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten hos en elproducent ska debiteras elproducenten. Om flera sådana anläggningar är belägna i närheten av varandra och matar in el gemensamt på ledningsnätet, betraktas anläggningarna som separata.

I regeringens proposition (prop. 2001/02:56) *Energimarknader i utveckling- bättre regler och tillsyn* föreslog regeringen att det i ellagen skulle införas en möjlighet för nätkoncessionshavare att, under vissa förutsättningar, i det enskilda fallet få undantag från kravet på mätning av den inmatade elens fördelning över tiden. Skälet till att införa möjligheten till undantag var följande. ”En elmätare som bara mäter mängden inmatad el är av enkel konstruktion och därför ganska billig. En elmätare som därutöver mäter inmatningens fördelning över tiden är mer komplicerad och därför dyrare både vad gäller installation och drift än den enklare typen av mätare. Dessa kostnader ansågs av regeringen inte stå i proportion till den ringa mängd el som produceras i de små produktionsanläggningarna.” Förslaget godkändes av riksdagen (bet. 2001/02:NU9) varefter den föreslagna regleringen trädde ikraft den 1 januari 2003. Undantaget var utformat på följande sätt. Endast nätkoncessionshavare fick ansöka om undantag. Ett undantag fick avse mätningen i inmatningspunkter där el från små produktionsanläggningar matas in på elnätet. I praktiken sker inmatning av el från små produktionsanläggningar bara på lokalnät. Sådana nät används med stöd för nätkoncession. Som små ansågs de anläggningar som har ett säkringsabonnemang om högst 200 ampere eller som kan leverera en effekt om högst 135 kW vid lågspänning. Om undantag beviljades måste det avse samtliga sådana inmatningspunkter inom koncessionsområdet. Ärenden om undantag prövades av Svenska Kraftnät.

Lagen om elcertifikat tillkom för att främja produktionen av elektricitet med användande av förnybara energikällor och torv (för-

nybar el). I lagens 2 kap. 4 § anges bl.a. följande villkor för tilldelning av elcertifikat. ”Elcertifikat får bara tilldelas för sådan el vars inmatade mängd och dess fördelning över tiden har mätts och rapporterats till kontoföringsmyndigheten enligt de föreskrifter som meddelats av regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten.”

I regeringens proposition ”Elcertifikat för att främja förnybara energikällor” (2002/03:40) föreslog regeringen att möjligheten att få dispens från kravet på mätning av inmatningens fördelning över tiden beträffande små produktionsanläggningar skulle slopas. Förslaget tillstyrktes i remissrundan av Energimyndigheten, Svenska Kraftnät, Konkurrensverket och Riksrevisionsverket medan SERO och Svensk Energi avstyrkte. Undantagsparagrafen i 3 kap. 10 a § ellagen, upphävdes sedermera genom lag (2003:117). Skälen till regeringens förslag att ta bort möjligheten till undantag från mätning över tiden var följande: ”I denna proposition (prop. 2002/03:40) lägger regeringen fram ett förslag till ett system med elcertifikat. Systemet syftar till att främja produktion av el med användande av förnybara energikällor, exempelvis vindkraft, solenergi och biobränslen. Kostnaderna för sådan produktion är högre än för produktion som sker med användande av traditionella energikällor, av vilka storskalig vattenkraft och kärnkraft är de viktigaste. Produktionen av el i de anläggningar som betecknas som små i mätningshänseende sker till övervägande del med användande av förnybara energikällor. Det är sådana anläggningar som kan bli undantagna från kravet på mätning av inmatningens fördelning över tiden. Av tekniska skäl måste mätning av inmatningens fördelning över tiden ske för att innehavaren av en produktionsanläggning skall kunna tilldelas elcertifikat. Denna ordning kan få olyckliga konsekvenser enligt följande. Om en nätkoncessionshavare beviljas undantag blir konsekvensen att samtliga de produktionsanläggningar som omfattas av undantaget inte kan bli tilldelade elcertifikat eftersom fördelningen över tiden av deras inmatning inte mäts. Följden blir att insatserna för att främja produktion av el med användande av förnybara energikällor inte får avsedd omfattning. Det leder också till en snedvridning av konkurrensen mellan innehavarna av de små produktionsanläggningar som kan bli respektive inte kan bli tilldelade elcertifikat. Det som nu sagts lindras dock något av en bestämmelse i regleringen om undantag. Om en nätkoncessionshavare har beviljats ett undantag kan en enskild producent begära hos nätkoncessionshavaren att fördelningen över tiden av hans inmatning mäts trots det beviljade undantaget.

Nätkoncessionshavaren blir då skyldig att utföra sådan mätning men producenten blir tvungen att betala dels kostnaden för den avancerade mätutrustning som då krävs och för dess installation, dels merkostnaden för själva mätningen. Elproducenten kan då visserligen bli tilldelad elcertifikat men konkurrensen blir snedvriden på grund av de kostnader som producenten sålunda blir tvungen att betala. Dessa kostnader drabbar inte elproducenter som matar in el på ett elnät där nätkoncessionshavaren inte har beviljats undantag. I sistnämnda fall tas nämligen dessa kostnader ut via nättariffen, varigenom samtliga kunder på nätet bidrar till dessa kostnader. Även i detta fall blir alltså konkurrensen mellan producenterna snedvriden. De små producenterna hamnar också i en situation som svårligen kan accepteras. Vad gäller deras möjlighet att bli tilldelade elcertifikat eller att bli det utan att själva behöva betala nämnda kostnader blir den helt beroende av nätkoncessionshavarens ställningstagande i frågan om han skall ansöka om undantag eller ej. Detta ställningstagande kan producenterna inte påverka.”

Remissinstansernas synpunkter på förslaget om slopande av dispensmöjligheten

Statskontoret ansåg i sitt remissvar att regeringsskrivelsen saknade underlag för att bedöma om tekniska skäl förelåg för att kräva timvis mätning för att erhålla elcertifikat. Naturvårdsverket menade att man alternativt borde överväga att släppa kravet på mätning och behålla dispensmöjligheten. Målet borde enligt verket vara att minska samhällets kostnader för produktion av förnybar el. Myndigheten menade att det inte finns behov av mätning över tiden eftersom det är den totala mängden producerad el som är underlag för certifikattilldelning och inte tidpunkten för elens produktion. Energimyndigheten tillstyrkte visserligen regeringens förslag men ville även uppmärksamma regeringen på de förslag angående mätning och rapportering som redovisas i myndighetens rapport *Månadsvis avläsning av elmätare*¹⁸. Svensk Energi skrev i sitt remissvar att man inte delade uppfattningen att det fanns tekniska skäl till att produktion av el måste timmätas för att kunna erhålla elcertifikat. Mer kostnadseffektiva metoder kan, enligt Svensk Energi läggas till grund för tilldelningen av elcertifikat. SERO krävde i sitt remissvar att dispens fortfarande skulle kunna ges från kravet på timvis mätning

¹⁸ (Dnr 00-00-3003).

av inmatad el samt att denna dispens även skulle kunna sökas av kraftverksägaren och inte som nu enbart av nätägaren. Som ett av skälen angav man de anläggningar där en fast telefonianslutning skulle bli mycket dyr samtidigt som det mobila telenätet saknar täckning där kraftstationen ligger. SERO menade att den inmatning som kommer från dessa kraftverk är så liten att den vida överträffas av felmätningar från större anläggningar. Istället för att slå ut dessa anläggningar genom att kräva timvis mätning borde månadsvis avläsning och rapportering accepteras. Den extra kostnad som denna hantering orsakar Svenska Kraftnät borde enligt SERO affärsverket bjuda på som Good Will.

4.6.2 Utredningens förslag

Utredningen föreslår att det i ellagen och lagen om elcertifikat införs ett undantag från kravet på mätning över tiden för produktionsanläggningar som är anslutna till lågspänning med en säkringsnivå om högst 63 ampere. För dessa beräknas istället mängden överförd el och dess fördelning över tiden dels preliminärt (preliminär schablonberäkning), dels mäts den slutliga mängden överförd el och beräknas dess fördelning över tiden (slutlig schablonberäkning). Samtidigt vill utredningen lyfta fram möjligheten för små produktionsanläggningar att själva svara för den mätning och rapportering som ligger till grund för tilldelningen av elcertifikat. Små elproducenter ska även fortsättningsvis kunna få produktionen mätt över tiden och nätföretaget har då rätt att ta betalt för detta. Samtidigt föreslås en mekanism för att begränsa mätkostnaden för elanvändare som samtidigt är elproducent och har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere. En elanvändare som samtidigt är elproducent, och har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere, får välja att endast betraktas som elanvändare och därmed enbart betala en abonnemangsavgift för uttag. För inköp/försäljning av el gäller månadsmedelvärdet och vid nettoproduktion under en månad så är ersättningen för denna produktion en avtalsfråga med respektive elhandlare på samma sätt som kostnaden för elinköpen.

Utredningen bedömer att undantaget från timvis mätning bör införas skyndsamt och prioriterat. Eftersom förslaget inte har något egentligt samband med utredningens övriga förslag kan detta vid behov hanteras separat. Utredningen har föreslagit att bestämmelsen träder ikraft den 1 juli 2009. Om undantaget emellertid införs före

denna tidpunkt kommer det att finnas behov av övergångslösningar för vissa elproducenter. Vid detta datum kommer alla elkunder i landet att ha fjärrinsamlade mätvärden, månadsvis eller timvis. Fram till dess finns det anläggningar som avläses manuellt en gång per år. Elproducenter som inte ska timmätas ska istället månadsmätas enligt utredningens förslag. Om det införs före den 1 juli 2009 så kan det finnas inmatningskunder som ännu inte fått fjärrinsamling. Dessa kunder borde idag ha timinsamlade mätvärden men det finns de som inte har det. Problemet gäller endast ett fåtal elproducenter och enligt elnätsföretagen finns det godtagbara lösningar för dessa.

4.6.3 Utredningens överväganden

Begreppet *fördelning över tiden* avser i praktiken timvis mätning¹⁹, dvs. kravet på mätning avser inmatad energi per timme. Timvis mätning är grunden för elmarknadens uppbyggnad. När elanvändaren handlar el från en producent, ofta via en elhandlare, så är det i praktiken konsumtionen per timme som används. 8 kap. 4 § ellagen (1997:857) säger följande om balansansvaret: ”En elleverantör får bara leverera el i uttagspunkter där någon har åtagit sig det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i uttagspunkten (balansansvar).” Det så kallade balansansvaret innebär därmed att elleverantören måste hålla en balans per timme vilket kräver att såväl produktion som konsumtion måste mätas eller uppskattas per timme.

Gränsen 63 ampere för små *elproducenter* är satt utifrån att inte heller *elanvändare* med en säkringsnivå om högst 63 ampere behöver mätas och rapporteras timvis, utan det räcker med s.k. schablonmätning. Det är också så att för elproducenterna över denna nivå bedöms värdet av den förväntade produktionen vara av den storleksordningen att kostnaden för timmätning inte utgör ett avgörande hinder. På konsumtionssidan använder man för elanvändare med liten konsumtion i praktiken uppskattade värden istället för uppmätta värden. Detta omfattar cirka 5,2 miljoner elanvändare vilka står för en betydande andel av den totala elkonsumtionen i landet. För närvarande har många en energimätare som enbart läses av med längre mellanrum, men från år 2009 ska samtliga elanvändare ha en mätare som läses av månadsvis. Uppskattade timvärden erhålls genom att nät-

¹⁹ Prop. 2002/03 :40, se även Förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el.

bolagen (som är ansvariga för mätningen) kombinerar uppmätta, aggregerade timvärden (t.ex. från en transformator som matar ett helt bostadsområde) med uppgifter om årskonsumtionen hos de olika elanvändarna samt schabloner för deras förbrukning, fördelat över året, veckan och dygnet. Schablonerna skiljer sig inte mellan t.ex. villor och lägenheter.

En gräns om 63 ampere motsvarar vid trefas lågspänning en maximal effekt om 43,5 kW. För en installerad effekt som är större än denna nivå kommer därmed timmätning att vara ett krav. Antag t.ex. ett vattenkraftverk med installerad effekt 50 kW och en utnyttningstid om 3 850 timmar per år (dvs. 3 850 kWh/kW per år, vilket är årlig beräknad medianproduktion i vattenkraftverk enligt certifikatsregistret januari 2007), så erhålls en energiproduktion på $50 \cdot 3\,850 = 192\,500$ kWh. Med ett elpris på 40 öre per kWh erhålls en årlig intäkt på 77 000 kronor (+ elcertifikat under de första 15 åren). De kostnader för timmätning som nämns nedan, dvs. 3–5 000 kronor per år motsvarar 4–6 procent av årsintäkten från elförsäljningen. Detta gör att marginalpåverkan (dvs. om man ska öka effekten från 43,5 kW trots att det medför kostnad för timmätning) bedöms ha liten betydelse. Dessutom uppstår vinster med timmätning på så sätt att man kan få bättre betalt vid vissa timmar än vid andra. Sammantaget bedöms gränsen om 63 ampere som rimlig.

Det är självfallet en fördel, rent beräknings- och hanteringsmässigt, om så mycket som möjligt uppmäts istället för uppskattas. Uppskattningar är som regel behäftade med fel vilka senare måste rättas till. På senare år har exempelvis ett stort antal husägare investerat i berg- och jordvärmepumpar där en elpatron är nödvändig för riktigt kalla dagar då värmepumpen inte räcker till. Hur detta fungerar, dvs. den ökade variationen i elanvändningen vid låga utomhustemperaturer p.g.a. värmepumpar, är något som nätbolagen saknar detaljinformation om idag. Det finns också villaägare som går över från oljeeldning till berg- eller jordvärme vilket ger (olika beroende på värmepumpsdimensionering) ännu högre elförbrukning särskilt när det är riktigt kallt (även där elpatron). I dagsläget²⁰ finns minst 100 000 småhus som använder berg/jord/sjövärmepump. Det betyder att cirka 100 000 konsumtionsanläggningar inte timmätts, samtidigt som det kan vara relativt stora avvikelser mellan uppskattade och verkliga timvärden.

²⁰ Statistiska Meddelanden, EN 16 SM 0604, 7 procent av alla småhus.

I den ordning som rådde då det, under en kort tidsperiod, fanns möjlighet till dispens från kravet på mätning och rapportering av inmatad el över tiden var det *endast nätkoncessionshavaren* som kunde ansöka om detta. Vid samma tidpunkt som denna möjlighet infördes lades en proposition om elcertifikat varvid mätning över tiden blev ett krav för tilldelning. Detta skapade en situation då vissa småskaliga elproducenter uppfyllde kraven för elcertifikat medan de som levererade till en nätägare som ansökt om dispens från mätning över tiden skulle bli tvungna att kräva särskild hantering hos nätägaren med höga kostnader som följd. Detta skapade en ohållbar konkurrenssituation. Det som orsakade detta förhållande var emellertid lagen om elcertifikat med sitt krav på timvis mätning.

Det tycks, att döma av remissvaren på den skrivelse som föregick lagen om elcertifikat, finnas delade meningar om behovet av timvis mätning för tilldelning av elcertifikat. Detta eftersom det tilldelas efter den totala mängden producerad el. Från Svenska Kraftnäts sida har emellertid tekniska skäl framförts för att även de småskaliga producenterna ska timmätas. SvK har bl.a. framfört att det blir problem i små mätområden och att det blir avvikelser i avräkningssystemen som i efterhand måste fördelas tillbaka timme för timme efter en icke känd förbrukningsprofil på ett rättvist sätt. Utredningen har istället bedömt att samhällets intresse i att främja småskalig förnybar elproduktion motiverar en särskild hantering även om den skulle vara förknippad med vissa samhälleliga kostnader. Utredningen har i direktivet fått uppdrag att utforma ett regelverk för undantag från nuvarande krav på timvis mätning för småskaliga producenter av förnybar el. Utredningen uppfattar det även som önskvärt att dessa producenter med undantagsmöjligheten ska kunna bli berättigade till elcertifikat. Det är viktigt för ekonomin i t.ex. mindre solcellsanläggningar att även dessa kan få elcertifikat.

Det kan nämnas att i samtliga de fyra länder som utredningen studerat, dvs. Portugal, Spanien, Tyskland och Storbritannien, finns ett undantag för småskalig produktion gällande kravet på timmätning eller motsvarande.

Motiven till förslagen kan sammanfattas på följande sätt:

- Att införa ett undantag för små producenter rörande krav på timvis mätning innebär att väga kostnaden för timvis mätning mot nyttan av densamma. Enligt den information som utredningen har tagit del av har det inte kunnat påvisas några stora kostnader för att ta bort kravet på timvis mätning.

- I det läget att man i framtiden får in betydligt större mängder småskalig produktion (mindre än 63 A) i elsystemet är det möjligt att ta upp frågan igen. I dagsläget är kravet på timvis mätning ett klart hinder för utbyggnad av lokal småskalig förnybar produktion.

Angående förslaget att inte ha timmätning på småskalig produktion, här definierad som produktion ansluten till lågspänning och en säkring om högst 63 ampere har bland annat följande frågeställningar framförts till utredningen:

”Inför kostnadstak för timmätningen”

Förslaget om att ta bort kravet på timvis mätning är föranlett av att dessa mätningkostnader fullständigt slår ut ekonomin i små produktionsanläggningar eftersom bara mätningen för de minsta produktionsanläggningarna kostar mer än produktionens värde. Som illustration följer här ett räkneexempel: Antag att man sätter upp 10 kvadratmeter solceller på taket med 10 procent systemverkningsgrad. Detta ger en topp effekt på 1,2 kW_{DC} och en årsproduktion på cirka 1 000 kWh_{AC}. Värdet för elanvändare i form av minskning av inköpt el är 1 100 kronor per år vid ett totalt elpris (elinköp + nätavgifter + skatter och avgifter) på 1,10 kronor per kWh. I dagsläget överstiger kostnaden för timvis mätning, beräkning och rapportering värdet av produktionen. Nätbolagen uppger att det inte är just mätningen som är dyr utan ansvaret för att alla timdata för ett helt år ska vara korrekta²¹.

Bland andra solelproducenterna har till utredningen gett uttryck för att även om schablonmätning tillämpas kan den mätavgift som nätbolaget debiterar bli för hög. Att begära provning av avgiften hos EMI ses inte som en praktisk och framkomlig väg, man förespråkar därför ett takpris.

Det kan nämnas att det fanns ett kostnadstak för timmätning före 1999 men det togs bort när kravet på timmätning slopades för de mindre kunderna.

²¹ Prisuppgifter till utredningen 2007: 3 600 kr/år + moms (Vattenfall), 800 kr/år + moms (Fortum) (2 860 kr/år + moms vid > 63 A), 3 700 kr/år + moms (E.ON) och 1 625 kr/år + moms (Mälarenergi). Fortum hävdar dessutom att 800 SEK per år inte är en kostnadsriktig avgift utan den valda nivån ska ses som en subventionering av småskalig förnybar elproduktion.

En alternativ lösning som har framförts till utredningen är att ett takpris bör införas istället för att ta bort timmätningen för små elproducenter eftersom man anser att timmätningen i sig har ett stort värde. Problemet med denna lösning är att merkostnaden för den timvisa mätningen då får bäras av nätbolaget och till syvende och sist hamnar denna kostnad på elanvändarna i form av högre nätavgifter (se tabell 4.9). En sådan kostnad måste då vara motiverad utifrån samhällsekonomiska skäl. Utredningen har inte funnit dessa skäl vara tillräckligt stora. Kravet på månadsmätning hos 5,2 miljoner elanvändare (med en säkring på högst 63 A, dvs. frånvaron av krav på timvis mätning), torde enligt utredningen skapa en betydligt större osäkerhet i systemet än vad ett fåtal (vilket vi antar att det under överskådlig tid handlar om) mindre produktionsanläggningar kan orsaka. I det fall tillväxttakten för småskalig förnybar elproduktion skulle bli så hög att elproduktionsvolymen riskerar att skapa problem ur balanssynpunkt bör frågan om återinförande av krav på timvis mätning åter tas upp till diskussion. Vid denna volym har förmodligen även kostnaden för mätutrustning och hantering av mätvärden sjunkit till mer acceptabla nivåer.

Tabell 4.9 Jämförelse mellan Vattenfalls årskostnader (2004) för schablonmätning respektive timmätning för olika kundkategorier

Schablonmätning 16-63 A, ett räkneverk	360 kr
Schablonmätning, 16-63 A, två räkneverk	560 kr
Schablonmätning, 80-200 A, ett räkneverk	660 kr
Schablonmätning, 80-200 A, två räkneverk	860 kr
Timmätning, lågspänning	4 900 kr
Timmätning, högspänning	7 000 kr

Källa: Vattenfall (720-2003-8986), 2004-02-11, skrivelse till Statens Energimyndighet Angående prövning av mätavgifter för mindre elproduktionsanläggningar avseende Vattenfall Eldistribution AB.

Ovanstående tabell är hämtad från Vattenfalls redovisning till Energimyndigheten år 2004 av mätavgifter för mindre elproduktionsanläggningar. En annan mindre elproducent²² har till utredningen uppvisat tre offerter från mätföretag som erbjuder sig att timmäta för 1 034, 2 140, respektive 3 000 kronor per år (exklusive moms). Enligt uppgifter från SERO²³ som baseras på en offert från Rejlers skulle

²² Enligt uppgifter från Thomas Sandberg, SERO, 2007-09-25.

²³ Christer Söderberg, SERO, 2007-09-21.

mätvärdeshämtning per månad ge en årskostnad på 5–600 kronor vilket överensstämmer relativt väl med Vattenfalls uppgifter.

Utredningen gör ingen egen bedömning av rimligheten i ovanstående belopp utan dessa ska ses som exempel på de kostnadsbedömningar som enskilda nätföretag gör. Sammanställningen visar dock, menar utredningen, tydligt på den fördyring som timmätning innebär jämfört med schablonmätning. För produktionsanläggningar som är anslutna till lågspänning med en säkringsnivå om högst 63 ampere innebär timmätning (enligt Vattenfalls kostnadsredovisning) en fördyring på 4 340–4 540 kronor (beroende på antal räkneverk). Även om ett pristak för mätningen skulle införas kvarstår denna fördyring som då får fördelas mellan uttagskunderna i form av högre nättariffer.

Nätföretagens tariffer för timmätning har varit föremål för prövning vid Energimyndigheten vid ett antal tillfällen. Deras beslut har i flera fall överklagats vidare av nätföretagen vilket har lett till ett antal domar i Länsrätten. Energimyndigheten har i sin tur överklagat Länsrättens dom hos Kammarrätten där ärendena nu ligger för avgörande och därigenom vägledande domar. Utredningen har tagit del av tre domar i Länsrätten (Södermanland) som gäller årsavgifter för timmätning på 4 200 kronor per år exklusive moms vilka Energimyndigheten i sina beslut har ändrat till mellan 138, 138 respektive 208 kronor per år exklusive moms. Länsrätten har sedan i sina domar fastslagit att en skälig tariff för timmätning ligger på mellan 1 900 och 3 240 kronor per år exklusive moms, i dessa tre fall. Samtliga domar är överklagade till Kammarrätten men är ännu inte avgjorda där.

”Timvis mätning viktigt för effektfrågan”

Effektfrågan handlar om kraftsystemets möjlighet att klara av situationer med mycket hög elförbrukning. Vid dessa situationer är det viktigt att prissignalen når ut till samtliga aktörer (producenter och elanvändare) så att de har möjlighet att få betalt för åtgärder just vid den timme då detta är aktuellt. Detta är självfallet en viktig fråga och det vore klart önskvärt om framför allt elanvändare ges denna möjlighet då det har stor betydelse för att möta ovanliga situationer med hög efterfrågan. Det finns många studier som visar att det finns en stor outnyttjad potential bland elanvändarna. I det fall som utredningen analyserar handlar det dock om små elproducenter. I

praktiken rör det sig framför allt om solceller, vindkraft och småskalig vattenkraft. För solceller och vindkraft gäller att marginalkostnaden är synnerligen låg och att det är tillgången på primärenergi, dvs. vinden eller solinstrålningen, som styr produktionen. Detta innebär att produktionen blir oberoende av priset eftersom dessa kraftslag alltid försöker producera så mycket som det går. Att ha timvis mätning skulle därmed inte påverka produktionens nivå. Vad gäller småskalig vattenkraft är det i princip möjligt att vissa av dessa skulle kunna ha ett magasin där man väljer att producera vid timmar med hög efterfrågan, dvs. högt pris. Det kan dock inte röra sig om några större mängder. Om detta är lönsamt för vattenkraftverkets ägare så har denne möjlighet att välja sådan mätning.

Det finns ett visst motstånd mot att avskaffa kravet på timmätning för små elproducenter. Ett av skälen som anförs är att förutsättningen för det schablonavräkningssystem som tillämpas i Sverige är att all inmatning till ett nät är timmätt, liksom all utmatning till andra nät. Man menar att eftersom allt som matas in i näten timmätts ger det en exakt kontroll på energimängderna per timme, även om inte uttagen timmätts. Förbrukningsprofilen i varje område skulle då vara exakt rätt varje timme. Slopas kravet på timmätt inmatning, så ger det endast uppskattade totala värden på energin och därmed på förbrukningsprofilen. Detta kan försvåra balansavräkningen, men borde med hänsyn till mätfel och dylikt inte vara ett allvarligt problem.

Eon har till utredningen redovisat vad konsekvenserna skulle kunna bli av att ett antal mindre produktionsanläggningar övergår till schablonmätning istället för timmätning. Man uppmärksammar att förbrukningsprofilen, som ligger till grund för gällande andelstal, såsom den räknas ut idag i enlighet med gällande föreskrifter, inte kommer att stämma om inte all produktion timmätts. Det åligger Energimarknadsinspektionen att se över föreskrifterna samt allmänna råden²⁴ om mätning, beräkning och rapportering så att de reflekterar behovet av anpassning till förekomsten av icke-timmätt produktion som ett resultat av utredningens förslag.

Engångskostnaden för att utveckla SAP (som bl.a. används av Eon för balansavräkning) till en ny form av schablonavräkning med producenter beräknas för Eons del till cirka 100 000 kronor. Denna kostnad kan givetvis skilja sig åt mellan olika nätföretag men storleksordningen torde kunna räknas i hundratusentals kronor och inte

²⁴ Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd el; STEMFS 2007:5.

miljoner. Företrädarna för elnätsföretagen upplever denna kostnad som rimlig och motiverad. Ett annat alternativ, i områden där detta inte är möjligt (t.ex. områden med mycket småskalig elproduktion och få uttagskunder), är att nätbolaget sätter in timavläsning men endast tar betalt för månadsavläsning. Enligt Eons beräkningar blir kostnaden i ett område med 300 småskaliga anläggningar som följer:

Tabell 4.10 Konsekvenserna av att sätta in timavläsning men ta betalt för månadsavläsning

Antal anläggningar: 300	
Timavläsning (cirka 1 200 * 300)	360 000 kr/år
Månadsavläsning (cirka 150 * 300)	45 000 kr/år
<i>Merkostnad för nätföretaget</i>	<i>315 000 kr/år</i>

Källa: Marcus Östrell Energicontrolling/Nätavräkning E.ON Elnät Sverige AB²⁵

Utredningen är av den övertygelsen att om dagens avräkningssystem inte har några brister, dvs. det fungerar utmärkt, trots att vissa användargrupper inte är timmätta, så bör det även fungera om vissa producenter inte heller timmätts, eftersom deras produktion motsvarar en betydligt mindre energimängd än den för icke timmätta elanvändare.

Det har också framförts att det ur administrationskostnadens synvinkel är lönsamt att timmätta eftersom avräkning och handhavande av timmätvärdena är enkel. Från nätbolagens sida har det till utredningen getts en helt annan bild nämligen att hanteringen av timmätvärdena är betydligt dyrare än månadsvärden. Det är i stort sett inte någon kostnadsskillnad på mätare som klarar timmätning, jämfört med mätare som endast klarar månadsmätning. Kostnadsskillnaden för elnätsbolagen består dels av kostnaden för kommunikation (varje dag istället för en gång i månaden och ibland sker kommunikationen i annat system, t.ex. GSM, istället för det ordinarie insamlingsystemet) dels av administration av mätserier. Administrationen för elnätsbolagen av timserier dagligen är enligt bolagen själva betydligt kostsammare än administrationen av månadsvärden månatligen. Värdet av timmätning för små producenter har även lyfts fram i utredningen. Värdet skulle ligga i att eftersom producenten kan få betalt efter det rätta värdet och inte bara som ett vägt medelpris.

²⁵ Tabellen visar ej de totala kostnaderna för mätningen men visar att det skiljer sig mellan timvis och månadsvis hantering (tabellen visar den del av kostnaderna som nätavräkning inom EON exponeras för i sin interna redovisning).

Genom utredningens förslag har emellertid en producent möjlighet att välja timmätning om värdet av en sådan överstiger kostnaden.

”Timvis mätning viktigt för att minimera avräkningsfel”

Som beskrivits ovan används idag ett schablonsystem för icke timmätta elanvändare. Om man dessutom tillåter ett antal mindre producenter att inte använda timvis mätning kommer det att resultera i större fel i avräkningen. De kostnader som större avräkningsfel innebär bör emellertid ställas i relation till de besparingar som månadsvis i stället för timvis mätning innebär. Om man investerar i solceller så bör deras produktion vara relativt enkel att schablonberäkna. Solcellers produktionsfördelning över året är mycket väl kartlagd. Vill man vara noggrannare kan man även beakta solinstrålningen. Det är dock tveksamt om detta är motiverat ur kostnadssynpunkt. På dagens elmarknad är det tveksamt om man inom ett antal år kommer få så stora mängder el från solceller att det på ett signifikant sätt påverkar nätområdenas balanser. När det gäller småskalig vindkraft (detta gäller även solceller) är en trolig framtida marknad elanvändare som huvudsakligen använder produktionen för egen konsumtion. Det finns idag inget krav på att denna konsumtion ska mätas timvis. Det är svårt att se att kostnaderna för de extra avräkningsfel orsakade av vindkraftens variationer på ett avgörande sätt skulle påverka nätbolagets kostnader för att hantera detta. För vattenkraftverk kan det i större utsträckning finnas separata inmatningar till nätet, dvs. produktion som inte direkt används för egen konsumtion. Det är fortfarande relativt små energimängder som matas in. Som exempel kan en enskild anläggning om 63 ampere lågspänning som årsproduktion mata in energi motsvarande konsumtionen i ett par eluppvärmda småhus. Det är svårt att se att detta på ett avgörande sätt skulle påverka nätägarens kostnader. En mycket central faktor är också att Svensk Energi som företrädare för nätägarna ser positivt på ett undantag från krav på timvis mätning.

Det kan enligt uppgift även finnas specialfall med mycket små schablonberäkningsområden där förbrukningsprofilen skulle bli oanvändbar om inte produktionen är timmätt. Utredningen menar att det för samtliga områden där det finns såväl produktion som konsumtion som inte är timmätt måste båda gruppernas timvärden uppskattas utifrån tillgänglig information. De energimängder som det kan bli fråga om för små elproducenter ger betydligt mindre fel

än de som idag accepteras för områden med enbart icke timmätta elanvändare.

4.7 Förslag om beaktande av nätförluster på regionnät vid tariffsättning

Utredningens förslag: På regionnät ska en elproduktionsanläggningens påverkan på nätförlusterna beräknas som dess marginella påverkan på förlusterna, dvs. enligt samma metod som idag tillämpas av Svenska Kraftnät på stamnätets nivå. Detta föreslås regleras genom elförordningen (1994:1250) och att nya föreskrifter meddelas avseende metoden för genomförandet.

Lämna förslag till generella, icke diskriminerande riktlinjer enligt vilka ersättning kan bestämmas vid inmatning av el, från mindre elproduktionsanläggningar.

4.7.1 Utredningens överväganden

Utredningsdirektivet anger att generella riktlinjer ska utarbetas, enligt vilka ersättning kan bestämmas vid inmatning av el från *mindre* elproduktionsanläggningar. Eftersom lagstiftningen är generell och utredningen föreslår ett borttagande av de särskilda reglerna om nättariffer för mindre elproduktionsanläggningar, har utredningen valt att föreslå riktlinjer för alla elproduktionsanläggningar, oavsett storlek, men dock enbart för regionnät där detta förslag direkt speglar förslaget om kanaltariffer för regionnät.

4.7.2 Utredningens förslag

Utredningens förslag innebär att energidelen av nätnyttoersättningen för elproduktionsanläggningar anslutna till regionnät, beräknas som den marginella påverkan på elnätets förluster dvs. enligt samma metod som idag tillämpas av Svenska Kraftnät. Om resultatet av beräkningarna blir en förlustminskning ska elproduktionsanläggningen tillgodogöras denna genom en nätnyttoersättning. I de fall beräkningarna leder till en förlustökning, tillkommer denna som en del i nättariffen. Förslaget innebär i detta avseende ingen förändring

jämfört med dagens regelverk i ellagen 3 kap 15 §. Nättariffer för område och linje för inmatning av elproduktion behandlas för övrigt i kapitel 4.5.

Syftet med förslaget är att få till stånd en likartad och rättvis beräkning av förlusterna på regionnät samt att elproducenter anslutna till region- respektive stamnät behandlas på ett likartat sätt. Genom att fastställa en metod för hur beräkningarna ska genomföras ökar också transparensen.

Svenska Kraftnät har inom ramen för utredningen beräknat marginalförlustkoefficienter för alla regionnätspunkter. Utredningen föreslår att Svenska Kraftnät får i uppdrag av regionnätsägarna att genomföra beräkningarna för alla regionnätsföretag fortsättningsvis. Syftet är att få en likartad behandling samt en enhetlig metod. Förutsättningen är att alla nätägare skickar in all behövlig information till Svenska Kraftnät, som årligen genomför beräkningarna. För att uppnå en stabil och förutsägbar nivå på nätnyttoersättningen (alternativt nättariffen), föreslås att nätägarna använder sig av ett rullande treårsgenomsnitt av resultaten. Eftersom regionnäten är starkt kopplade till stamnätet med i många fall parallelldrift mellan region- och stamnät, är det nödvändigt att beakta stamnätsdata och samtliga regionnät samordnat för att kunna beräkna den marginella påverkan på förlusterna i varje punkt. Det är bara Svenska Kraftnät som formellt har tillgång till dessa data och därmed kan göra dessa beräkningar. Vad de kan ansvara för är framtagandet av koefficienterna för de marginella förlusterna i varje punkt. Det är dock regionnätsföretagen som är ansvariga för sina tariffer som bygger på dessa koefficienter. Det är även regionnätsföretagen som är ansvariga för sina egna nätdata.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, Energimarknadsinspektionen meddelar närmare föreskrifter om beräkningen av ersättning. Beräkningsmetoden föreslås regleras genom en ny föreskrift.

4.7.3 Dagens regelverk och praxis

I 3 kap 15 § 1–3:e stycket ellagen (1997:857) står det: Innehavare av en produktionsanläggning har rätt till ersättning av den nätkoncessionshavare till vars ledningsnät anläggningen är ansluten. Ersättningen skall motsvara

1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät, och
2. värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavares ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.

I praktiken innebär det att för en elproduktionsanläggning som är ansluten till regionnätet (dvs. ett nät som är anslutet till stamnätet), får denna elproduktionsanläggning ersättning för förlustminskningen i regionnätet (första punkten) samt minskade förluster på stamnätet (andra punkten). Detta eftersom Svenska Kraftnäts tariffer mot regionnäten avspeglar regionnätets energikonsumtions (eller -produktions) marginella påverkan på förluster på stamnätet.

För elproduktionsanläggningar anslutna till lokalnät (dvs. nät som inte är anslutna till stamnät utan till regionnät) är dock situationen annorlunda. Detta beror på att regionnätets tariffer mot lokalnäten inte har något krav på sig att vara kostnadsriktiga avseende marginell påverkan på förluster. Antag en 130/20 kV transformator där 130 kV-sidan är ansluten till ett regionnät och 20 kV-sidan är ansluten till lokalnätet. Om man ansluter på 130 kV-sidan blir därmed förlusterna i region- och stamnät korrekt beaktade. Om man däremot ansluter på 20 kV-sidan beror det helt på vilken tariffkonstruktion som regionnätägaren valt för lokalnäten. Enligt lagen ska dessa vara desamma för samtliga uttagpunkter med samma anslutningsspänning, vilket därmed inte ger korrekt styrsignal till elproduktion i lokalnäten.

Beräkningsmetoden

All överföring av el påverkar elnätets förluster. Förlusterna är proportionella mot strömmen i kvadrat vilket gör att elproduktion närmare elanvändarna har en relativt stor påverkan på förlusterna.

Svenska Kraftnät har idag en energitariff som avspeglar elkonsumentens respektive elproduktionens påverkan på förlusterna. Detta medför att man får en korrekt tariff avseende olika anläggningars relativa "nettonyttan" för elsystemet, dvs. hur mycket av olika anläggningars elproduktion som kommer fram till elanvändaren. Utredningen ser inga hinder, utan enbart fördelar med att denna struktur

används även på regionnätets nivå. Dock kan den leda till ökade kostnader för hantering av data till beräkningarna.

Marginalförlustkoefficienten bestäms enligt följande: *marginella förluster* = $[(\text{förluster utan } P) - (\text{förluster med } P)]/P$. "Förluster utan P" avser förlusterna i hela elnätet när man inte gör någon förändring i en given anslutningspunkt. "Förluster med P" avser förlusterna i hela elnätet när man ökar effektinmatningen med effekten P i anslutningspunkten. Inmatning i en anslutningspunkt (dvs. $P > 0$) balanseras genom att skala upp elförbrukningen i resten av Norden. Uttag i en anslutningspunkt (dvs. $P < 0$) balanseras genom att skala upp elproduktionen i resten av Norden. Marginalförlustkoefficienten bestäms sedan som genomsnittet när man beräknar de marginella förlusterna med positivt respektive negativt P. När Svenska Kraftnät har räknat ut koefficienterna har man räknat på att en förändring i inmatad och uttagen effekt P sker i anslutningspunkterna. Beräkningarna har gjorts med P lika med 20 MW på 400 kV nät, 5 MW på 70–300 kV nät respektive 2 MW på 0–69 kV nät. Utredningen anser att valda nivåer på parametern är relevanta i sammanhanget.

Positiva värden på marginalförlustkoefficienterna innebär debitering vid inmatning medan negativa värden innebär kreditering. För beräkning av de marginella förlustkoefficienterna på regionnäten så har Svenska Kraftnät gjort en preliminär uppskattning inom ramen för denna utredning. Detta innebär att det finns en preliminär uppskattning av marginalförlustkoefficienterna. Dessa kan sedan användas på precis samma sätt som Svenska Kraftnät använder marginalförlustkoefficienterna för sina egna nättariffer.²⁶ Det kan bli mycket höga förlustkoefficienter i vissa fall vid radiella ledningar. Svenska Kraftnät har för sina tariffer satt en gräns på att marginalförlustkoefficienten max kan vara +/- 10 procent. Utredningen anser att en motsvarande gräns bör gälla för regionnäten.

Energidelen i nätnyttöersättningen är med denna metod kostnadsneutral ur nätägarens synvinkel. Ett kraftverk i regionnätet får ju betalt för sin marginella påverkan på elnätets förluster (inklusive påverkan på stamnätets förluster vid stamnätstariffen). Alternativt får de betala i nättariffen vid positiv förlustkoefficient.

²⁶ För mer information om detta se "Prislista för stamnätet", Svenska Kraftnät.

Nätnyttosättning på lokalnät

Utredningen har diskuterat olika möjligheter för hur en metod att beräkna nätnyttosättning i lokalnäten kan se ut. Slutsatsen har blivit att föreslagna metoder antingen är för detaljerade och administrativt betungande eller alltför schabloniserade och leder till felaktiga resultat. Det finns ett uttalat önskemål från såväl nätägare som elproducenter att få klara regler för hur dessa beräkningar ska gå till. Samstämmigheten är dock inte lika stor när man diskuterar detaljerade förslag, inte ens inom varje kollektiv. Det har inom denna utrednings snäva tidsramar inte funnits möjlighet att ta fram detaljerade förslag för nätnyttosättning på lokalnät och dessutom göra en konsekvensanalys av dessa för såväl framtida elproducenter som nätägare.

Däremot kan ett lokalnätsföretag anslutet mot regionnätet använda regionnätets marginella förlustkoefficienter som utgångspunkt vid beräkning av nätnyttosättning för lokalnätets elproducenter.

4.8 Avbrottsersättning till elproducenter

Inget förslag lämnas avseende skadestånd eller avbrottsersättning till elproducenter.

Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag.

4.8.1 Utredningens överväganden

Om man är elanvändare och blir bortkopplad p.g.a. ej fungerande elnät har man enligt ellagen rätt till avbrottsersättning. Ett syfte med detta regelverk är att ge nätägaren ett incitament att upprätthålla en hög tillförlitlighet i sitt elnät.

Utredningen har blivit kontaktad av ägare till elproduktionsanläggningar med önskemål om att se över regelverket avseende skadestånd och avbrottsersättning. Frågan är om det finns skäl för att reglerna för avbrottsersättning som gäller för elanvändare även ska gälla för elproducenter. Med en kostnad för nätägaren vid even-

tuellt näthaveri får denna ett incitament att se till att ledningen inte havererar. Detta leder till att nätägarens krav på redundans i nätet ökar vilket ökar kostnaderna för nätinvesteringen. Utredningen frågar sig om det är önskvärt att införa denna ändring.

Vid diskussioner inom utredningens expertgrupp har den här frågan ansetts vara liten samt att det är ovanligt med problem eftersom avbrott på ledningar ofta är väl samplanerade mellan nätägaren och elproducenten. Frågan kan istället ses som ett argument för att tillåta att anslutningsledningar tillhör elproduktionsanläggningen eftersom elproducenten då själv har ansvar för sitt eget nät. Detta skulle kunna bli fallet om det förslag som utredningen hänskjuter till Energinätsutredningen om *enskild ledning* införs efter ytterligare bearbetning. Å andra sidan har åsikten framkommit att man skulle kunna lösa frågan genom att föreskriva att samma regler för ersättning ska gälla för både inmatnings- och uttagspunkter vid avbrott i nättillgängligheten. Men det finns också en möjlighet att teckna avbrottsförsäkringar, där man efter en karenstid kan få full ersättning för förlorade kWh från försäkringsbolaget.

Det befintliga regelverket för avbrottsersättning tillkom för att skydda elanvändare, inklusive näringsidkare. Av detta kan man dra slutsatsen att det inte är givet att lagstiftaren är villig att utöka regleringen. Inom utredningen är också den allmänna meningen att det är bättre att lösa frågan genom frivilliga avtal eller försäkringar, än att utarbeta tvingande regler.

Svenska Kraftnät har i sin vindkraftsutredning enligt regleringsbrev 2007 öppnat upp för 1100 MW ledig kapacitet på radiella ledningar i norra Sverige. Detta är gjort under vissa förutsättningar. Ett nytt regelverk måste skapas för att hantera mothandel på radiella ledningar. Ett visst överabonnemang tillåts på radiella ledningar, upp till den gräns där mothandelskostnaden är lika med intäkterna från nyetableringen. Störningar i nätet eller planerade avbrott, t.ex. underhåll på ledningen, kan innebära begränsningar av överföringskapaciteten eftersom man i dessa situationer inte tillämpar mothandel utan istället begränsar all ansluten elproduktion på den radiella ledningen relativt i förhållande till sin anslutna kapacitet. En avbrottsersättning för elproducenter skulle leda till avsevärda ekonomiska konsekvenser, t.ex. vid stora näthaverier. Det skulle också vara svårt att utveckla ett regelverk som motverkar marknadsspekulation. Om en avbrottsersättning till producenter skulle bli aktuell skulle därmed förslaget om ett visst överabonnemang leda till ekonomiska risker för Svenska Kraftnät vilka snarast motverkar detta förslag,

vilket ju har som syfte att öka mängden ansluten förnybar produktion utan att bygga ut näten.

Sammantaget finner utredningen att frågan bör lösas via avtal eller försäkringar, snarare än via ett utökat regelverk.

4.9 Effektbegränsning

Inget förslag lämnas avseende effektbegränsning.
--

Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag.

4.9.1 Utredningens överväganden

En frågeställning har uppkommit inom utredningen om det skulle kunna finnas behov av att se över frågan om effektbegränsning. Med effektbegränsning avses att inmatad maxeffekt från en elproduktionsanläggning begränsas genom att teckna ett mindre nätabonnemang än elproduktionsanläggningens maxeffekt.

En nätägare kan ha möjlighet att ta emot en viss effekt utan att göra (större) nätinvesteringar i ett område. När en elproducent vill ansluta en kraftanläggning som innebär att denna maxeffekt överskrids måste därmed effekt kunna begränsas. Elproducenten ska kunna göra sin investering och komma överens med nätägaren om att begränsa anläggningens effekt tills en nätinvestering ökat kapaciteten. Tillfälliga abonnemang kan tecknas vid behov.

Vid diskussioner i utredningens expertgrupp har det framkommit att det finns en fungerande praxis redan idag, varför inget förslag lämnas.

5 Ekonomiska och andra konsekvenser av förslagen

5.1 Förutsättningar för konsekvensbeskrivningen

Kommittéförordningen

Kommittéförordningen (1998:1474) innehåller bestämmelser om kostnadsberäkningar och andra konsekvensberäkningar. Om förslagen i ett betänkande påverkar kostnaderna eller intäkterna för staten, kommuner, landsting, företag eller andra enskilda ska en beräkning av dessa konsekvenser redovisas i betänkandet. Om förslagen innebär samhällsekonomiska konsekvenser i övrigt ska även dessa redovisas. När det gäller kostnadsökningar och intäktsminskningar för staten, kommuner eller landsting, ska kommittén föreslå en finansiering (14 § kommittéförordningen). Om förslagen i ett betänkande har betydelse för den kommunala självstyrelsen ska konsekvenserna i det avseendet anges i betänkandet. Detsamma gäller när ett förslag har betydelse för brottsligheten och det brottsförebyggande arbetet, för sysselsättning och offentlig service i olika delar av landet, för små företags arbetsförutsättningar, konkurrensförmåga eller villkor i övrigt i förhållande till större företags, för jämställdheten mellan kvinnor och män eller för möjligheten att nå de integrationspolitiska målen (15 § kommittéförordningen).

5.2 Ekonomiska konsekvenser

5.2.1 Konsekvenser för värdmyndigheten för elnätsinvesteringsfonden

Förslaget om inrättandet av en elnätsinvesteringsfond (kap. 4.1) innebär att en myndighet ska utses vilken ska stå som värd för det särskilda beslutsorgan som ska administrera och förvalta fonden.

Detta beräknas kräva utökade personalresurser med totalt en heltidsanställd (kan delas mellan ordinarie personal). Utöver detta uppkommer kostnader för sammanträden, resor och arvoden för beslutsorganet samt kostnader för kapitalförvaltning. Totalt kommer detta att kräva ett tilläggsanslag till den berörda myndigheten på 2 till 3 miljoner kronor enligt utredningens bedömning.

5.2.2 Konsekvenser för Energimarknadsinspektionen

Förändringar i regelverket runt koncessionshanteringen leder till delvis förändrad handläggning för EMI. Det kommer att leda till en förenklad process i vissa fall och en viss ökad arbetsbörda i andra fall. Om det interna nätet inom en elproduktionsanläggning undantas från koncessionsplikt minskar antalet ärenden som Energimarknadsinspektionen ska hantera. Däremot kan förslaget om lättnader i kraven på en koncessionshavare leda till att det inkommer fler ansökningar, särskilt i inledningsskedet när lagförändringarna genomförs. Sammantaget bedömer utredningen att förändringen kommer att bli liten.

I utredningens förslag om begränsad nättariff för nya anläggningar för produktion av förnybar el betonas att Energimarknadsinspektionen bör ges resurser och ett tydligt uppdrag att se över tariffstrukturen. Det kommer att kräva tid och resurser att utarbeta en metodik för tillsyn av nättarifferna för produktionsanläggningar, särskilt med hänsyn till efterföljande rättsprocesser. Utredningen uppskattar kostnaden till 2–3 miljoner kronor per år. En höjning av nätövervakningsavgiften bör därför bli aktuell för att täcka dessa kostnader.

Utredningens förslag om månadsmätning för små producenter i kapitel 4.6 samt klarare regler för beräkning av nätnyttan på regionnät i kapitel 4.7 kan förväntas leda till att mängden överklaganden minskar vilket underlättar EMI:s arbete, dock endast marginellt.

5.2.3 Konsekvenser för nätföretagen

Konsekvenserna för nätägarna varierar i många fall beroende på geografi och hur förutsättningarna är för att uppföra nya elproduktionsanläggningar i området. Koncessionsförslagen innebär för en områdeskoncessionär att det interna nätet inom en elproduktionsanläggning

oftare kommer att ägas av elproducenten. Därmed betraktas en elproduktionsanläggning med flera enheter som *en* sammanhållen anläggning. För nätägaren innebär det att anslutningspunkten och punkten där mätning sker, förflyttas. I stället för flera mätpunkter, i t.ex. en vindkraftpark, blir det bara en. Utredningen uppfattar att detta inte är negativt för nätägaren. Tvärtom kan diskussionerna mellan nätägare och elproducent om den tekniska lösningen på elnätet inom elproduktionsanläggningen bli tidsödande vilket man slipper med denna konstruktion.

Förslagen i kapitel 4.4 och 4.5 som berör nättariffnivåerna påverkar de nätföretag som har anslutit eller kommer att ansluta förnybara elproduktionsanläggningar inom sitt koncessionsområde. Efter år 2015 kommer de befintliga elproduktionsanläggningarna med en effekt om högst 1 500 kW få betala full ordinarie nättariff, vilket leder till ökade intäkter för nätägarna. Det övriga kundkollektivet kan då få en lägre nättariff. När det gäller nya anläggningar för produktion av förnybar el kan den begränsade tariffnivån innebära att intäkterna minskar för vissa nätägare. Denna minskade intäkt kommer i så fall att tas in från kundkollektivet i övrigt, dvs. elanvändare och elproducenter som inte berörs av förslaget om begränsad tariff. Detta förutsatt att inte elnätsbranschen genomför en omfördelning av nättarifferna mellan elnätsföretagen vid större installationer av lokal produktion. Förslagen avseende nättariffnivåerna kommer att innebära att nätägarna måste utarbeta nya inmatningstariffer, vilket kommer att ta resurser i anspråk, speciellt för de nätägare som inte har så mycket erfarenhet av produktion inom sitt område. Tarifferna för elanvändarna kommer också att behöva justeras. Hur detta sker beror mycket på den överordnade ekonomiska regleringen. För regionnäsägare leder även förslaget om marginalförlustberäkning i kapitel 4.7 till att nya rutiner måste utarbetas.

Förslaget om nätnyttobräkningar för regionnät leder till ett ökat åtagande för Svenska Kraftnät eftersom de föreslås få i uppdrag av regionnäsägarna att genomföra beräkningarna. Ur resurssynpunkt är dock denna lösning mer ekonomisk jämfört med om varje nätägare själva ska genomföra beräkningarna. För Svenska Kraftnät skulle förslaget innebära att man en gång per år tar emot uppgifter från regionnäsägarna, gör beräkningarna utifrån dessa och vidarebefordrar resultatet tillbaka till regionnäsägarna. För regionnäs-företagen innebär förslaget införande av en ny rutin vilket initialt innebär merarbete. Å andra sidan är det en enhetlig metod som kräver en begränsad arbetsinsats när rutinen är inarbetad.

Utredningens förslag (kap. 4.6) om undantag från timvis mätning för små elproducenter innebär att nätföretagen måste utforma sina system för att hantera en ny form av schablonavräkning med producenter (finns för konsumenter tidigare). Engångskostnaden för att utveckla SAP (Eons datorsystem för balansavräkning) beräknas för Eons del till cirka 100 000 kronor. Denna kostnad kan givetvis skilja sig åt mellan olika nätföretag men storleksordningen torde kunna räknas i hundratusentals kronor och inte miljoner. Ett annat alternativ, i områden där detta inte är möjligt (t.ex. områden med mycket småskalig elproduktion och få uttagskunder), är att nätbolaget sätter in timavläsning men endast tar betalt för månadsavläsning. Enligt Eons beräkningar blir den årliga merkostnaden i ett område med 300 småskaliga anläggningar drygt 300 000 kronor. En enklare hantering utan krav på timmätning bör leda till totalt sett lägre kostnader för nätbolagen. De är redan idag vana att för konsumenter enbart hantera månadsvärden.

De branschgemensamma råden "Administrativa riktlinjer för elnätsanslutningar" bör fungera som ett stöd i processen, särskilt för mindre nätföretag med ringa erfarenhet av nya anslutningar av elproduktionsanläggningar.

Bland lokalnätsföretagen finns en mängd små företag. De berörs av förslagen i stort sett på samma sätt som de stora elnätsföretagen men det finns vissa skillnader. De små företagen har ofta lättare att styra om sina rutiner. Däremot finns det ofta mindre resurser att lägga på förändringsarbetet. Utredningen bedömer att fasta rutiner och klara regler är något som välkomnas av de små elnätsföretagen. Detta eftersom de slipper lägga ner mycket arbete på att bevaka, utreda samt utarbeta egna rutiner och metoder. Detta gäller t.ex. utarbetandet av nättariffer. På den negativa sidan kan begränsningen av nättariffer tillsammans med en ökande andel förnybar elproduktion, för ett litet nätföretag innebära återkommande revideringar av nättarifferna för sina kunder. Detta eftersom några tillkommande elproduktionsanläggningar i ett litet nätkoncessionsområde kan få stort genomslag på den totala kostnadsbilden för företaget.

5.2.4 Konsekvenser för små företag

Koncessionsförslagen kommer att leda till delvis förbättrade ekonomiska förutsättningar för små elproducentföretag. Vid genomförandet av ett byggprojekt är tidsaspekten viktig. En trimning av

processerna ger därför förbättrade förutsättningar. Förslaget om att Energimarknadsinspektionen vid koncessionshandläggningen endast ska behöva pröva nätägarens och ledningens lämplighet för de fall miljöprövningen är gjord i annan instans, är en del i att snabba upp processerna. Eftersom lokaliseringsfrågan redan har behandlats i annan instans bör "risken" vara liten att koncessionsbeslutet överklagas.

Förslaget om möjlighet att lätta på kraven som ställs på en koncessionshavare, innebär att administrationen minskar för dem som har koncession för en anslutningsledning till en elproduktionsanläggning. På sikt hoppas utredningen att Miljöprocessutredningens arbete som förhoppningsvis utmynnar i en samordnad tillståndsansökanprocess, kommer att leda till att det blir enklare att administrera och ansöka om tillstånd för en elproduktionsanläggning.

De branschgemensamma råden "Administrativa riktlinjer för elnätanslutningar" är ett stöd i processen även för producenter, särskilt för små företag med liten erfarenhet. Syftet med riktlinjerna är att processerna ska flyta bättre, att parterna ska veta vad som förväntas av dem och att minska risken för samarbetsvårigheter.

De ekonomiska förutsättningarna försämras vid det föreslagna borttagandet av den reducerade nättariffen för småskalig elproduktion, dvs. anläggningar med en effekt om högst 1 500 kW. Utredningen bedömer dock att de ekonomiska förutsättningarna är tillräckligt bra för "normalproducerande" anläggningar. Utredningen har sett exempel på anläggningar som producerar väldigt lite eller ingen el alls. För dessa anläggningar blir en övergång till ordinarie tariffer kostsam. För ägare av nya anläggningar med en effekt om högst 1 500 kW kommer ekonomin att försämras eftersom de kommer att bli tvungna att betala upp till 3 öre mer per producerad kWh jämfört med dagsläget. Däremot innebär det föreslagna regelverket att nya producenter kan välja den mest rationella storleken oavsett om den är mindre eller större än 1 500 kW.

Utredningen föreslår undantag från timvis mätning för små elproducenter samt möjlighet till nettomätning och nettodebitering. Detta innebär en avsevärd förenkling och kostnadsbesparing för de allra minsta produktionsanläggningarna. I synnerhet innebär detta att ett avgörande hinder för solcellsproduktion försvinner och i viss mån vindelproduktion i s.k. gårdskraftverk. Försäljningen av denna typ av anläggningar väntas öka kraftigt.

När det gäller konsekvenser för små elnätsföretag har dessa behandlats under 5.2.2.

5.2.5 Konsekvenser för elanvändare

Den förslagna elnätinvesteringsfonden (kap. 4.1) ska finansieras via en fondavgift i förhållande till nätkundernas elkonsumtion. Utredningen har gjort ett försök till uppskattning av fondens kapitalbehov vilket redovisas i tabellen nedan. Det är dock svårt att sia om de kostnader som kommer att gälla i framtiden. Det bör betonas att detta enbart är räkneexempel utifrån den utbyggnadstakt som bedöms rymmas inom det nuvarande elcertifikatssystemets ramar. Om inte dessa projekt blir av så är det troligt att andra kommer till i deras ställe. Den totala omfattningen är dock begränsad genom elcertifikatskvoten. Uppgifterna som ligger till grund för beräkningarna avser endast vindkraft eftersom det är där det största behovet av elnätförstärkningar är att vänta. De projekt som ingår är hämtade från Svensk Vindkraft som typexempel. Utredningen har gjort egna efterforskningar om vad dessa skulle medföra i form av anslutningskostnader. Enligt detta exempel skulle en utbyggnad av knappt 8 TWh vindkraft medföra ett kapitalbehov på knappt 300 miljoner kronor mellan åren 2008 och 2012.

Tabell 5.1 Kapitalbehov för elnätinvesteringsfonden

Kostnad mkr/år	Kostnad öre/kWh för nätkund
2009: 8	0,01
2010:36	0,02
2011:0	0,00
2012: 231,6	0,15
<i>Genomsnitt</i>	<i>0,05</i>

Avgiften för nätkunden skulle då under dessa år bli i snitt 0,05 öre per kWh eller cirka 10 kronor per år för en normalstor eluppvärmd villa (20 000 kWh/år). Utredningen har själv inte gjort någon bedömning av vilka planerade elproduktionsanläggningar som beräknas bli byggda. Utredningen vill heller inte uttala sig om vilka projekt som kommer att bli aktuella för att få medel från fonden.

Elkonsumenterna kan förhoppningsvis kompenseras för den ökade nätkostnaden som fonden innebär genom en ökad tillgång på förnybar el i första hand. I andra hand genom en större press på elcertifikatspriset och i ett senare skede (om mer samhällsekonomiskt utbyggd produktion av förnybar el leder till ökad politisk acceptans

av höjd elcertifikatskvot) till en ökad tillgång på förnybar el och därmed större press på elpriset. Sammantaget är syftet med fonden att konsumenterna ska få en lägre totalkostnad. Visserligen orsakar fonden vissa kostnader men utan fonden skulle kundernas kostnad bli väsentligt högre. Detta eftersom samtliga certifierade produktionsanläggningar får ta del av en höjning av elcertifikatspriset. Det högre elcertifikatspriset är egentligen avsett för att vissa anläggningar med dyra nätanslutningar ska kunna anslutas.

Utredningen har utarbetat förslagen om förändringar av koncessionsplikten och kraven som ställs på en koncessionshavare, med den föresatsen att inga negativa konsekvenser ska uppkomma för elanvändarna. Undantaget från koncessionsplikt för det interna nätet inom en elproduktionsanläggning gäller inom begränsade ytor där det inte finns skäl för elanvändare att ansluta sig mot elnätet. För de fall där det finns elanvändare inom det begränsade området, kan det vara mindre lämpligt med ett undantag från koncessionsplikten. Om det ändå i undantagsfall ansluts elanvändare mot ett koncessionsfritt nät, sker detta genom ett civilrättsligt avtal eftersom Energi marknadsinspektionen endast utövar tillsyn mot koncessionspliktiga nät. Tillsyn mot icke koncessionspliktiga nät sker endast efter anmälan.

Utredningen har överlåtit till Energinätsutredningen att utreda frågan om enskild linje vidare. Tanken med koncession för enskild linje är dock att den ska vara enskild, dvs. det är endast lämpligt med den typen av koncession i områden där det inte finns andra anslutande elanvändare eller elproducenter. Därför bör detta förslag ha en mycket begränsad påverkan på nätkunderna.

Borttagandet av den reducerade nättariffen för småskaliga elproducenter tillsammans med den föreslagna begränsningen av nättariffen till maximalt 3 öre per kWh kan leda till konsekvenser för kunder. I områden med många befintliga småskaliga elproduktionsanläggningar får idag kundkollektivet dela på den kostnad som elproduktionsanläggningarna orsakar men inte behöver betala för p.g.a. nättariffbegränsningen för produktionsanläggningar om högst 1 500 kW. Övergångsbestämmelserna gäller enligt förslaget fram till år 2015 och efter denna tidpunkt kommer elproducenterna att betala ordinarie tariff. Förutsatt att de totala kostnaderna för att driva elnätet fördelas på alla inmatnings- och uttagskunder kommer de övriga kunderna i detta område att genomgående få lägre nättariff. Skillnaden är i de flesta fall marginell, men i områden med extremt stor andel småskalig elproduktion kan skillnaden vara betydande. Elnäts-

utredningen (SOU 2000:90) beräknade att de reducerade tarifferna på Gotland ledde till att lokalnätskunderna fick betala 10–20 procent högre nättariff p.g.a. de 139 vindkraftverk som då var i drift och som omfattades av regelverket. Idag finns cirka 160 vindkraftverk på Gotland. Efter övergångsbestämmelsernas sluttidpunkt bör elanvändarna på Gotland alltså att få en betydande tariffminskning. Även för områden där det kommer att byggas nya anläggningar med en effekt om högst 1 500 kW, kommer nätägarna att få ökade intäkter vilka kan leda till sänkta tariffer för elanvändarna.

Å andra sidan kan förslaget om begränsning av nättariffen till maximalt 3 öre per kWh innebära en viss ökning av nättarifferna för elanvändarna i områden med goda förutsättningar för utbyggnad av ny elproduktion där anläggningarna är större än 1 500 kW. Detta gäller i de fall där ordinarie tariff skulle ha hamnat på över 3 öre per kWh. Mellanskillnaden mellan 3 öre per kWh och den ordinarie tariffen kommer då att tas ut av kundkollektivet, om inte nätbranschen omfördelar sina nättariffer mellan elnätsföretagen i dessa fall. Konsekvenserna begränsas dock av att tarifftaget ligger förhållandevis högt jämfört med den reducerade tariffen för småskaliga elproduktionsanläggningar som råder idag. Nätägarens kostnader täcks alltså i betydligt högre grad jämfört med om elproduktionsanläggningar med en effekt om högst 1 500 kW skulle ha anslutits enligt nuvarande förutsättningar. Konsekvenserna begränsas också av att tidsperioden inskränks till att gälla under de första tio åren då underhållskostnaderna bedöms vara små för ett nybyggt elnät.

Utredningens förslag om undantag från timvis mätning för små elproducenter samt möjlighet till nettodebitering innebär efterlängttade förenklingar för de elanvändare som önskar producera el. Det är framförallt de allra minsta produktionsanläggningarna, producenter för husbehov, som har efterfrågat denna kostnadsbesparing och förenkling av hanteringen. Utredningen gör bedömningen att detta framförallt gynnar solcellsproducerad el och vindelproduktion från s.k. gårdskraftverk. För något större anläggningar så utgör inte kostnaden för mätning något avgörande hinder i dag. Genom att ett betydande hinder för egen produktion av el för egen konsumtion försvinner innebär detta även en mycket viktig pedagogisk signal att det går att göra något åt den egna klimatpåverkan genom investeringar i förnybar elproduktion i hemmet.

5.2.6 Konsekvenser för statens budget

Utredningens förslag om att inrätta en elnätsinvesteringsfond med en värmyndighet innebär ökad administration för myndigheten i storleksordningen en heltidsanställd. För detta bör tillföras ytterligare anslag. Kostnaden för administration och förvaltning av fonden är beräknad till mellan 2 och 3 miljoner kronor årligen. De ökade utgifterna kan lämpligen finansieras genom den skatt (i betänkandet kallad fondavgift) som ska belasta uttagskunderna för att finansiera elnätsinvesteringsfonden.

Utredningen anser att Energimarknadsinspektionen bör ges ett tydligt uppdrag att se över tariffstrukturen för producenter av förnybar el. Detta kommer att kräva ytterligare personella resurser på myndigheten, vilket troligen leder till ett behov av ökat anslag från staten på 2–3 miljoner kronor. Detta täcks förslagsvis genom en höjning av nätövervakningsavgiften.

5.2.7 Samhällsekonomiska konsekvenser

Ett av huvudmotiven till den föreslagna nätinvesteringsfonden är att den kommer att underlätta för etableringen av samhällsekonomiskt motiverad elproduktion. Det innebär att utbyggnaden av produktionen av förnybar el kommer att kunna göras med lägre samhällsekonomiska kostnader och med ett mer rationellt utnyttjande av produktionsresurserna tack vare fonden. Detta skapar goda möjligheter för en omfattande utbyggnad av exempelvis vindkraft i framtiden till en lägre kostnad än vad som annars hade varit fallet. En ökad produktion förutsätter dock att elcertifikatskvoterna ökar, eller att något annat system införs. Fondens existens ger i sig inte en ökad produktion av förnybar el utan bidrar huvudsakligen till att en given mängd förnybar kraft byggs ut så samhällsekonomiskt som möjligt.

Fonden har som syfte att underlätta nätinvesteringar som medel för att uppfylla de mål för förnybar elproduktion som omfattas av elcertifikatssystemet. Fondens existens beror således på om det finns behov av nätinvesteringar inom ramen för elcertifikatskvoten.

En förväntad och även önskvärd effekt av fonden är att sådana investeringar ska komma till stånd vilka är positiva ur samhällsekonomisk synvinkel men som på grund av trappstegskostnader eller flaskhalsar idag inte blir av. Tack vare fonden sänks elanvändarnas

kostnader för elcertifikaten mer än vad som motsvaras av kostnaderna för fonden, se figur 4.2. Elanvändarna förväntas alltså vinna på fonden. Samhällets kostnader för en övergång till hållbar elproduktion förväntas därmed sjunka. Tack vare den lägre kostnaden för omställningen är det då sannolikt att samhället kan komma att acceptera en allt större andel förnybar elproduktion och en ökning av elcertifikatskvoten kan lättare motiveras.

Ett allmänt främjande av utbyggnaden av förnybar elproduktion innebär att det blir ett ökat behov av service i glesbygdsområden, vilket kan innebära att det blir förutsättningar för ny näringsverksamhet. Utredningens förslag att ta bort 1 500 kW-gränsen bör leda till en mer samhällsekonomisk utbyggnad, eftersom investerare förväntas välja den mest ekonomiska storleken på kraftverk i stället för att anpassa den till nättariffregler. Tariffbegränsningen om 3 öre per kWh bör leda till att det kommer vara fortsatt intressant att bygga ut kraftverk även i glesbygd, vilket har en positiv påverkan på företagsamhet i dessa områden samt möjligheten för enskilda och mindre företag att bidra till ett hållbarare samhälle.

5.3 Övriga konsekvenser

Utredningen har övervägt huruvida förslagen i betänkandet kan komma att få effekter på den kommunala självstyrelsen, brottsligheten, jämställdheten mellan kvinnor och män eller möjligheterna att uppnå de integrationspolitiska målen. Utredningens bedömning är att förslagen inte påverkar något av dessa mål.

6 Författningskommentarer

6.1 Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)

1 kap

Ändamål och definitioner m.m.

6 a §

Denna paragraf, som är ny, innehåller en definition av vad som avses med förnybar el. Utredningen har valt att koppla definitionen till den definition av förnybar el som anges i lag (2003:113) om elcertifikat. Skälet till detta är följande: Flera av förslagen till förändring i denna lag är avgränsade till att gälla endast för sådan produktion som är berättigad till elcertifikat. I det fall kriterierna för vad som ska vara berättigad till elcertifikat ändras i elcertifikatslagen, är avsikten att detta ska resultera i att även tillämpningen av bestämmelserna för förnybar el i ellagen anpassas.

2 kap.

Förenklad prövning av tillåtlighet

10 a §

Genom denna paragraf föreslår utredningen att möjligheterna öppnas för en förenklad eller snarare samordnad miljöprövning inför beslut om koncession för linje. Förslaget syftar i första hand till att förbättra förutsättningarna för utbyggnad av ny förnybar elproduktion men gäller i tillämpliga fall även andra nya elproduktionsanläggningar. Utredningens förslag är att som ett första steg mot en samordnad miljö- och bygglovsprövning, att Energimarknadsinspektionen ska ha möjlighet att endast pröva nätägarens lämplighet (2 kap. 10 §)

respektive ledningens lämplighet i förhållande till det nationella elsystemet (2 kap. 6 §) efter att annan instans prövat och godkänt lämpligheten ur övriga aspekter som ska prövas enligt ellagen (även 2 kap. 8 §)¹. Om en anslutningsledning alternativt en elproduktionsanläggning och anslutningsledning som en enhet, miljöprövats (enligt kap. 9 och 17 Miljöbalken) i annan instans ska den redan gjorda miljöprövningen räcka även för Energimarknadsinspektionen vid koncessionshandläggningen, istället för enligt nuvarande ordning när en ny miljöprövning genomförs. Förutsättningen är att miljöprövningen redan gjorts och att den gäller för hela anläggningen, det vill säga elproduktionsanläggningen plus anslutande ledning som en enhet. Elproducenten har härvidlag möjlighet att själv välja att söka tillstånd för elproduktionsanläggning plus anslutningsledning som en enhet. Noteras bör att detta är tillämpligt endast vid de fall en koncession för linje behövs för ledningen eftersom nya ledningar inom en befintlig områdeskoncession ej kräver ett nytt koncessionsbeslut. Om Energimarknadsinspektionen finner nätägaren och ledningen lämplig i enlighet med miljöprövningen bör inga skäl finnas för en överklagan eftersom ledningens utförande redan prövats. Överklagan blir således främst aktuell när Energimarknadsinspektionen finner att nätföretaget eller ledningen är olämplig enligt ellagen.

Lättnader i kraven på koncessionshavare

12 a §

Utredningen inför genom detta förslag möjlighet till lättnader i kraven på en koncessionshavare, i vissa fall. Förutsättningarna är att koncessionen avser en ledning som är avsedd för inmatning av el från en elproduktionsanläggning. Efter ansökan ska nätmyndigheten kunna besluta om befrielse från vissa krav. Kraven som det ska vara möjligt att få befrielse från är; årlig redovisning av nätverksamheten, skyldighet att upprätta risk- och sårbarhetsanalys avseende leveranssäkerheten i elnätet, åtgärdsplan för hur leveranssäkerheten i nätet ska förbättras (3 kap. 9 c § ellag), informationsskyldighet till elanvändare (3 kap. 9 d §), krav på upprättande av övervakningsplan (3 kap. 17 §) och att lämna skriftlig uppgift om sin nättariff (4 kap.

¹ 8 § En nätkoncession för linje får inte strida mot en detaljplan eller områdesbestämmelser. Om syftet med planen eller bestämmelserna inte motverkas, får dock mindre avvikelser göras.

11 §). Det ska finnas möjlighet till befrielse från åtgärdskravet vid avbrott (3 kap. 9 a §), dock inte funktionskravet god kvalitet.

Vid en överlåtelse av en nätkoncession för linje är koncessionshavaren skyldig att meddela detta till Energimarknadsinspektionen. Beslutet om befrielse från kraven ska då omprövas.

Detta förslag bygger på att tredjepartstillträdet och kravet på legal åtskillnad mellan elproducenter och nätägare kvarstår. Utredningen anser att föreslagna lättnader i administrationen kan göras utan att någon risk för rättssäkerheten uppkommer.

3 kap.

10 §

Paragrafen innehåller i dag en bestämmelse som ger *elanvändare* med säkringsabonnemang om högst 63 ampere den möjlighet till undantag som nu utredningen även vill ska tillämpas för småskaliga *elproducenter*. Genom ändringen i denna paragraf införs en möjlighet för elproducenter, med ett säkringsabonnemang som är högst 63 ampere, att undantas från kraven på timvis mätning, beräkning och rapportering (se även avsnitt 4.6), vilket även kallas för mätning över tiden. Istället ska hanteringen ske månadsvis genom att produktionen schablonberäknas, uppmäts i efterhand varefter en beräkning av produktionens verkliga fördelning över tiden sker. Förbrukningsprofilen, som ligger till grund för gällande andelstal, såsom den räknas ut idag i enlighet med gällande föreskrifter, kommer inte att stämma om inte all produktion timmäts. Det åligger Energimarknadsinspektionen att se över föreskrifterna samt allmänna råden om mätning, beräkning och rapportering så att de reflekterar behovet av anpassning till förekomsten av icke timmätt produktion som ett resultat av utredningens förslag. Möjligheten att få produktionen mätt över tiden ska även fortsättningsvis finnas kvar.

I paragrafen införs även en rätt för *elanvändare* som samtidigt är elproducent att få inmatad el och uttagen el mätt, beräknad och rapporterad var för sig. Detta är mycket viktigt framför allt för solproducenter eftersom dessa har en produktion som är starkt koncentrerad till sommarhalvåret medan konsumtionen sker till största del under vinterhalvåret. En förutsättning för att tillgodoräkna sig den inmatade elen i förhållande till elhandelsbolaget, med vilka solcellsproducenten avtalar om villkor för försäljning av elenergin, är

att denna faktiskt uppmäts och rapporteras av nätföretaget. Vissa nätföretag installerar redan i dag mätare som kan hantera denna frågeställning. Det är även viktigt för de producenter som alltid är nettokonsumenter per månad att produktionen mäts. Det kan ju inträffa att det vissa timmar produceras mer än vad som konsumeras och då måste ju detta mätas för att produktionen ska kunna tillgodoräknas den som producerat. Dvs. nettot per månad är det som debiteras kunden vid konsumtion. Utredningen vill med detta förslag säkerställa likabehandling av elproducenterna.

Kostnader för mätning och beräkning

11 §

Förslaget till förändring i 11 § är en följd av det undantag från mätning, beräkning och rapportering som införs för småskalig elproduktion genom den föreslagna förändringen i 3 kap. 10 §. Genom denna förändring blir huvudregeln att småskaliga elproduktionsanläggningar månadsavräknas genom användandet av schablon. Om elproducenten fortsättningsvis önskar få produktionen mätt på annat vis så får han eller hon betala för detta. Detta gäller redan idag för elanvändare, med denna ändring så tillämpas detta även för elproducenter. I samma paragraf införs en möjlighet för småskaliga elproducenter, som samtidigt är elanvändare att undvika att betala för både uttags- och inmatningsabonnemang. En elanvändare kan välja att ha kvar uttagsabonnemanget trots att han eller hon även matar in el på nätet. Storleken på abonnemanget bestäms av vad som uppgår till det högsta värdet under året, inmatningen eller uttaget. Valet att ha ett eller två abonnemang kan endast göras en gång per kalenderår.

14 §

Innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt åtnjuter i dag ett undantag (4 kap. 10 § ellagen) som innebär att de endast ska betala den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Genom 14 § har dessa elproducenter även varit befriade från att betala för kostnaden för mätutrustningen m.m. Då utredningen nu föreslår

att samtliga undantag för denna kategori elproducenter tas bort bör alltså även denna bestämmelse ändras.

4 kap.

Särskilt om nättariffer för linje

5 §

Idag har regionnätsföretagen möjlighet att välja mellan att ta ut kanaltariff eller medelvärdesbildad punkttariff av elproducenter. För att ge incitament till att nyttja näten rationellt föreslår utredningen att det i 5 § läggs till följande lydelse: *För en inmatningspunkt ska nättariffen utformas med hänsyn till var punkten är belägen.* Detta gör kanaltariffer obligatoriska på regionnät när det gäller elproducenter. För uttagskunder är det fortsatt inte tillåtet att tillämpa kanaltariff.

10 §

I 10 § föreslås språkliga ändringar. I övrigt se övergångsbestämmelser nedan.

10 a §

Genom förslaget i 10 a § införs en begränsning av storleken på avgiften för överföring av el till högst 3 öre per kWh för anläggningar för produktion av förnybar el (såsom definierade i lag 2003:113 om elcertifikat) tagna i drift efter den 1 januari 2007. Utöver denna avgift ska dessa producenter betala den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering. Avgiftsbegränsningen gäller endast för den del av den producerade elen som berättigar till elcertifikat. Förslaget i denna paragraf är sammankopplat med utredningens förslag med i 10 § (se övergångsbestämmelser). Endast om förslaget avseende 10 § genomförs ska även förslaget i 10 a § genomföras. Om däremot riksdagen beslutar att genomföra förändringar i lag (2003:113) om elcertifikat som innebär att kvotplikten ökar och därmed även ersättningen för förnybar el ökar så mycket att det kompenseras för nättariffhöjningen, så kan förslaget i 10 § genomföras utan att åtföljas av åtgärden i 10 a §. Observera att de anläggningar

som berörs av 10 § kan leverera en effekt om högst 1500 kilowatt medan bestämmelserna i 10 a § gäller även för större anläggningar.

10 b §

Detta förslag är en följd av förslaget i 10 a §. Paragrafen är avsedd att reglera den avgift för överföring av el som elnätsföretaget ska betala gentemot ovanliggande nät för el som har matats in på nätet från en anläggning som åsyftas i 10 a §. Eftersom elnätsföretaget genom 10 a § inte får ta ut avgifter som är större än 3 öre per kWh för vissa elproducenter så kan de hamna i den situationen att de inte får full täckning för kostnader som den inmatade elen orsakar gentemot ovanliggande nät. Därför måste även denna avgift begränsas till högst 3 öre per kWh, dock endast för den del som berättigar till elcertifikat. Begränsningen gäller endast för de elnätsföretag vars ledningar uteslutande används för inmatning av el.

Ikraftträdande och övergångsbestämmelser

Utredningen har valt att föreslå den 1 juli 2009 som det datum då lagen träder ikraft. Tidpunkten är satt utifrån det som bedöms vara praktiskt genomförbart. Vissa delar av författningsförslaget skulle om så önskas kunna behandlas mer skyndsamt, detta gäller exempelvis de förslag till bestämmelser som avser undantag från timvis mätning för små elproducenter. När det gäller de förslag som berör nät-koncessionsfrågor bör dessa samordnas med Energinätsutredningens (M2006:03) översyn av bestämmelserna för nätkoncession.

Bestämmelserna i 4 kap. 10 § gäller, genom övergångsbestämmelserna, endast för anläggningar som togs i drift före den 1 januari 2007 och upphör att gälla den 1 januari 2015. Detta förslag medför att det undantag som i dag gäller för anläggningar för produktion av förnybar el som kan leverera en effekt om högst 1500 kilowatt, upphör den 1 januari 2015. Dessa anläggningsinnehavare betalar idag endast den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Innehavaren betalar dessutom engångsavgift för anslutning. Anläggningar uppförda efter den 1 januari 2007 får inte del av detta undantag. Dessa åtnjuter istället den begränsning av avgiften för överföring av el som anges i 4 kap. 10 a §. Denna

avgiftsbegränsning gäller dock även anläggningar för produktion av förnybar el, större än 1500 kilowatt.

6.2 Förslag till lag om ändring i lag (2003:113) om elcertifikat

2 kap. Förutsättningar för att tilldelas elcertifikat

Mätning och rapportering

4 §

Genom detta förslag möjliggörs för små anläggningar, med en säkring på högst 63 ampere att, trots att de är undantagna från mätning över tiden (se utredningens förslag under 3 kap. 10 § ellag 1997:857) bli berättigade till att tilldelas elcertifikat. Elproducenten får även svara för den mätning, beräkning och rapportering som krävs för att erhålla elcertifikat. Detta gäller även för anläggningar med en säkring större än 63 ampere.

6.3 Förslag till lag om elnätsinvesteringsfond

Lagens ändamål

1 §

I denna paragraf anges ändamålet med lagen.

Definitioner

2 §

Här definieras vissa begrepp som är centrala i lagen.

Skyldighet att betala fondavgift

3 §

I denna paragraf anges storleken på den avgift som nätföretagen ska betala för finansiering av fonden. Utredningen har angett denna till 0,05 öre per kWh. Beloppet bör justeras om behovet av medel kan anses förändrat under tiden fram till Riksdagens behandling.

4 §

Nätföretagen kommer att debitera uttagskunderna för den kostnad som fondavgiften utgör. Denna kommer därmed att momsbeläggas. I paragrafen anges att det är uttaget för föregående år som ska ligga till grund för avgiftsfördelningen.

Förvaltning av avgiftsmedlen

5 §

Med *myndighet* avses den värdmyndighet som regeringen ska utse för förvaltningen av fondens kapital. Paragrafen innehåller även ett bemyndigande till regeringen att utforma de föreskrifter där det anges hur fondens medel ska förvaltas.

Avgiftsmedlens användning

6 §

Den avgift som ska finansiera fonden ska även täcka kostnaden för fondens administration. Paragrafen innehåller även ett bemyndigande till regeringen, eller den myndighet regeringen utser att föreskriva hur fondens medel får användas.

Fondens organisation

7 §

Paragrafen innehåller ett bemyndigande till regeringen att utse den myndighet som ska vara värd för fonden.

8 §

Paragrafen innehåller ett bemyndiganden till regeringen att utse de ledamöter som ska ingå i det särskilda beslutsorganet.

Elproducent som är berättigad att ansöka om fondmedel

9 §

I paragrafen anges vem som kan komma att åtnjuta medel från fonden. Definitionen följer lag (2003:113) om elcertifikat. Den elproducent som uppfyller förutsättningarna att tilldelas elcertifikat enligt den lagen ska även vara berättigad att ansöka om medel enligt denna lag.

Vad som kan ersättas

10 §

Det är endast nätavgift för anslutning av anläggning till en ledning eller ett ledningsnät som kan bli aktuell för ersättning från fonden. Fonden kan inte delfinansiera elnät inom produktionsanläggningen, utan endast de delar i nätet som blir tillgängliga för övriga nätanvändare vilket t.ex. innebär att de ledningar som är koncessionsfria inte kan bli föremål för finansiering från fonden.

Tilldelning av fondmedel

11 §

Fondavgiften är satt som en fast avgift som genomsnittligen över åren beräknas täcka behovet av stöd enligt de prognoser som finns att tillgå. Detta kan ge årsvariationer som innebär att ett projekt

som rangordnas som mindre samhällsekonomiskt ett år mycket väl kan vara motiverat ett annat år. I paragrafen anges att tilldelningen sker i mån av medel vilket innebär att en ansökan som får avslag ett år kan återkomma med en förnyad ansökan ett år då färre ansökningar föreligger. Det betyder också att det inte är möjligt att få ett avslagsbeslut prövat. Avsikten är att Energimarknadsinspektionen ska ingå i, alternativt höras av, fonden innan beslut fattas. Det betyder att om fonden har beviljat ansökan så har samtidigt inspektionen accepterat anslutningsavgiften. Eftersom fonden sedan beviljar medel är det knappast troligt att någon kommer begära prövning av denna anslutningsavgift. I det fall s.k. förtida delning tillämpas, enligt liggande förslag från Energimarknadsutredningen (SOU 2007:99), innebär det att kostnaden för nätbolagets nätförstärkning, förutom kostnaden för själva anslutningsledningen, har godkänts av Energimarknadsinspektionen. Kostnaden kan då till viss del täckas av framtida nya produktionsanläggningar. För dessa kan därmed endast kostnaden för själva anslutningsledningen, inte de tidigare gjorda förstärkningskostnaderna, möjligen ifrågasättas av Energimarknadsinspektionen.

12 och 13 §§

I paragraferna anges hur prioriteringen mellan ansökningarna ska ske. 13 § innehåller ett bemyndigande för regeringen eller den myndighet som regeringen utser att utforma närmare föreskrifter innehållande kriterier för tilldelning.

14 §

Denna paragraf innehåller en möjlighet för regeringen att besluta om en s.k. självfinansiering. Detta belopp ska sättas så att fondens administration blir praktisk och hanterbar. Tanken är att fonden endast ska få in ansökningar från anläggningar som ligger över medelnivån för vad det kostar att ansluta en anläggning för produktion av förnybar el till elnätet. Avsikten är ändå att alla de anläggningar som fonden är avsedd för ska kunna komma ifråga.

15 §

Paragrafen innehåller en plikt för berörda nätföretag att förse fonden med sådan information som krävs för att kunna behandla ansökningar om medel från fonden.

16 §

Paragrafen innehåller bestämmelser om vad som sker med fonden när den inte längre behövs.

6.4 Förslag till förordning om ändring i elförordning (1994:1250)

11 §

Utredningens förslag innebär att det i elförordningen införs en bestämmelse för vilken metod som ska användas när det avser hur förändring i energiförluster på regionnätet ska beräknas. Syftet är att det ska bli en mer likartad behandling på stam- respektive regionnäten vad gäller denna del av nättariffen.

6.5 Förslag till förordning om ändring i förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857)

19 b §

Förordningen innehåller sedan tidigare ett antal möjligheter till undantag från koncession. Bl.a. när det gäller industrianläggningar, koloniområden, bostadsområden m.m. Utredningens förslag innebär att förordningen tillfogas ytterligare ett område som kan beviljas undantag från koncession nämligen anläggningar för elproduktion. På ett sådant nät får i huvudsak endast inmatning av el ske. Uttag får endast göras för uttag som behövs för anläggningens drift.

30 §

På ett nät som har beviljats undantag från koncession kan överföring av el ske för annans räkning. Denna bestämmelse har tillkommit bl.a. eftersom det i efterhand kan anslutas elproduktionsanläggningar där det är rationellt att dessa matar in på samma interna nät.

Särskilda yttranden

Särskilt yttrande

av experterna Leif Boström, Roger Husblad, Elisabet Norgren
och Anders Richert

Vi motsätter oss utredningens förslag att Energinätsutredningen ges i uppdrag att analysera lämpligheten i att genomföra en förändring i ellagen som ger möjlighet att bevilja *nätkoncession för enskild linje*.

Införande av nätkoncession för enskild linje i enlighet med utredningens förslag skulle innebära en avvikelse från två av den omreglerade elmarknadens grundprinciper; tredjepartstillträdet till nätet och kravet på legal åtskillnad mellan nät och produktion. Därtill innebär ett införande av enskilda linjer en risk för att nätutbyggnaden suboptimeras, eftersom ingen utomstående kan dra nytta av denna infrastruktur.

Utredningen lägger fram flera förslag till ändringar i befintligt regelverk som, med bibehållet tredjepartstillträde och krav på legal åtskillnad, öppnar upp för ägande av anslutningsledningar och minskad administration, nämligen föreslagna lydelse av 2 kap. 10 a och 12 a §§ ellagen samt 17 a § förordningen om redovisning av nätverksamhet.

Utredningen presenterar själv färdiga förslag som, med respekt för nämnda grundprinciper, på ett fullgott sätt möter problematiken. Det finns alltså inte anledning att låta en annan statlig offentlig utredning utreda alternativ som för övrigt strider mot grundprinciperna om tredjepartstillträde till nätet och kravet på legal åtskillnad mellan nät och produktion.

Särskilt yttrande

av experterna Roger Husblad och Maria Malmkvist

Vi anser inte att Energimarknadsinspektionen bör föreslås bli värmyndighet för elnätsinvesteringsfonden. Vårt ställningstagande grundas på det faktum att Energimarknadsinspektionen ska vara en oberoende reglermyndighet i enlighet med EG:s elmarknadsdirektiv 2003/54/EG respektive naturgasmarknadsdirektiv 2003/55/EG. En sådan oberoende reglermyndighet kan inte dels administrera elnätsinvesteringsfonden, dels ha ansvaret för prövning av tvister om anslutningsavgifter och utformningen av regler för bedömningen i denna prövning.

Regeringen har genom inrättandet av Energimarknadsinspektionen som en egen myndighet den 1 januari 2008 visat på en tydlig intention att särskilja främjande verksamhet och tillsynsverksamhet. Under hösten 2007 har därtill EU-kommissionen inlett arbetet med att ta fram det s.k. tredje energimarknadspaketet, vilket om det genomförs innebär en väsentlig skärpning av kravet på reglermyndigheternas oberoende.

Mot denna bakgrund anser vi att Energimarknadsinspektionen inte är en lämplig värmyndighet för elnätsinvesteringsfonden.

Särskilt yttrande

från Jan-Åke Jacobson och Christer Söderberg, SERO

Sveriges Energiföreningars Riksorganisation, SERO, är en rikstäckande energi- och miljöorganisation, med syfte att stimulera användningen av förnybara energikällor och är även en intresseorganisation för förnybar elproduktion företrädesvis i småskalig form. SERO har varit representerad i den expertgrupp som varit knuten till Nätanslutningsutredningen. Vi får härmed avge särskilt yttrande över utredningens betänkande.

Sammanfattning

Uppdraget

Utredningens portalpunkt är enligt kommittédirektivet Dir. 2007:10 att ”Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag”.

SERO har tolkat direktivets rubrik och sammanfattade uppdrags första punkt som att Nätanslutningsutredningen avgränsas till att behandla förutsättningar för anslutning och inmatning till elnät och anser att utredaren ägnat för mycket resurser kring elcertifikatmarknaden och elmarknaden. Därav bygger utredaren förslaget till vad utredaren anser förnybar elproduktion kan tåla att betala i stället för att gå till grunden med nätföretagens roll och uppdrag efter elreformen 1996.

Utredaren har i sitt förslag flyttat gränsen för reducerad nätavgift från 1500 kW till 63 A, ca 44 kW. Med det uppnår inte utredaren de enhetliga principer för elproduktionsanläggningar som uppdragets andra punkt föreskriver.

Sammantaget är det SERO:s bedömning att utredaren inte till alla delar har nått målet med att skapa förutsättningar för en storskalig utveckling av förnybar elproduktion från stora anläggningar jämte ett stort antal små anläggningar.

Bakgrund

Före 1996 betalade elanvändare ett paketpris för elenergi och dess uttag från elnät. Det fanns ingen möjlighet för elanvändare att se hur stor del som var energipris från generator respektive avgift för energins överföring i elnät. På samma sätt fick elproducenter ersättning för inmatad elenergi. Elproducenter kunde inte avgöra vad elföretag betalade för energi respektive nätnytta. Se bilaga ”Före 1996”.

1996 genomfördes elreformen som innebar att elföretagens monopol luckrades upp med att handeln med elenergi släpptes fri till marknadskrafterna, medan det s.k. naturliga monopolet för nätverksamhet lever vidare. Elföretag bildade koncerner eftersom den nya ellagen inte tillåter att elhandel jämte elproduktion och nätverksamhet längre får verka inom samma juridiska enhet. Det ledde till att koncerners olika företag uppmärksammade sina respektive intäkter och kostnader på ett annat sätt än före 1996 och elreformen ledde till radikalt sämre betalning till små elproducenter. Nätföretags krav på inmatningsavgifter och elhandlares sänkta erbjudanden förvärrade situationen för små elproducenter. Se bilaga ”Från 1996”.

Från 1996 har ett stort antal prövningsärenden initierats av elproducenter. Många ärenden är sedan mer 10 år fortfarande inte avgjorda. Oavsett Energimyndighetens beslut har dessa i hög grad överklagats av endera parten genom rättssystemet. Olika uppvaktningar från bl.a. SERO hos vår lagstiftande församling har lett till att diverse stödsystem ersatt varandra som 1500 kW gränsen för vissa nätavgifter mm.

Förslag

SERO anser att utredarens förslag leder till nya diffusa gränser mellan elbranschens olika aktörer. Därför föreslår SERO att förnybar elproduktion ska:

- erlägga engångsavgifter för inmatning till elnät enligt samma tariffer i kr/kW eller kr/A som en begäran av uttag från elnät med motsvarande kapacitet från en elanvändare medför
- leverera sin elenergi till elhandlare fritt vid anslutningspunkten till elnät
- ha betalt för överföring av elenergi som krävs till anslutet elnät för att täcka elnätets ledningsförluster

- betala för mätning, beräkning och rapportering av inmatad energi
- betala enligt tariffer för elanvändare för eventuell uttagen energi som behövs elproduktionsanläggningens egen drift

Skäl till särskilt yttrande

Nätföretagen ska ha betalt för sin prestation Enligt ellagen har nätföretagen att överföra energi för annans räkning. SERO anser det viktigt att klargöra inom vilka gränssnitt den prestationen genomförs och för vem den genomförs.

Enligt EU och nationella direktiv ska en distribuerad elproduktion, dvs. mindre och medelstora kraftverk på många platser i elnät, genererad från förnybara energikällor möta en ökad efterfrågan på el. Det är en efterfrågan som väntas bli mycket betydande med anledning av det pågående energiomställningsarbetet. Detta leder till att nätföretagen, som hittills i princip arbetat med rutiner för att överföra energi i en hierarkisk riktning, måste ställa om för att kunna hantera större energiflöden som från en tid till annan flödar i olika riktningar genom elnätens gränspunkter. Därför måste det utvecklas system och rutiner som ger nätföretagen ersättning i den punkt eller de punkter på elnätet där nätföretagens prestation med att överföra energi levereras. Den punkten eller de punkterna kan vara där nätföretagets slutkunder i form av elanvändare är anslutna till elnätet, angränsande elnät eller i en överliggande nät-, region eller stamnätsstation. Detta kommer naturligtvis att påverka inblandade parter energiflöden och betalflöden på ett nytt föränderligt sätt, men sådana förändringar sker ständigt i delar av företagsvärlden som är utsatt för konkurrens. Ett konkurrensutsatt tänkande i koncessions trygg värld kan vara stimulerande.

Engångsavgifter

SERO anser att det finns i princip ingen skillnad när det gäller att öppna upp ett elnät för ny given kapacitet oavsett flödesriktning. För en given effekt krävs det tekniskt samma ledningsdimensionering oavsett vilken riktning energin flödar. Låt oss ta ett exempel: En ny bergtäkt behöver 2 MW till kompressorer, stenkrossar och övrig drift. I normal anslutningsavgift betalas 225 kkr/MW vilket ger nätverksamheten 450 kkr oavsett kostnaden för anslut-

ningen. Överstiger kostnaden 1,5 gånger normal anslutningsavgift, vilket i exemplet blir 675 kkr, tar nätföretagen ut överstigande kostnader i förhöjd anslutningsavgift.

När bergtåkten är tömd investerar, kan vi som exempel anta, bergtåktens ägare på platsen ett vindkraftverk på 2 MW. Det krävs ingen ny ledning eftersom effekten är den samma men energiflödet vänder. Hade ledningen från början varit avsedd enbart för vindkraftverkets inmatning hade elproducenten fått betala hela kostnaden, även om den stannat vid 1,5 gånger normal anslutningsavgift.

Överföringsavgifter

Vi fortsätter med exemplet om bergtåkten. Bergtåktens tariff består av årlig fast avgift för att täcka bl.a. nätföretagets kostnader för mätning, beräkning och rapportering jämte, en abonnemangavgift i kr/kW, en effektagift för uttag under nätets höglasttid i kr/kW och rörliga överföringsavgifter i öre/kWh. De tre senaste avgifterna ska täcka nätföretagets kostnader för uttag av effekt och energi från angränsande nät och kostnader för överföring i eget nät. Sammantaget ska tariffen även ge ett rörelseresultat.

Antag att fullasttiden i bergtåktens eluttag är 1500 h/år och att nätföretagets pris på rörliga överföringsavgifter från angränsande i snitt är 1,6 öre/kWh. Det ger nätföretaget en kostnad på $2000 \text{ kW} * 1500 \text{ h} * 0,016 \text{ kr/kWh}$ vilket ger 48000 kr/år. Ett vindkraftverk kan antas ha en fullasttid på 2300 h. Vindkraftverket minskar uttaget och därmed kostnaderna från angränsande nät. Med antagna värden blir det $2000 \text{ kW} * 2300 \text{ h} * 0,016 \text{ kr/kWh}$ vilket ger 73600 kr/år i lägre kostnader för nätföretaget. Det är inte givet att nätföretagets övriga avgifter till angränsande nät minskar. Däremot ökar de inte. Därför begränsar vi jämförelsen till de rörliga överföringsavgifterna.

Med fri inmatning från vindkraftverket kan alltså nätföretaget överföra energi till sina övriga elanvändare i nätet med mindre kostnader och rörelseresultatet blir bättre.

Elbranschens aktörer

Sedan 1996 kan aktörerna grupperas i elproducenter, elhandlare, nätverksamhet och elanvändare. Gränssnitten dem emellan framgår av illustrationen i bilaga "Från 1996". Elproducenter säljer med leve-

ransvillkoret FCA (Fritt fraktföraren) all energi till elhandlare enligt innehåll i konton som nätverksamhet lämnat i rapporter, från mätning i gränssnitt mellan elproducent och nätverksamhet, till kontoförande myndighet. Efter det gränssnittet har elhandlare ansvar för energin. Elproducenten kan inte påverka till vem eller hur energin överförs. Det är nätverksamhets roll att i enlighet med det naturliga monopolet göra detta. När elhandlare i sin tur säljer energi till elanvändare sker det från kontouppgifter på motsvarande rapporter från gränssnittet mellan nätverksamhet och elanvändare.

Det uppstår på grund av ledningsförluster i elnätet en skillnad i antal kWh i inmatningspunkter och uttagspunkter. Den skillnaden säljer elhandlare till nätverksamhet.

Elhandlare säljer sin energi med leveransvillkoret EXW (Fritt fabrik) och elanvändare har att betala överföringsavgifter. Se bilaga Leveransvillkor.

För den vanlige elanvändaren är gränsen i snittet mellan nätverksamhet och elanvändare. Prestationen nätverksamhet gör, är att överföra energi från gränssnittet elproducent till gränssnittet elanvändare. Nätverksamhet är elanvändare av den energi som åtgår för att täcka sitt elnäts ledningsförluster. Den energin säljs av elhandlare.

Nätverksamhet har som elanvändare att betala överföringsavgifter. Gränsen för den överföringen är i snittet mellan elproducent, inmatningspunkt, och nätverksamhet.

Skulle ett givet elnät inte ha tillräckligt med elanvändare som tar ut den el som nätets elproducenter matar in, kommer resterande el att flöda över till angränsande nät. I aktuell gränspunkt ska levererande nät ha betalt för sin prestation att ha överfört el från sina elproducenter till det angränsande nätet.

SERO anser att det är på denna grund utredaren ska dra sina slutsatser. Alla relationer mellan branschens aktörer är mätbara. Det behövs inga komplicerade beräkningsmodeller för att avgöra förlusternas storlek och eventuell nätnytta eller inte. Varje aktör ersätts för sin verkliga prestation. SERO:s förslag följer leveransvillkor i en logik som är vedertagen för försäljning och leverans av mer påtagliga produkter än el. SERO anser att förslaget även ökar förståelsen för elmarknaden som sådan genom att gränssnitten mellan marknadens aktörer blir tydlig. Elanvändare får lättare att välja den typ elproduktion de vill köpa från.

Särskilt om 1500 kW gränsen

SERO anser att 1500 kW gränsen ska slopas och ersättas med att elanläggningar som har varit, är och kommer att bli berättigade till elcertifikat ska leverera sin energi med villkoret FCA (Fritt fraktföraren) till elhandlare. Elproducenter har genomfört sin prestation i och med att de ställt sin energi till förfogande och sålt den till elhandlare i gränspunkten mot nätverksamhet.

Elhandlare säljer sedan energin vidare till elanvändare som kan visa att de har avtal med nätföretag om överföring av el. Detta är logiskt med de olika roller och gränssnitten mellan dem som elmarknadens aktörer, i form av elproducenter, elhandlare, innehavare av nätkoncession och elanvändare, har. Med denna princip behövs ingen ny 63 A tariffgräns för små elproduktionsanläggningar. Utredaren ska enligt uppdragets fjärde punkt endast lämna förslag på förenklad mätning. SERO delar förslaget till förenklad mätning.

Utredarens förslag till inmatningstariffer strider mot direktiv 2001/77/EG, främjande av elproduktion från förnybara energikällor på den inre marknaden för el. De medlemsländer i EU som har framgång med att utveckla förnybar elproduktion har inga inmatningsavgifter.

Särskilt om kanaltariff

SERO anser att begreppet kanaltariff inte är tillämpligt efter elreformen 1996. Kanaltariffer användes före 1996 för att öppna en kanal i samtliga ledningar mellan ett utpekat kraftverk och punkten i nätet dit elenergin skulle levereras. Idag rapporteras alla mätvärden i inmatnings-, gräns- och uttagspunkter till en kontoförande myndighet. För överföring av elenergi på elnäten har vi idag punkt-tariffer och det finns inget fysiskt samband med leverans av energi från ett utpekat kraftverk och en elanvändares uttagspunkt. De sambanden knyts istället via avtal mellan kraftverk – elhandlare – elanvändare till exempel i form av ursprungsgarantier. Att beräkna elproduktionsanläggnings påverkan på nätförluster är en svår uppgift i ett elnät med ständigt varierande flöden och laster. Förlusterna i ett elnät med erforderlig mätutrustning i varje inmatnings-, gräns- och uttagspunkt kan däremot registreras och med lätthet beräknas.

Särskilt om anslutningstariffer

SERO delar utredarens förslag om en nätfond med undantaget och den mycket bestämda uppfattningen att den så kallade egenfinansieringen på 1,3 Mkr/MW är satt alldeles för hög. Gotland har använts som exempel för vad elproducenter med omvandlig av förnybar energi betalar i anslutningsavgift. På Gotland har GVP (Gotlands VindProducenter) överenskommit med det lokala nätföretaget att betala 1200 kr/kW för att förstärka Gotlands elnät, för att som det uttrycks från GVP, ”det överhuvudtaget skulle hända något med vindkraft”. Till det får elproducenten på Gotland betala ytterligare ca 400 kr/kW i normal anslutningsavgift.

Studium av ett antal nätföretags hemsidor visar på normala anslutningsavgifter från 200–600 kr/kW. Samhället efterfrågar mer energi från förnybara källor. Utbyggnad och förstärkning av elnät för att möta tidigare elproduktionsanläggningar har finansierats kollektivt. SERO anser att all finansiering av anslutningsledningar och förstärkningar av befintligt elnät, utöver vad elproducenten ska erlägga i normal anslutningsavgift ca 400 kr/kW, ska hämtas från nätfonden. Nätfondens styrelse avgör dock om fonden ur samhällsekonomisk synpunkt ska avvisa eller godkänna en ansökan om medel ur fonden.

Erfarenheter från Spanien, Portugal och Tyskland visar på en snabb utbyggnad av elproduktionsanläggningar som omvandlar förnybar energi när villkoren för anslutning och nätförstärkning finansieras kollektivt av elanvändarna.

Med SERO:s förslag kommer den ur samhällsekonomisk synpunkt tekniskt – ekonomiskt optimala anslutningspunkten att väljas genom nätfondens styrelses omsorg och beslut.

Särskilt om 63 A gränsen

SERO delar utredarens förslag om enklare mätsystem och månadsvis avläsning, beräkning och rapportering av mätvärden till kontoförande myndighet. För att få enhetliga förutsättningar i övrigt anser SERO att även dessa elproduktionsanläggningar ska ha leveransvillkoret FCA.

Särskilt om nätkoncession för enskild linje

SERO delar utredarens förslag med undantaget för förslaget till tariffer. SERO anser att detta slag av nätverksamhet ska ges samma förutsättning till ersättning för prestation som andra slag av nätverksamhet. Det innebär att betalning sker på grundval av mätvärden i det gränssnitt där överföringen från elproducenter av förnybar energi till angränsande nät levereras. Förutsättningarna för angränsande nät försämras inte. De får mindre uttag och kostnader från överliggande nät.

Särskilt om ekonomi

SERO finner det märkligt att nätföretagen kan ta upp nya anslutningsledningar och nätförstärkningar i sitt avskrivningsunderlag som till fullo betalas av nya anslutande anläggningar med förnybar elproduktion. Detta leder till att dessa ledningar avskrivs två gånger eftersom investerarna i förnybar elproduktion också tar upp anslutningsavgifter som avskrivningsunderlag.

Nätföretag hävdar att elproduktionsanläggningar förorsakar kostnader som uttagskunder får bära. Några sådana kostnader har aldrig specificerats och presenterats för SERO. En ny elproducent får stå för kostnaden för sin anslutning till befintligt nät och eventuell förstärkning av detta. Enligt förra stycket ställs en ny nätdel fritt till nätföretags förfogande. Med den nya inmatningen till aktuellt nät minskar behovet av uttag från angränsande nät och därmed minskar aktuellt näts kostnader. Nätföretags påståenden i detta avseende är mycket svåra att förstå.

Särskilt om kraftverks effektnytta

I exemplet med bergtäkten som ersätts av ett vindkraftverk ovan sägs att: ”Det är inte givet att nätföretagets övriga avgifter till angränsande nät minskar”. Dock kan vissa kraftverk leverera effekt när ett elnät har sin effektgrundande timme enligt uttagstariffen från angränsande nät. Med dagens mätteknik är det lätt att spåra de kraftverk som stöttar nätet aktuella timmar. SERO anser att dessa kraftverk ska ersättas av nätföretag för dess minskade kostnader för uttag av effekt från överliggande eller angränsande nät.

Minskade kostnader för ledningsförluster i elnät där elproduktionsanläggningar är anslutna är svåra att beräkna och utredaren har ej heller lämnat något förslag i detta avseende.

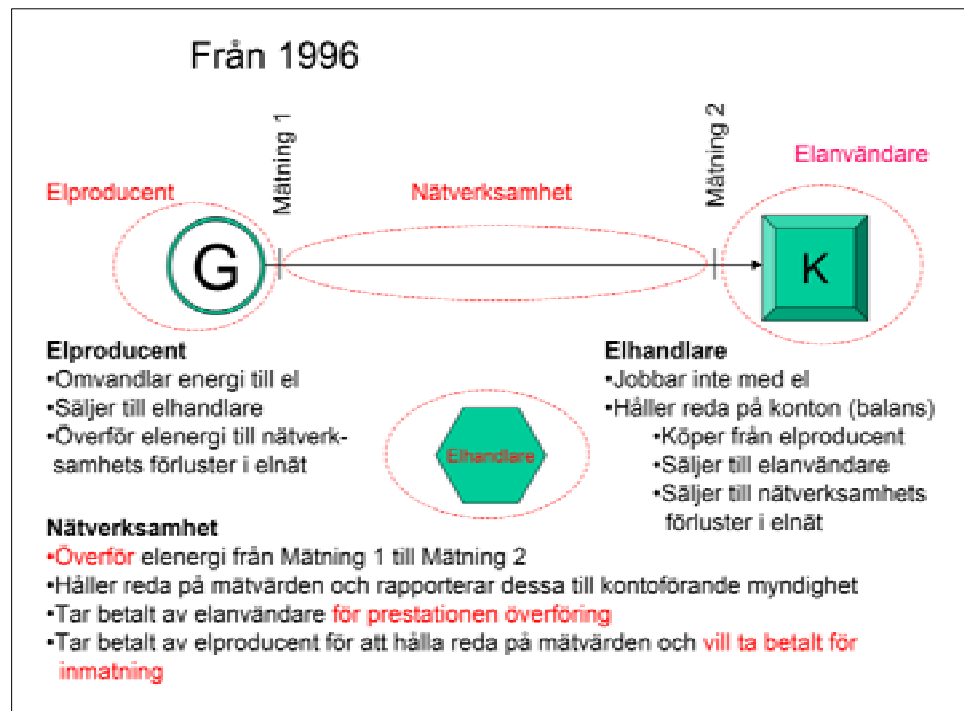
Slutsats

SERO:s förslag medför att inga övergångsregler krävs. Det skapas tydliga gränssnitt mellan elmarknadens olika aktörer. Varje aktör betalar – ersätts för den prestation aktören köper – genomför. Små respektive större elproducenter av förnybar energi betalar samma icke diskriminerande pris i kr/A eller kr/kW för att vid anslutningstillfället öppna upp erforderlig kapacitet i elnät. Leverans av ”varan” elenergi till respektive från elhandlare följer standardiserade leveransvillkor. Elanvändare ersätter nätföretag för prestationen överföring av el från ”fabrik” till ”leveransadress”.

Bilaga Före 1996



Bilaga Från 1996



Bilaga Leveransvillkor

Incoterms 2000

Syftet med en leveransklausul - ”trade term” - är att med ett kortfattat begrepp ange vad som åligger säljaren respektive köparen i samband med transport och leverans av den sålda varan.

En leveransklausul fastställer bland annat:

- Leveranstidpunkten – när godset ska avlämnas
- Leveransplatsen – var godset ska avlämnas
- Kostnadsfördelningen – vem som bekostar transporten med mera
- Riskfördelningen – när och var risken för skador på godset eller förlust av godset går över från säljaren till köparen

Incoterms (International Commercial Terms) är regler utarbetade av Internationella Handelskammaren, ICC, för tolkning av de vanligaste leveransklausulerna. Den nu gällande versionen av Incoterms trädde i kraft den 1 januari 2000.

Den svenska köplagen från 1991 innehåller inte några egentliga definitioner av leveransklausuler. I lagen förekommer emellertid en förklaring av leveransvillkoren ”fritt”, ”levererad” och ”fritt levererad”. Köplagens förklaring av dessa begrepp är emellertid inte på långa vägar så uttömmande som motsvarande i Incoterms.

I Internationella köplagen, som är tillämplig svensk lag för affärer med motpart utanför Norden, saknas helt definitioner av leveransklausuler.

Köplagstiftningen undanröjer således inte behovet av att hänvisa till Incoterms för tolkning av leveransklausuler. I synnerhet vid internationella affärer är en sådan hänvisning av mycket stor vikt. Det finns andra tolkningsregler för leveransklausuler än Incoterms. Exempelvis i USA tillämpas American Foreign Trade Definitions som innehållsmässigt avviker från Incoterms. Det är därför viktigt att alltid ange att det är Incoterms tolkningsregler som avses; ”FCA Hamburg, Incoterms 2000” till exempel.

Incoterms tolkningsregler är 13 till antalet. De är uppdelade i fyra kategorier: grupp E (EXW), grupp F (FCA, FAS och FOB), grupp C (CFR, CIF, CPT och CIP) och grupp D (DAF, DES, DEQ, DDU och DDP). I grupp E är säljarens åtagande som minst och i grupp D som störst. Vissa av leveransklausulerna kan endast användas vid sjötransport (markeras nedan med S). Övriga klausuler passar för alla transportsätt inklusive kombinerade transporter.

Nedan följer en kortfattad och på intet sätt fullständig redogörelse för tolkningsreglerna. Den är koncentrerad till kostnads- och riskfördelningen mellan säljare och köpare. De fullständiga definitionerna av Incoterms finns i boken Incoterms 2000 utgiven av Internationella Handelskammaren. Den kan köpas via Industrilitteratur, www.industrilitteratur.se. Se även ICC:s webbplats www.iccwbo.org.

EXW: Ex Works / Från fabrik

(... angiven plats)

Säljaren avlämnar godset när han ställer det till köparens förfogande på angiven plats vid angiven tidpunkt. Köparen står för risken och kostnaderna från och med lastningen och under hela transporten.

FCA: Free Carrier / Fritt fraktföraren

(... angiven plats)

Säljaren avlämnar godset till en fraktförare utsedd av köparen på angiven plats och vid angiven tidpunkt. Köparen står för risken och kostnaderna härefter.

FAS: Free Alongside Ship / Fritt vid fartygets sida

(... angiven lastningshamn) S

Säljaren avlämnar godset när det placeras intill fartygets sida i inlastningshamnen. Köparen står för risken och kostnaderna härefter.

FOB: Free on Board / Fritt ombord

(... angiven lastningshamn) S

Säljaren avlämnar godset när det effektivt passerar fartygets reling i inlastningshamnen. Köparen står för risken och kostnaderna härefter.

CFR: Cost and Freight / Kostnad och frakt

(... angiven destinationshamn) S

Säljaren avlämnar godset när det effektivt passerar fartygets reling i inlastningshamnen. Köparen står risken härefter men säljaren ska betala transportkostnaderna till angiven destinationshamn.

CIF: Cost, Insurance and Freight / Kostnad, försäkring och frakt

(... angiven destinationshamn) S

Säljaren avlämnar godset när det effektivt passerar fartygets reling i inlastningshamnen. Köparen står risken härefter men säljaren ska betala transportkostnaderna till angiven destinationshamn. Säljaren ska även teckna försäkring för köparens räkning till destinationshamnen.

CPT: Carriage paid to / Fraktfritt

(... angiven destinationsort)

Säljaren avlämnar godset till den förste av honom utsedda fraktföraren vid avtalad tidpunkt. Köparen står risken härefter men säljaren ska betala transportkostnaderna till angiven destinationsort.

CIP: Carriage and Insurance paid to / Fraktfritt inklusive försäkring

(... angiven destinationsort)

Säljaren avlämnar godset till den förste av honom utsedda fraktföraren vid avtalad tidpunkt. Köparen står risken härefter men säljaren ska betala transportkostnaderna till destinationsorten. Säljaren ska även teckna försäkring för köparens räkning till destinationsorten.

DAF: Delivered at Frontier / Levererat gränsen

(... angiven plats)

Säljaren avlämnar godset när det ställs till köparens förfogande, olossat, på angiven plats vid gränsorten. Köparen står för risken och kostnaderna från och med lossningen.

DES: Delivered ex Ship / Levererat ombord på fartyg

(... angiven destinationshamn) S

Säljaren avlämnar godset när det ställs till köparens förfogande ombord på fartyget i angiven destinationshamn. Köparen står för risken och kostnaderna från och med lossningen.

DEQ: Delivered ex Quay / Levererat på kaj

(... angiven destinationshamn) S

Säljaren avlämnar godset när det ställs till köparens förfogande på kaj i angiven destinationshamn. Säljaren står för risken och kostnaderna fram till och med lossningen på kaj. Köparen ska importklara godset.

DDU: Delivered Duty Unpaid / Levererat oförtullat

(... angiven destinationsort)

Säljaren avlämnar godset när det ställs till köparens förfogande, olossat, på angiven destinationsort. Säljaren står för risken och kostnaderna under hela transporten. Köparen ska importklara godset.

DDP: Delivered Duty Paid / Levererat förtullat

(... angiven destinationsort)

Säljaren avlämnar godset när det ställs till köparens förfogande, olossat, på angiven destinationsort. Säljaren står för risken och kostnaderna under hela transporten. Säljaren ska även importklara godset.

Försäkring; transportörens ansvar

Den av säljaren eller köparen som bär risken för transporten bör se till att teckna transportförsäkring. Större företag tecknar ofta transportförsäkring på årsbasis. Att kräva transportören på ersättning för skadat eller förlorat gods är inte något praktiskt alternativ. Möjligheterna att få ersättning är mycket små. Lagar och internationella konventioner begränsar kraftigt transportörernas ansvar och i princip betalas enbart ersättning i kronor per kilo.

Särskilt yttrande

av experterna Leif Boström och Anders Richert

Vi delar utredningens övergripande målsättning att främja utvecklingen av förnybar produktion då detta är ett viktigt steg för att kunna uppnå klimatmålen.

Vi vill dock påpeka att författningsförslaget inte är samstämmigt med allmänmotiveringen. Som exempel kan nämnas i kap 4.1.2:

- att en anslutningsavgift inte är överklagbar efter beslut av fondstyrelsen.
- att återbetalningsskyldigheten om det i efterhand visar sig att det som skulle bli certifierad elproduktion inte uppfyller kraven på att bli tilldelad elcertifikat.

Dessa frågor är ej reglerade i författningsförslaget.

Det förhållandet att experterna inte tillställts författningskommentarer gör det svårt att i detalj tolka betänkandet. Kommentarererna nedan baseras främst på texterna i allmänmotiveringen, förutom kommentarerna under rubriken ”Författningsförslaget”.

Även om vi står bakom inriktningen så finns ett antal delar av betänkandet som vi anser borde ha fått en något annan utformning eller som vi inte anser behövs för att uppnå den övergripande målsättningen. Dessa beskrivs under respektive rubrik nedan.

Elnätsinvesteringsfond

Energinätsutredningen (M2006:03) lade i sitt delbetänkande (SOU 2007:99) fram ett förslag om förtida delning som utredaren ansluter sig till. Motivet för förslaget är att få till en rationell nätutbyggnad samtidigt som den ekonomiska risken för elnätsföretaget och befintliga kunder begränsas.

Fondens roll är att främja utbyggnaden av förnybar elproduktion genom att t.ex. hantera trappstegsproblematiken och därmed uppnå samhällsekonomiskt rationell nätutbyggnad. Detta medför att begreppet förtida delning måste vidgas för fonden. Hela den potentiella produktionsvolymen bör ingå i delningen och därmed dela på kostnaderna. Annars finns det ekonomiska incitament att fördröja projekt som initialt inte varit tillräckligt konkreta för att ingå i delningen.

Sammanfattningsvis anser vi att den potential som fonden beslutar att elnätsföretaget ska dimensionera för också kostnadsmässigt bör fördelas på tillkommande anslutningar. Lämpligen görs detta på motsvarande sätt som vid hantering av elnätsföretagets förtida delning med skillnaden att de tillkommande anslutningarna betalar de kundspecifika kostnaderna till elnätsföretaget och den resterande delen av den så kallade "egenfinansieringen" till fonden.

En enkel administrativ hantering av fondavgiften är nödvändig. Den föreslagna hanteringen utifrån energiförbrukning är med tanke på storleken på beloppet onödigt administrativt betungande. Den bör hanteras på samma sätt som övriga myndighetsavgifter, dvs. en fast årlig avgift per kundkategori.

Förändringar avseende nätkoncession

Dagens koncessionsregelverk har till uppgift att skapa ett samhälls-ekonomiskt optimerat och säkert nät med minsta möjliga miljöingrepp, att skydda gjorda investeringar samt att garantera kunderna deras rättigheter. Alla förändringar av detta regelverk har inte noga analyseras utifrån de olika intressenter som finns. Förslaget om undantag från koncessionsplikt vilar därför på en alltför svag grund.

Vi ser positivt på möjligheterna med samordning i tillståndshanteringen allmänt och så även rörande koncessionsansökandet. Det finns dessutom fall där de formella kraven som följer med en koncession är onödigt betungande och knappast tillför något för intressenterna. Vi ser det därför som positivt att utredaren, med bibehållande av tredjepartstillträde och ägaråtskillnad mellan produktion och elnät, föreslår möjligheter till lättnader från vissa skyldigheter.

Vi har dock mycket svårt att se under vilka omständigheter som det s.k. funktionskravet kan frångås. Då undantaget ej är permanent så innebär det att en ledning som är undantagen kan tvingas uppfylla funktionskravet i ett senare skede. Detta kan kräva ombyggnad som tidsmässigt kan bli omfattande och drabba anslutna kunder, såväl ur leveranssäkerhetssynpunkt som ekonomiskt.

Förslaget om enskild linje kommenteras i annat särskilt yttrande tillsammans med experter från Energimarknadsinspektionen och Svenska Kraftnät.

Förslag om ändring av undantag för små elproducenter, den s.k. 1500 kW-gränsen

Vi ser positivt på ett borttagande av undantaget då det har en tydligt begränsande verkan på produktionsanläggningarnas installerade effekt. Vi anser dock att övergångstiden är för lång. Förslaget skapar dessutom skillnader i konkurrensvillkoren mellan en ny och en äldre anläggning på högst 1500 kW under lång tid.

Förslag avseende nättariffer (3-öringen)

Vi anser att Sverige bör eftersträva att arbeta med så få styrmedel som möjligt för att främja utvecklingen av förnybar elproduktion. Elcertifikatssystemet är det huvudsakliga styrmedlet för att nå de nivåer av förnybar elproduktion som eftersträvas.

Dagens tariffsystem har till syfte, och ett krav från lagstiftaren, att på ett kostnadsriktigt sätt fördela kostnaderna mellan de olika kundgrupperna.

Utredaren synes något oklart ha motiverat införandet av 3-öringen med att det är önskvärt att Energimarknadsinspektionen utreder skäliga nättariffer för elproducenter och en metodik för tillsyn av dessa samt att det kan ta avsevärd tid.

Vi anser det synnerligen märkligt att en pristaksreglering föreslås för viss produktion med motiveringen att begreppet "skäliga nättariffer" inte blivit klarlagt i praxis.

Genom att införa ett pristak för en kundgrupp, överförs de kostnader som inte täcks av pristaket på övriga grupper inom det område som produktionsanläggningen är ansluten.

Vidare försvagas kraftigt den styrning som finns mellan nord och syd, som Svenska Kraftnäts tariffer ger. Dessutom tappas delar av den styrning som finns för att anslutningen skall ske på rätt spänningsnivå.

Den koppling som utredaren gör mellan borttagandet av 1500 kW gränsen och införandet av 3-öringen bör kopplas till den kartläggning som utredaren genomfört. Den visar att de som får den största nyttan av begränsningen är de minst effektiva anläggningarna, vilket vi anser gör kopplingen svag.

Förslaget bör därför inte genomföras.

Författningsförslaget

Som vi inledningsvis påpekade saknas samstämmighet på ett antal punkter mellan allmänmotiveringen och författningsförslaget. Då vi inte heller fått tillgång till författningskommentarerna innan inlämning av detta särskilda yttrande ser vi oss nödgade att även ta upp vissa av de motsättningar som finns och som påverkar syftet med förslagen.

Ellagen 2 kap 12a§

Vi förutsätter att denna gäller för ledningar som endast är avsedda för inmatning av förnybar el, vilket leder till att undantaget automatiskt upphör vid anslutning av elanvändare eller ej förnybar produktion (omprövning behövs ej i dessa fall). Varje omprövning under p1 kommer då enbart att avse ny anläggning för produktion av förnybar el.

Ellagen 3 kap 11§

Andra stycket: Vi förutsätter att konsekvenserna av den valfrihet som finns att betraktas som enbart elanvändare beskrivs i författningskommentarerna (ersättningar som elproducenter erhåller tillfaller ej dessa kunder).

Tredje stycket: Mätningkostnader för elproducenter regleras i 3 kap 14§ och kan därför inte hanteras här också.

Ellagen 4 kap 10§

Vi är överraskade att en paragraf som skall upphöra är kvarlämnad i författningsförslaget, eftersom det vid läsning ej framgår att den kommer att upphöra. Vi anser att det tydligt skall framgå att den upphör och övergångsbestämmelsen formuleras enligt följande "För anläggningar som togs i drift före den 1 januari 2007 gäller bestämmelsen i 4 kap. 10 § fram till den 1 januari 2015."

Ellagen 4 kap 10b§

Vid avsaknad av författningskommentar så är det tyvärr inte möjligt att avgöra om första eller andra styckets krav är det som föreslås (skall hela produktionen på ledningen vara förnybar eller räcker det med en del för att begränsningen i överföringsavgift för förnybar produktion skall gälla?)

Elförordningen (1994:1250)

Vi anser att förändringen av hur värdet under 1 skall beräknas strider mot ellagen 3 kap. 15§ som anger hur de två delarna skall beräknas, då del 1 enbart skall innehålla minskningen av energiförluster ”i nät-koncessionshavarens ledningsnät”.

Förordning kring undantag från kravet på nätkoncession (2007:215)

I § 19 andra stycket framgår att ”från ett internt nät enligt första stycket får inget uttag göras annat än för anläggningsinnehavarens eget behov för att driva anläggningen”.

Vi anser genom den tydliga formulering som görs i § 19 att 30 § strider mot detta, genom att undantag ändå skulle kunna ges ”även om nätet i sin helhet ursprungligen inte har använts för överföring av el uteslutande för egen räkning”.

Särskilt yttrande

av Åke Larsson och Staffan Niklasson, Svensk Vindkraft

Vi bedömer att utredningen har gjort ett gediget arbete och lämnat många väl genomarbetade förslag som när de genomförts kommer att undanröja hinder och därmed underlätta utbyggnaden av förnybar energi i enlighet med utredningsdirektiven.

Under utredningens gång har dock Svensk Vindkraft vid upprepade tillfällen framfört synpunkter i några specifika frågor som vi inte anser avspeglas i de förslag som nu lämnas. Hade utredningen beaktat Svensk Vindkrafts förslag skulle utbyggnaden underlättas ytterligare med resultatet att målen för utbyggnad förnybar energi kan nås snabbare och effektivare.

Dessa synpunkter rör följande förslag:

4.1 Elnätsinvesteringsfond

Svensk Vindkraft anser att ”självrisk” om 1,3 MSEK/MW är för hög och att den istället bör ligga på max 0,9 MSEK/MW.

Med respekt för de argument kring att antalet ansökningar kan bli för stort vid för låg självrisk så anser vi att det är precis det synsätt som bör råda. Nämligen att sänka självrisk och för det fall antalet ansökningar blir för stort istället höja avgiften senare. Det är återigen den gamla ”potatisastrullen” som kan tjäna som exempel. När man skall koka potatis vrider man upp till max först och sänker sen, inte tvärtom. Översatt till förnybar energi så är det sålunda bättre att snabbt få igång investeringar i elnät och få bort flaskhalsar för att underlätta utbyggnaden. I det läget är det sålunda bättre att sänka självrisk. En sänkt självrisk får närmast obetydlig påverkan på kostnaden för konsumenterna medan det får stor betydelse för utbyggnaden av förnybar energi. Då investeringar i nät är snarast att betrakta som nödvändig och samhällsnyttig infrastruktur finns det ingen anledning att sätta självrisknivån för högt.

Svensk Vindkraft anser att investeringskostnaden i genomsnitt för landbaserad vindkraft snarare ligger en bra bit under 1 MSEK/MW medan den för den havsbaserade vindkraften kanske ligger på 2 MSEK/MW eller mer. Då merparten av vindkraften de närmaste åren sannolikt byggs på land och då det är angeläget att den inte bromsas p.g.a. kostsamma förstärkningsåtgärder anser vi att självrisk bör sänkas till max 0,9 MSEK/MW.

Som förslaget på elnätsinvesteringsfond är utformat skapar den ihop med Energinätsutredningen förslag på förtida delning oklarheter. Risken är uppenbar att nätbolag inte vill göra nätinvesteringar utan hänvisar till elnätinvesteringsfonden som i sin tur menar att nätbolagen skall ta investeringen själva enligt "Exante-utredningens" förslag på förtida delning och så vidare. Detta förfarande påskyndar inte utbyggnaden av förnybar energi. Svensk Vindkraft efterfrågar tydliga direktiv med avseende på skyldighet att vidta nätförstärkningar.

4.2 Förändringar avseende nätkoncession

Flera av de förändringar som föreslås kommer att underlätta utbyggnaden av förnybar energi dock anser vi att det är av största vikt att Energinätsutredningen fortsätter att utreda frågan om sk. "enskild linje" samt frågan om tillämpningen av Ellagen kap 3 p 8. Dessa frågor hade med fördel kunnat utredas vidare inom ramen för denna utredning men har av olika skäl inte behandlats utförligt. Dessutom är det av stor vikt att Miljöprocessutredningen tar upp frågan om en tydlig samordning mellan ellagen och miljöbalk/plan-bygglag vad avser koncessionsprocessen.

Kommittédirektiv



Anslutning av anläggningar för förnybar elproduktion m.m. till elnätet

Dir.
2007:10

Beslut vid regeringssammanträde den 1 februari 2007

Sammanfattning av uppdraget

En särskild utredare skall göra följande:

- Utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana förslag.
- Lämna förslag till hur nuvarande reducerade nätavgift för mindre elproduktionsanläggningar enligt 4 kap. 10 § ellagen (1997:857) kan ersättas av enhetliga principer för bestämmandet av nätavgifter för produktionsanläggningar samt undersöka behovet av och lämna förslag till eventuella övergångsbestämmelser avseende nätavgifter för befintliga anläggningar färdigställda före den 1 januari 2007.
- Kartlägga förekomsten av små produktionsanläggningar för förnybar el i Sverige och göra en bedömning av sådana anläggningars framtida utveckling.
- Lämna förslag till den lagstiftning och det regelverk i övrigt som krävs för att ett undantag från nuvarande krav på timvis mätning, beräkning och rapportering för inmatning av el från små anläggningar för förnybar elproduktion skall kunna införas.
- Lämna förslag till generella, icke diskriminerande riktlinjer enligt vilka ersättning kan bestämmas vid inmatning av el, från mindre elproduktionsanläggningar.

Utredaren skall redovisa uppdraget senast den 1 januari 2008.

Bakgrund

Överföring av el (nätverksamhet) är ett naturligt monopol som regleras i ellagen (1997:857) och övervakas av Energimarknadsinspektionen vid statens energimyndighet. Regleringen av nätverksamhet syftar till att verksamheten skall bedrivas effektivt och rationellt samt att nätföretagens monopolställning inte skall missbrukas till nackdel för kunder och övriga aktörer på elmarknaden. Enligt bestämmelser i 2 kap. ellagen krävs tillstånd (nätkoncession) för att bygga och använda elektriska starkströmsledningar. Det finns två typer av koncessioner, *nätkoncession för linje* (linjekoncession) som avser en ledning med i huvudsak bestämd sträckning respektive *nätkoncession för område* (områdeskoncession). Det är, enligt huvudregeln, Energimarknadsinspektionen som prövar frågor om nätkoncessioner, som inte avser utlandsförbindelser. Energimarknadsinspektionens beslut kan överklagas till regeringen.

Områdeskoncessionen meddelas för lokalnät och innebär en rätt för innehavaren att bygga och använda ett ledningsnät upp till en viss spänningsnivå inom ett geografiskt avgränsat område. Spänningsgränsen anger den högsta tillåtna spänning som får finnas på ledningsnätet och markerar också omfattningen av monopolet på ledningsbyggande och anslutningar inom området. Linjekoncessionen är avsedd för de högre spänningsnivåerna på stamnätet och regionnätet.

Den som har nätkoncession är skyldig att, om inte särskilda skäl finns, på skäliga villkor ansluta en anläggning till ledningsnätet och överföra el för annans räkning på skäliga villkor. För detta skall innehavaren av produktionsanläggningen betala nättariff, dvs. en engångsavgift i form av en anslutningsavgift samt överföringsavgifter under den tid som anläggningen är ansluten. I vissa fall skall innehavaren av produktionsanläggningen också betala en engångskostnad för elmätare med insamlingsutrustning och för dess installation.

En huvudprincip i ellagen är att nättariffer skall vara skäliga. Med nättariffer avses både avgifter för överföring av el och avgifter för anslutning. Nättarifferna skall vara utformade så att nätkoncessionshavarens samlade intäkter från nätverksamheten är skäliga i förhållande till dels de objektiva förutsättningarna för att bedriva nätverksamheten, dels nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. Vidare skall nättarifferna vara objektiva och icke-

diskriminerande. Detta gäller avgifter för såväl inmatning som uttag av el.

Huvudprincipen när det gäller anslutningsavgifter är att de skall vara kostnadsriktiga. Vidare skall avgifterna särskilt beakta anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten. Av förarbetena framgår att den som önskar ansluta sig också skall stå för de direkta merkostnader som anslutningen orsakar för berörda nätägare, dvs. betala den s.k. kundspecifika kostnaden för anslutningen. Principen har blivit rättsligt prövad vid ett flertal tillfällen. Kammarrätten i Stockholm har uttalat ett stöd för denna tolkning och vidare ansett att i det fall anslutningen medför kostnader, t.ex. för förstärkning, ombyggnad eller utbyggnad, och dessa kommer fler än anläggningsägaren till godo, skall de inte bedömas som kundspecifika och därför bekostas av nätägaren (mål nr 4389-2001). Kostnaden får i detta fall finansieras på annat sätt, t.ex. genom överföringsavgifterna och på så sätt slås ut på övriga kunder inom området. Kammarrätten i Stockholm har vidare anfört att även om kostnader inte är kundspecifika så skall de bäras av producenten om de aktuella åtgärderna inte innebär någon direkt nytta för nätföretaget eller för de befintliga kunder som är anslutna till nätföretagets elnät. Nuvarande regelverk innebär således att anläggningsinnehavaren får räkna med att själv få stå för de kundspecifika kostnaderna för att ansluta sin anläggning till elnätet. Den kundspecifika delen kan ofta bli mycket betydande när t.ex. den anslutande anläggningen ligger utanför sammanhållen bebyggelse och långt från befintligt elnät.

När det gäller kostnaden för elmätare med tillhörande insamlingsutrustning och dess installation är utgångspunkten att denna skall betalas av produktionsinnehavaren och vara kostnadsriktig. Om en innehavare av en produktionsanläggning och ett elnätsföretag inte kan komma överens om anslutningsavgiftens storlek eller kostnaden för elmätare med tillhörande insamlingsutrustning, skall tvisten, efter ansökan, prövas av Energimarknadsinspektionen. När det gäller överföringstariffen kan Energimarknadsinspektionen granska denna inom ramen för sin tillsyn av nättarifferna. En enskild kunds överföringstariff prövas som huvudregel inte. Undantag gäller dock nättariffer för anläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW (dvs. småsakliga produktionsanläggningar).

Om utvecklingen av elproduktion i Sverige

Elproduktionsanläggningar, framför allt vattenkraftverk, började byggas i Sverige från slutet av 1800-talet. Under 1940-talets första hälft var den genomsnittliga årliga vattenkraftsproduktionen 10 TWh el. Den storskaliga utbyggnaden av vattenkraften skedde under perioden 1945–1980 och i dag producerar vattenkraften ca 65 TWh el under ett år med normal nederbörd. Kärnkraften byggdes ut från mitten av 1970-talet och har sedan 1985 i genomsnitt producerat ca 68 TWh el per år. Gemensamt för den historiska utbyggnaden av vatten- och kärnkraften är att utbyggnaden av elproduktionen och elnätet skedde parallellt. Det innebär sannolikt att dåvarande förutsättningar skiljer sig betydligt åt från dagens förutsättningar.

Genom omregleringen av elmarknaden 1996 lades ett nytt regelverk och därmed ett nytt synsätt fram. Reformen innebar grundläggande förändringar av hur elmarknaden fungerade samt att nya rättigheter och skyldigheter infördes för marknadens aktörer. Den grundläggande förändringen ligger bl.a. i en tydligare ansvars- och rollfördelning mellan marknadens aktörer. Produktion och försäljning av el skall ske i konkurrens. Överföring av el betraktades som ett naturligt monopol och måste regleras och övervakas för att tillförsäkra kunderna skäliga villkor för överföringen. Det övergripande tekniska ansvaret för den nationella balansen (systemansvaret) ålades staten. Skyldigheterna för innehavare av nätkoncession ändrades. Koncessionshavaren blev skyldig att på skäliga villkor ansluta andras ledningar och överföra el oberoende av vem som är ägare till elen.

Den pågående omställningen av energisystemet samt ett ökat behov av el leder till ett ökat behov av investeringar i ny elproduktionskapacitet. Genom propositionen Samverkan för en trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning (prop. 2001/02:143) lades målet fast att användningen av el från förnybara energikällor ska öka med 10 TWh el till år 2010 jämfört med 2002 års nivå. I propositionen föreslogs också att ett nationellt planeringsmål för vindkraft skulle fastställas och omfatta 10 TWh el fram till år 2015. Ambitionen om användningen av el från förnybara energikällor har därefter höjts till 17 TWh el till år 2016 i samband med förslaget att öka långsiktigheten i elcertifikatsystemet i propositionen Förnybar el med gröna certifikat (prop. 2005/06:154).

En viss del av utbyggnaden av förnybar elproduktion bedöms komma att ske i form av biobränslebaserad kraftvärme, som normalt lokaliseras i områden med stabila elnät, antingen i tätorter eller vid större industrier. För att nå målet till år 2016 bedöms det dock också krävas en storskalig utbyggnad av vindkraften.

Nätanslutning av anläggningar för förnybar elproduktion

Generellt kan det konstateras att det är svårt att på ett planmässigt sätt fastslå vilka delar av det svenska elnätet som kan behöva förstärkas vid en storskalig utbyggnad av förnybar elproduktion. Vindkraftsutredningen (SOU 1998:152) pekade på att det fanns ett behov att förstärka elnäten på ett flertal platser. De kartläggningar som därefter gjorts, bl.a. av Energimyndigheten, visar att de platser som har goda vindlägen ofta ligger i glest bebyggda områden med få abonnenter. Anslutning av vindkraft i sådana områden kan kräva kostsamma investeringar i det elnät till vilket anslutningen sker.

Elnäten skall ha en viss kapacitet för den givna förbrukningen respektive produktionen som finns i området. Detta gäller alla delar av elnätet, stamnät, regionnät och lokalnät.

Ansvar för en ändamålsenlig utbyggnad ligger sedan flera decennier på nätföretagen. Generellt sett har nätföretagen dock inte haft anledning att beakta eller förutse den storskaliga utbyggnad av den förnybara elproduktionen som nu håller på att planeras och genomföras. Större etableringar av förnybar elproduktion kan innebära att elnätet, det lokala, regionala eller det nationella stamnätet, når sin kapacitetsgräns och att det inte finns utrymme i elnätet för att möjliggöra anslutning av förnybar elproduktion. Om en större anläggning ansluts till ett lokalt eller regionalt nät kan också det överliggande elnätet behöva förstärkas. Det gäller t.ex. en större utbyggnad i Norrlands inland, som kan innebära att regionnätet och stamnätet måste förstärkas samt också vid anslutning till elnätet av havsbaserade vindkraftparker.

Som beskrivits ovan har elnätsföretagen en anslutningsskyldighet. Undantag gäller dock om det finns särskilda skäl. Av förarbetena (prop. 1996/97:136 s. 141) framgår att kapacitetsbrist kan utgöra ett sådant särskilt skäl som innebär att nätföretaget kan neka en anslutning. Det torde dock vara så att bristande kapacitet inte i sig hindrar en anslutning utan att det i stället uppstår behov av större investeringar i elnäten som då skall finansieras av

anläggningsägaren eller indirekt av elnätscustomer. Ofta torde sådana investeringar innebära en trappstegseffekt på kapacitet i nätet och på kostnaden, som kan vara avsevärda. Situationen på Gotland kan nämnas som ett exempel på behovet av tillkommande investeringar i elnätet som en direkt följd av vindkraftsetableringar, t.ex. har nya högspänningsledningar varit nödvändiga att bygga som en direkt följd av utbyggnaden.

Enligt det nu rådande rättsläget skall det elnätsföretag som anläggningen ansluts till debitera den anslutande producenten de kundspecifika kostnader som anslutningen medför. Trots att vissa principer utvecklats i praxis för vad som är en skälig anslutningsavgift, ger dagens regelverk ofta upphov till tvister mellan den anslutande producenten och lokalnätsföretaget. Även om parterna kan vända sig till Energimarknadsinspektionen vid en tvist, motverkar en utdragen rättsprocess en snabb utbyggnad av ny elproduktion. Det finns exempel på rättsprocesser som tagit upp till åtta år innan beslut fastställts i kammarrätten. Dagens ordning för att beräkna anslutningsavgifter innebär så stora kostnader för den anslutande att en utbyggnad ibland inte blir av, trots att förutsättningarna i övrigt är goda och skulle främja elmarknadens utveckling.

Regelverket för hur anslutningsavgifter skall utformas är för närvarande föremål för utredning inom ramen för Energinätsutredningen (dir. 2006:39). Energinätsutredningen skall lämna förslag till den lagstiftning och det regelverk i övrigt som krävs för att införa en ny ordning angående bestämmande av anslutningsavgifter. Regelverket kan komma utformas på olika sätt. Antingen så att tillsynsmyndigheten skall godkänna eller fastställa elnätsföretagens anslutningsavgifter eller så att tillsynsmyndigheten skall godkänna eller fastställa nätföretagens metoder för att fastställa anslutningsavgifterna innan anslutningsavgifterna eller metoderna träder i kraft.

Nedsättning av nätavgiften för mindre elproduktionsanläggningar

Mindre elproduktion definieras enligt 4 kap. 10 § ellagen som en anläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt. En anläggning för mindre elproduktion skall betala sin fulla anslutningskostnad. Däremot skall mindre elproduktionsanläggningar endast betala den del av nätavgiften som motsvarar den årliga

kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionhavarens nät. Det innebär att nätkoncessionshavarens årliga kostnader för drift och underhåll av elnätet m.m. som övriga kunder betalar (inklusive anläggningar större än 1 500 kW), inte får tas ut. Om flera mindre anläggningar gemensamt matar in el på elnätet skall dessa anläggningar betraktas som separata anläggningar vad avser nätavgifter. Denna undantagsbestämmelse har med tiden kompletterats med ytterligare regler. En viss praxis håller också på att utvecklas. Bestämmelsen infördes i samband med att det nya elmarknadssystemet började gälla år 1996 och motiverades med att den miljövänliga mindre elproduktionen bör få ekonomiska villkor som stimulerar en fortsatt utbyggnad, och att utformningen av nättariffen för inmatningspunkter på lokalnäten kommer att få en avgörande betydelse för sådana produktionsanläggningars lönsamhet (prop. 1995:14 s. 82).

Bestämmelsen om en reducerad nättariff har vid ett flertal tillfällen varit ifrågasatt, vilket har inneburit att frågan varit föremål för vidare utredning i flera tidigare utredningar. Vindkraftsutredningen (SOU 1999:75), LEKO-utredningen (SOU 1999:44), Elnätsutredningen (SOU 2000:90), Elcertifikatutredningen (SOU 2001:77) samt El- och gasmarknadsutredningen (SOU 2004:129) har samtliga lämnat förslag på hur frågan borde hanteras. Sammanfattningsvis kan det sägas att nämnda utredningar har varit kritiska till ett fortsatt undantag och föreslagit att det i stället skall tas bort. Den tidigare regeringen uttryckte, mot bakgrund av förslaget i Elcertifikatutredningen, att bestämmelserna i ellagen får effekter som inte är önskvärda. Samtidigt konstaterades dock att det inte fanns tillräckligt med underlag för att ta bort bestämmelsen (prop. 2001/02:143 s. 102).

Principerna för utformning av nättariffer för mindre elproduktionsanläggningar bedöms över tiden ha inneburit en hämsko för utveckling av ny elproduktion. Detta gäller särskilt expansionen av vindkraft, som hittills främst utgjorts av aggregat under 1 500 kW. Nätföretag, som inom sitt koncessionsområde har särskilt gynnsamma förhållanden för förnybar elproduktion, har i vissa fall fått vidkännas betydande kostnadsökningar vilka fått fördelas på övriga kunder i området.

Undantag för krav på timvis mätning, beräkning och rapportering för små produktionsanläggningar

I 3 kap. 10 § ellagen anges att den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden. Mängden överförd el skall mätas med vissa tidsintervall. Närmare föreskrifter meddelas av regeringen eller den myndighet regeringen bestämmer. Regeringen har i förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el meddelat sådana föreskrifter. I dessa föreskrifter anges var mätning av överförd el skall ske på ett elnät. Bland annat skall mätning ske i inmatningspunkter, dvs. de punkter på ett elnät där el från en produktionsanläggning matas in. Vad gäller mätning av den inmatade elens fördelning över tiden anges att mätning av inmatad el skall ske varje timme. I dag kan elnätsföretagen inte debitera innehavare av mindre produktionsanläggningar (med effekt på högst 1 500 kilowatt) kostnader för mätare med insamlingsutrustning och för installationen (jfr 3 kap. 14 § ellagen).

Det har konstaterats att kravet på timvis mätning av den inmatade elen har vissa nackdelar. Kostnaderna för timutrustning, beräkning och rapportering för mindre producenter kan inte sägas stå i rimlig proportion till den ringa mängd el som produceras i många av dessa små produktionsanläggningar. Kravet kan dessutom bli ett hinder för en teknisk utveckling och spridning av små produktionsanläggningar.

Tidigare fanns en möjlighet till undantag från kravet på mätning av den inmatade elens fördelning över tiden. Möjligheten till undantag var utformad så att endast den som har nätkoncession kunde ansöka om undantag. Undantaget fick bara avse mätningen i inmatningspunkter där el från små produktionsanläggningar matas in på elnätet. I praktiken sker inmatning av el från små produktionsanläggningar bara på lokalnät. Definitionen på små produktionsanläggningar var att de hade ett säkringsabonnemang om högst 200 ampère eller kan leverera en effekt om högst 135 kW vid lågspänning. Om undantag beviljades måste det avse samtliga sådana inmatningspunkter inom koncessionsområdet. Ärenden om undantag skulle prövas av Affärsverket svenska kraftnät. Anledningen till att denna möjlighet till undantag infördes var att kostnaderna för dessa produktionsanläggningarna inte ansågs stå i rimlig proportion till den ringa mängd el som de producerar.

I propositionen Elcertifikat för att främja förnybara energikällor (prop. 2002/03:40) föreslogs att undantagsmöjligheten skulle avskaffas, ändringen trädde ikraft 1 maj 2003. Regeringen framhöll att mätning av inmatningens fördelning över tiden av tekniska skäl skall ske för att innehavaren av en produktionsanläggning skall kunna tilldelas elcertifikat. Detta innebar att de anläggningsinnehavare som önskade tilldelas elcertifikat inte kunde få det eftersom anläggningen hade fått undantag på kravet på mätning. Detta skulle kunna leda till en snedvridning av konkurrensen mellan innehavarna av produktionsanläggningar som kan bli respektive inte kan bli tilldelade elcertifikat. Principiellt torde det dock vara fullt möjligt att tilldela elcertifikat till en anläggning som inte är timmätt.

Ersättning vid inmatning av el

Som tidigare redovisats kan innehavaren av produktionsanläggning som levererar el till det koncessionspliktiga elnätet, enligt bestämmelserna i 3 kap. 15 § ellagen, ha rätt till ersättning av nätkoncessionshavaren. Ersättningen skall motsvara dels värdet av den minskning av energiförlusterna i ledningsnätet som inmatningen medför i koncessionshavarens ledningsnät, dels värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att vara ansluten till annan nätkoncessionshavarens ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet. Energimarknadsinspektionen prövar tvister mellan nätkoncessionshavaren och innehavaren av en produktionsanläggning i frågor om ersättningen. Så har också skett i ett stort antal ärenden. Ersättningen som innehavaren av en produktionsanläggning kan få varierar i viss mån mellan koncessionsområdena. Tvisterna mellan innehavare av produktionsanläggningen och nätkoncessionshavaren bedöms i många fall gälla hur värdet av den inmatade elen i det aktuella området skall beräknas och värderas.

Uppdraget

En särskild utredare skall utvärdera om det nuvarande regelverket för förnybar elproduktion skapar hinder för en storskalig utveckling och utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Bedöms förändringar av regelverket krävas skall utredaren lämna sådana

förslag. Utredaren skall särskilt beakta hur sådana investeringskostnader som inte direkt kan kopplas till en enskild anläggnings anslutning till elnätet skall hanteras på lokal, regional och nationell nivå.

Utredaren skall lämna förslag till hur nuvarande reducerade nätavgift för mindre elproduktionsanläggningar enligt 4 kap. 10 § ellagen (1997:857) kan ersättas av enhetliga principer för bestämmandet av nätavgifter för produktionsanläggningar samt undersöka behovet av och lämna förslag till eventuella övergångsbestämmelser för nätavgifter för befintliga anläggningar färdigställda före den 1 januari 2007.

Utredaren skall kartlägga förekomsten av små produktionsanläggningar för förnybar el i Sverige och göra en bedömning av sådana anläggningars framtida utveckling.

Utredaren skall lämna förslag till den lagstiftning och det regelverk i övrigt som krävs för att ett undantag från nuvarande krav på timvis mätning, beräkning och rapportering för inmatning av el från små anläggningar för förnybar elproduktion skall kunna införas. En lämplig effektgräns för ett undantag skall föreslås bl.a. utifrån en avvägning mellan hur mycket en små elproducenter kan anses kunna betala samt behovet av kontinuerliga mätvärden för t.ex. balansreglering.

Utredaren skall slutligen lämna förslag till generella icke diskriminerande riktlinjer enligt vilka ersättning kan bestämmas vid inmatning av el, som skall avse mindre elproduktionsanläggningar. Förslaget bör innehålla en lämplig definition av vilka anläggningar som omfattas.

Utredaren skall i förekommande fall lämna fullständiga författningsförslag. Det står utredaren fritt att inkludera även annat relevant underlag i sitt arbete.

Konsekvensbeskrivning

Utredaren skall lämna konsekvensanalyser av samtliga förslag som presenteras i enlighet med 14 § kommittéförordningen (1998:1474).

Arbetets genomförande, tidsplan m.m.

Utredaren skall beakta vad som framkommit i betänkandet Elnätsföretag – särskild förvaltning och regionnätstariffer (SOU 2001:73), i betänkandet El- och naturgasmarknaderna – europeisk harmonisering (SOU 2003:113), i betänkandet El- och naturgasmarknaderna – energimarknader i utveckling (SOU 2004:129) samt beakta vad som sägs i propositionerna Samverkan för en trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning (prop. 2001/02:143) och Leveranssäkra elnät (prop. 2005/06:27).

Utredaren skall, i relevanta delar, samråda och beakta vad som framkommit i Energinätsutredningen (dir. 2006:39).

Utredaren skall beakta relevant EG-rätt samt hur frågorna i uppdraget behandlas inom EU och i övriga nordiska länder. En bedömning av eventuella förslags överensstämmelse med EU:s statsstödsregler skall särskilt göras.

Utredaren skall senast den 1 januari 2008 redovisa uppdraget.

(Näringsdepartementet)

Sammanställning av bedömda ordinarie
tariffer och differens jämfört med
tariffnivåerna enligt dagens regelverk för
småskalig elproduktion

Bedömd ordinarie tariff, genomsnittliga nivåer	
Medel tariff inkl nätnytta, öre/kWh	3,23
Medel årlig tariff inkl nätnytta, kr	3 703
Medel tariff exkl nätnytta, öre/kWh	8,60
Medel årlig tariff exkl nätnytta, kr	10 440
Medel fast avgift, kr	7 088
Differens bedömd ordinarie tariff - småskalig tariff. Medianvärde baserat på antal anläggningar	2,2
Differens bedömd ordinarie tariff - småskalig tariff. Medelvärde baserat på antal anläggningar	5,90
Kraftslag	187 vattenkraft
Beräknad årsprod, medel baserat på antal anläggningar, MWh	618
Antal anläggningar	50
Medeleffekt inom kategorin baserat på antal anläggningar, kW*	57
Effektindelning, kW	0-100
	101-200
	201-300
	301-400
	401-500
	501-600
	601-700
	701-800
	801-900
	901-1000
	1001-1100
	1101-1200
	1201-1300
	1301-1400
	1401-1500
	1801-1900
	1901-2000
	2001-2100
	2301-2400
	2701-2800
	2901-3000
	5101-5200
	1,56
	3,43
	3,44
	2,75
	2,84
	3,02
	1,71
	2,50
	3,09
	2,11
	1,73
	2,66
	2,82
	2,24
	2,62
	1,06
	1,90
	2,19
	1,10
	0,87
	3,59
	1,38
	1,39
	5,90
	2,24
	6,84
	1,06
	1,90
	2,19
	1,10
	0,87
	3,59
	1,38
	1,39
	187 vattenkraft
	618
	50
	57
	0-100
	101-200
	201-300
	301-400
	401-500
	501-600
	601-700
	701-800
	801-900
	901-1000
	1001-1100
	1101-1200
	1201-1300
	1301-1400
	1401-1500
	1801-1900
	1901-2000
	2001-2100
	2301-2400
	2701-2800
	2901-3000
	5101-5200
	8 926
	16 059
	10 099
	12 597
	14 645
	12 665
	15 290
	42 427
	21 448
	42 719
	20 375
	6 500
	25 000
	34 214
	25 000
	25 000
	25 000
	150 000
	56 250
	25 000
	1,56
	3,44
	2,75
	2,84
	3,02
	1,71
	2,50
	3,09
	2,11
	1,73
	2,66
	2,82
	2,24
	2,62
	1,06
	1,90
	2,19
	1,10
	0,87
	3,59
	1,38
	1,39
	5,90
	2,24
	6,84
	1,06
	1,90
	2,19
	1,10
	0,87
	3,59
	1,38
	1,39
	187 vattenkraft
	618
	50
	57
	0-100
	101-200
	201-300
	301-400
	401-500
	501-600
	601-700
	701-800
	801-900
	901-1000
	1001-1100
	1101-1200
	1201-1300
	1301-1400
	1401-1500
	1801-1900
	1901-2000
	2001-2100
	2301-2400
	2701-2800
	2901-3000
	5101-5200
	17 955
	33 048
	31 372
	50 642
	51 187
	54 152
	71 850
	106 109
	77 468
	115 159
	110 620
	6 500
	132 440
	160 846
	124 428
	176 680
	160 846
	25 000
	25 000
	25 000
	188 925
	265 200
	280 800
	266 216
	300 600
	4,23
	3,74
	3,08
	3,34
	3,30
	2,13
	2,47
	3,44
	2,24
	3,09
	2,78
	0,09
	2,32
	8,06
	1,32
	2,21
	2,52
	2,53
	1,87
	2,61
	1,52
	3 703
	-1 168
	962
	-14 023
	4 426
	10 036
	-18 144
	-14 831
	-10 364
	-29 468
	-1 624
	-8 925
	-156 467
	-59 900
	35 488
	-182 012
	-84 120
	-55 575
	-10 950
	-113 700
	-84 134
	-344 880

Effektindelning, kW	Medeleffekt inom kategorin baserat på antal anläggningar, kW*	Antal anläggningar	Beräknad årsprod, medel baserat på antal anläggningar, MWh	Kraftslag	Differens bedömd ordinarie tariff - småskalig tariff. Medelvärde baserat på antal anläggningar	Differens bedömd ordinarie tariff - småskalig tariff. Medianvärde baserat på antal anläggningar	Bedömd ordinarie tariff, genomsnittliga nivåer				
							Medel fast avgift, kr	Medel årlig tariff exkl nänytta, kr	Medel tariff exkl nänytta, öre/kWh	Medel årlig tariff inkl nänytta, kr	Medel tariff inkl nänytta, öre/kWh
0-100	32	7	64	vindkraft	13,00	10,38	7 714	9 880	16,19	8 701	15,13
101-200	158	3	307	vindkraft	12,28	10,94	25 000	37 508	12,80	29 995	10,35
201-300	225	23	491	vindkraft	3,55	5,89	20 040	36 224	7,79	24 817	5,53
401-500	488	18	945	vindkraft	7,03	7,46	20 887	56 496	6,46	33 328	3,96
501-600	600	27	1 194	vindkraft	5,29	5,20	21 074	64 874	5,48	37 491	3,22
601-700	662	9	1 343	vindkraft	6,39	5,61	23 067	73 358	5,73	42 216	3,38
701-800	774	20	1 421	vindkraft	5,59	5,09	18 210	78 851	7,85	47 391	3,89
801-900	859	23	1 849	vindkraft	4,74	5,20	21 470	91 677	4,97	50 609	2,73
901-1000	998	6	2 300	vindkraft	3,83	4,14	22 100	96 513	4,25	39 263	1,75
1101-1200	1 200	5	2 470	vindkraft	4,15	4,78	21 360	111 408	4,97	55 740	2,76
1301-1400	1 320	1	3 170	vindkraft	3,94	4,75	25 000	129 280	4,08	51 615	1,63
1401-1500	1 500	14	3 280	vindkraft	7,38	7,81	14 343	196 971	6,01	169 215	5,09
1901-2000	1 990	4	2 925	vindkraft	7,15	6,95	20 650	164 495	5,82	94 166	3,42
2801-2900	2 880	3	6 100	vindkraft	4,30	4,73	19 200	222 960	3,61	105 701	1,77
3501-3600	3 600	1	6 450	vindkraft	4,77	4,77	25 000	309 400	4,80	151 375	2,35
4201-4300	4 250	1	7 600	vindkraft	4,69	4,90	25 000	360 750	4,75	174 550	2,30
7401-7500	7 500	1	29 000	vindkraft	4,30	4,13	150 000	510 000	1,76	-17 800	-0,06
8901-9000	9 000	1	24 000	vindkraft	3,69	3,54	25 000	736 000	3,07	148 000	0,62
10401-10500	10 500	1	36 000	vindkraft	3,69	3,37	150 000	654 000	1,82	-1 200	0,00
Vattenkraft**:	453	282	2 083		1,99	3,51	16 478	51 742	4,34	-7 988	0,61
Vindkraft**:	667	168	2 103		5,10	5,87	21 315	95 531	6,59	53 031	4,25
Totalt**:	680	450	2 091		3,32	4,39	18 279	68 053	5,18	14 742	1,97

* observera att redovisningen sker anläggningsvis och att en anläggning kan bestå av flera enheter.

**summorna har beräknats som totala värdet för alla anläggningar delat med antal anläggningar.

Administrativa riktlinjer för elnätsanslutning av förnyelsebara elproduktionskällor

1 Inledning

Detta dokument syftar till att beskriva processen hur ett anslutningsärende hanteras mellan kund (K) och elnätsföretag (E) ur tids- och åtgärdssynpunkt. Dokumentet är övergripande även om vissa detaljer finns med för att förklara eller åskådliggöra de olika stegen och dess innehåll.

2 Processbeskrivning

Nedan beskrivs övergripande processen för ett anslutningsärende (schematisk bild återfinns i slutet av dokumentet). Respektive moment beskrivs mer detaljerat i de följande punkterna.

2.1 Förfrågan/föranmälan

Efter förfrågan/föranmälan kontaktas K normalt inom 10 arbetsdagar (info om handläggningstider mm).

Den fortsatta hanteringen beror på anslutningens art.

Följande huvudgrupper kan särskiljas¹:

- Lokalnät 0,4 kV
- Lokalnät 10–20 kV
- Regionnät 30–130 kV

¹ Baseras på vilken spänningsnivå som förstärkningsåtgärder behövs på.

2.2 Prisindikation

För att K ska kunna få en uppskattning av anslutningsavgiften och hur det är tekniskt möjligt att genomföra en anslutning på angiven plats erbjuder kunden en prisindikation på övergripande nivå.

En prisindikation innebär dock inte något löfte om anslutning, ej heller någon bindande kostnadsuppskattning. Mer arbete, exempelvis i form av beräkningar, markägarkontakter m.m. kan behövas innan E kan göra ett bindande åtagande.

Förutsättningen för att kunna lämna en prisindikation är att E fått följande från K:

- Projektets maximala effekt/säkring i anslutningspunkten (gärna kompletterad med ifylld AMP/ASP blankett)
- Anläggningens/anläggningarnas plats (fastighetsbeteckning/karta/koordinater)
- I förekommande fall kan ytterligare information behövas (t.ex. projektplan, deletapper etc.)

En prisindikation från E ska innehålla:

- Ett ungefärligt pris och eventuellt en skiss över anslutningen.
- Vilka eventuella förbehåll som kan finnas (förstärkningar, begränsningar, behov av fördjupade utredningar, markfrågor, bygglov etc.) anges om så är möjligt.

Normala handläggningstider hos E:

- Lokalnät 0,4 kV 10–20 arbetsdagar
- Lokalnät 10–20 kV 40 arbetsdagar
- Regionnät 30–130 kV 40 arbetsdagar

Beroende på projektets art kan dessa tider bli längre efter överenskommelse mellan parterna.

2.3 Offert

Bindande offert efterfrågas normalt av K i ett skede då eventuella tillstånd för anslutningen har erhållits.

E:s mål är att tiden för offertgivande skall vara så kort som möjlig efter förfrågan från K. Långa handläggningstider kan uppstå till följd av t.ex. markägarfrågor och/eller tekniska frågor.

Ett sätt att korta ner offerttiden är att E får uppdrag från K på förhandsarbeten, exempelvis avtal med markägare om ledningsdragning, koncessionsansökan, bygglov m.m.

Förutsättningen för att E ska kunna lämna en bindande offert är att K lämnat följande:

- Projektets maximala effekt/säkring i anslutningspunkten
- Anläggningens/anläggningarnas plats (fastighetsbeteckning/karta/koordinater)
- Kontaktuppgifter
- I förekommande fall kan ytterligare information behövas, exempelvis:
 - AMP/ASP-blankett
 - Underlag för nödvändiga elnätberäkningar

En bindande offert innehåller:

- Teknisk kravspecifikation avseende den aktuella anslutningspunkten.
- Anslutningsavgift
- Offertens giltighetstid, 2 månader
- Beräknad tidpunkt för anslutning
- Information om gällande tariff och eventuella nätnytta
- Leveransomfattning inkl. parternas åtaganden.

I förekommande fall kan ytterligare information lämnas, exempelvis:

- Nätdeklaration avseende den aktuella anslutningspunkten (t.ex. kortslutningseffekt och förväntad tillgänglighet)
- Anslutningsavgiften uppdelad i sina huvudkomponenter på ett transparent sätt (t.ex. arbete, material – beror dock på hur E upphandlar)

Offertavgift – deposition:

- Beroende på anslutningens art kan E ta ut en offertavgift. Avgiften kan bestå av en grundavgift samt en rörlig effektavgift. Avgiften är tänkt som en deposition (skall inte ge kostnadstäckning) och räknas av från anslutningsavgiften vid beställning. Rekommenderade avgifter är:
 - Grundavgift: 5000 kr
 - Rörlig avgift: 2kr/kW dock maximalt 50 000 kr

Normala handläggningstider hos E:

- Lokalnät 0,4 kV 20 arbetsdagar
- Lokalnät 10–20 kV 60 arbetsdagar
- Regionnät 30–130 kV 60 arbetsdagar

Beroende på projektets art kan dessa tider bli längre efter överenskommelse mellan parterna. Exempel på detta är större anslutningar som berör andra elnätsföretag.

2.4 Förlängning av offerttid

Beroende på projektets art kan offertens giltighetstid förlängas efter överenskommelse mellan parterna. E har då rätt att ta ut en månadsavgift relaterad till det effektutrymme som offererats. Rekommenderad avgift för detta är 2 kr/kW och månad. Även denna avgift är tänkt att vara en deposition som avräknas vid beställning.

Schematisk bild av processen:

