

# Tröskeleffekter och förnybar energi

- Förslag till permanent lösning

Energimarknadsinspektionen  
Box 155, 631 03 Eskilstuna  
Energimarknadsinspektionen R2015:08  
Författare: Linda Weman Tell, Hans-William Ressel, Björn Klasman  
Copyright: Energimarknadsinspektionen  
Rapporten är tillgänglig på [www.ei.se](http://www.ei.se)

# Förord

Regeringen har uppdragit åt Energimarknadsinspektionen att ta fram förslag på hur tröskeffekter vid anslutning av storskalig förnybar elproduktion kan hanteras. I dagens nät är kapacitetsbrist inte ovanligt och förstärkningar av nätet blir därför nödvändiga. Detta gäller speciellt när större anläggningar ska anslutas.

Elproducenten, som betalar anslutningsavgifter för att få tillträde till nätet, har svårt att ta hela kostnaden för den mest rationella nätförstärkningen och en situation kan uppstå där ingen enskild aktör har råd att betala nätförstärkningen utan är beroende av att flera tillkommande producenter ansluter sig till nätet. Tröskeleffekter uppstår därmed då det finns en fördel i att inte vara den första producenten som ansluter sig till elnätet i ett område. Risken för icke-rationell utbyggnad av nätet ökar.

Energimarknadsinspektionen lämnar i denna rapport två förslag som kan minska tröskeleffekterna. Det första förslaget utgår från att nätägarna genomför en förtida delning av anslutningsavgifterna. Till det första förslaget presenteras också ett tilläggsförslag där främst de nät som har svårt att hantera de stora investeringsbelopp som kan komma ifråga kan få hjälp med lån finansierade via stamnätstariffen. Det andra förslaget, också finansierat via stamnätstariffen, lyfter hanteringen till en central fond som efter ansökan från en nätägare kan bidra med finansiering för att minska tröskeleffekterna.

Energimarknadsinspektionen förordar fondförslaget då det i störst utsträckning undanröjer tröskeleffekterna samtidigt som de ekonomiska incitament som styr mot en utbyggnad av förnybar elproduktion bevaras.

Eskilstuna, april 2015



Anne-Vadasz Nilsson

Generaldirektör



Linda Weman Tell

Projektledare

# Innehåll

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| <b>1</b>  | <b>Sammanfattning och slutsats</b> .....                             | <b>6</b>  |
| <b>2</b>  | <b>Behovet av nya regler</b> .....                                   | <b>8</b>  |
| <b>3</b>  | <b>Uppdraget från regeringen</b> .....                               | <b>9</b>  |
| 3.1       | Begränsning i uppdraget till anläggningar om minst 100 MW .....      | 9         |
| <b>4</b>  | <b>Genomförda utredningsinsatser</b> .....                           | <b>10</b> |
| <b>5</b>  | <b>Övergångslösningen</b> .....                                      | <b>10</b> |
| 5.1       | Modell.....  | 10        |
| 5.2       | Förtida delning.....   | 11        |
| 5.3       | Ett statligt åtagande .....  | 11        |
| 5.4       | Urval av stöd .....  | 11        |
| 5.5       | Finansiering och risk.....   | 11        |
| 5.6       | Införande .....  | 12        |
| 5.7       | Avveckling – integrering med nytt system .....                       | 12        |
| 5.8       | Intäcksregleringen.....  | 12        |
| <b>6</b>  | <b>Andra länders lösningar på tröskelproblematiken</b> .....         | <b>13</b> |
| <b>7</b>  | <b>Utbyggnad av förnybar energi</b> .....                            | <b>13</b> |
| 7.1       | Elcertifikatsystemet.....  | 13        |
| 7.2       | Regionnätägaren utreder nätförstärkningar.....                       | 14        |
| 7.3       | Förstärkning i stamnätet .....                                       | 15        |
| 7.4       | Exemplet Uppvidinge .....  | 15        |
| <b>8</b>  | <b>Kort beskrivning av intäcksregleringen</b> .....                  | <b>16</b> |
| 8.1       | Fastställande av en intäktsram.....                                  | 16        |
| 8.2       | Kapitalbas.....  | 16        |
| 8.3       | Kalkylränta.....   | 17        |
| 8.4       | Investeringar.....   | 17        |
| 8.4.1     | En investerings påverkan på kapitalbasen.....                        | 17        |
| 8.4.2     | En investerings påverkan på intäktsramen .....                       | 18        |
| <b>9</b>  | <b>Förslag 1: Förtida delning</b> .....                              | <b>18</b> |
| 9.1       | Beskrivning av förslaget.....  | 19        |
| 9.2       | Tilläggsförslag - investeringsstöd .....                             | 19        |
| 9.3       | Fördelar med förslag 1 .....   | 21        |
| 9.4       | Nackdelar med förslag 1 .....  | 22        |
| 9.5       | Kostnadmässiga aspekter.....   | 23        |
| 9.5.1     | Kostnadmässiga och övriga konsekvenser för dem som berörs.....       | 23        |
| 9.5.2     | Konsekvenser av investeringskostnaderna för respektive nätägare..... | 23        |
| 9.5.3     | Konsekvenser av investeringskostnaderna för kunderna .....           | 25        |
| 9.5.4     | Andra kostnader och krav på förändringar i verksamheten .....        | 26        |
| 9.5.5     | Annan påverkan.....  | 26        |
| <b>10</b> | <b>Förslag 2: Elnätsfond</b> .....                                   | <b>27</b> |
| 10.1      | Beskrivning av förslaget.....  | 27        |

|   |   |           |
|---|---|-----------|
| 10.1.1  | Fondens förvaltning.....  | 28        |
| 10.1.2  | Principer för utbetalningar av fondmedel.....   | 29        |
| 10.1.3  | Avtal mellan fond och nätägare.....   | 30        |
| 10.1.4  | In- och utbetalning av medel.....   | 31        |
| 10.1.5  | Fondmedlens storlek.....  | 32        |
| 10.2  | Fördelar med förslag 2.....   | 33        |
| 10.3  | Nackdelar med förslag 2.....  | 33        |
| 10.4  | Kostnadsmässiga aspekter.....   | 34        |
| 10.4.1  | Kostnadsmässiga och övriga konsekvenser för dem som berörs.....                       | 34        |
| 10.4.2  | Konsekvenser av investeringskostnaderna för kunderna.....                             | 34        |
| 10.4.3  | Konsekvenser av fondfinansiering för nätägarna.....                                   | 34        |
| <b>11</b>   | <b>Konsekvensanalys.....</b>  | <b>35</b> |
| 11.1  | Konsekvenser av intäktsregleringen.....   | 35        |
| 11.1.1  | Beräkning av avkastningen.....  | 35        |
| 11.1.2  | Sammanfattande jämförelse av de två förslagen med Jämtkraft som exempel.....          | 36        |
| 11.2  | Synpunkter från marknadsaktörer.....  | 37        |
| 11.2.1  | Förslag 1.....  | 37        |
| 11.2.2  | Förslag 2.....  | 37        |
| 11.3  | EU:s statsstödsregler.....  | 38        |
| 11.3.1  | Förslag 1.....  | 38        |
| 11.3.2  | Förslag 2.....  | 39        |
| 11.4  | Berörda företag.....  | 39        |
| 11.5  | Tidsåtgång och administrativa kostnader.....  | 40        |
| 11.5.1  | Förslag 1.....  | 40        |
| 11.5.2  | Förslag 2.....  | 42        |
| 11.6  | Konkurrensförhållanden.....   | 44        |
| 11.7  | Ikraftträdande och samexistens med övergångslösningen.....                            | 45        |
| 11.7.1  | Förslag 1.....  | 45        |
| 11.7.2  | Förslag 2.....  | 46        |
| <b>12</b>   | <b>Författningsförslag.....</b>   | <b>47</b> |
| 12.1  | Förslag till ändring i ellagen (1997:857).....  | 47        |
| 12.2  | Förslag till ändring i förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag.....    | 49        |
| 12.3  | Förslag till lag om särskild fond och avgift för undanröjande av tröskeleffekter..... | 49        |
| 12.4  | Förslag till instruktion till värmyndighet.....                                       | 50        |
| <b>13</b>   | <b>Referenser.....</b>  | <b>52</b> |
| <b>Bilaga 1 Andra länders lösningar på tröskelproblematiken</b> |   |           |
| 1   | Irland (Källa: CER/08/260)  |           |
| 2   | Australien (Källa: AEMC Determination Rule 2011)                                      |           |
| 3   | Slutsatser  |           |

# 1 Sammanfattning och slutsats

Frågan om hur tröskeleffekter ska hanteras vid inkoppling av storskalig förnybar elproduktion har utretts ett antal gånger. En övergångslösning är i skrivande stund på väg att införas men ännu saknas en permanent lösning.

I denna rapport presenterar Energimarknadsinspektionen (Ei) två lösningsförslag, varav ett förordas framför det andra.

## Ei föreslår

Med utgångspunkt i att det viktiga är att tröskeleffekterna undanröjs, att kundernas kostnader inte blir allt för höga samt att incitamenten som styr var förnybar elproduktion byggs i möjligaste mån bevaras förordar Ei ett förslag där en elnätsfond bildas. Fonden ska finansiera storskaliga nätanslutningar av förnybar kraft där tröskeleffekter finns. Ei presenterar författningsförslag avseende det förslaget medan ett alternativt förslag om förtida delning endast beskrivs och analyseras.

Förslaget går i korthet ut på följande:

- En fond skapas som placeras under en värmyndighet
- Fonden finansieras via stamnätstariffen
- Fonden får en möjlig utlåningsvolym på 2 miljarder kronor
- Nätägaren ansöker om lån och prövning sker av fondstyrelsen
- Lånet ska tas upp som en intäkt i intäktsregleringen
- Tillkommande anslutande producenters anslutningsavgift går vidare till fonden som en amortering på lånet. Kvittning mellan amortering och denna anslutningsavgift sker i intäktsregleringen.

## Ei:s förslag

Ei presenterar två lösningförslag på tröskeleffektsproblematiken.

Det första förslaget, i rapporten kallat förtida delning, fokuserar på nätägarna och går ut på att i lag reglera en förtida delning av anslutningsavgifterna mellan de producenter som ansluter i en förstärkt del av elnätet. Detta skulle innebära att en elproducent endast behöver bära sina egna kostnader samtidigt som staten inte är inblandad. Nätägarna får i detta förslag finansiera den del av nätförstärkningen som den första elproducenten inte tar i anspråk. Eftersom nätägarnas kostnader i slutändan betalas av kunderna kan det i vissa nät, särskilt de med relativt få kunder, bli stora kostnader för kunderna. För att hantera denna problematik presenteras ett tillägg till förslaget som innebär att dessa kostnader kan delas av alla Sveriges elkunder genom stamnätstariffen.

Det andra förslaget, i rapporten kallat elnätsfond, innebär att en fond skapas som har möjlighet att gå in som finansiär om nätägaren inte kan hantera kostnaderna. Nätägaren kan då ansöka till fonden om ekonomiskt stöd. Stödet ges som ett lån och betalas av i takt med att anslutningar sker i det förstärkta nätet. I de fall nätägaren har fått finansiering ska de göra en förtida delning av anslutningsavgifterna mellan de producenter som ansluter i den förstärkta delen av nätet. Fondens medel samlas in genom en särskild avgift på stamnätstariffen och delas därmed av alla Sveriges elkunder. Bedömningen av vilka projekt som ska få stöd görs av en fondstyrelse som organiseras som en fristående avdelning under en värdmyndighet. Fonden utgår från de samhällsekonomiska konsekvenserna av olika förstärkningsåtgärder när den avgör vilka projekt som ska få stöd eller inte.

### **För- och nackdelar med förslagen**

Det första förslaget ligger nära den marknadslösning som efterfrågats i uppdraget. En sådan lösning medför dock att kunder i nät med relativt få kunder riskerar stora avgiftshöjningar vilket sannolikt uppfattas som orättvist då fördelarna av förnybar elproduktion delas av alla Sveriges elkunder. Tilläggsförslaget som föreslås för att hantera detta löser till viss del problemet, men medför också att förslaget i hög grad liknar den övergångslösning som finns.

Fondförslaget löser i större utsträckning de problem som uppkommer för mindre nätägare men innebär inte en lika marknadsorienterad lösning som det första förslaget. Likt första förslaget innebär fondlösningen att alla tillkommande producenter betalar sin del av nätförstärkningen. Fondens organisation innebär en större administrativ kostnad än vad det första förslaget skulle medföra, dock måste denna kostnad ställas mot den nytta som undanröjande av tröskeleffekter medför.

I intäcksregleringen beräknas avkastningen på den befintliga kapitalbasen. Vid en nätförstärkning ökar företagets kapitalbas vilket följaktligen innebär att nätföretaget kan ta ut avkastning från kunderna även för nätförstärkningen. För kunderna, särskilt i nät med få kunder, riskerar detta att bli en stor kostnad. Det är dock inte en följd av förslaget i sig utan följer av intäcksregleringens utformning.

## 2 Behovet av nya regler

Enligt ellagen (1997:857) kan en nätkoncessionsinnehavare, ofta kallad nätägare, ta ut en avgift från anslutande kunder som täcker de skäligen kostnader som anslutningen gett upphov till. Vid bedömningen av skäligen kostnader ska särskilt anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten tas i beaktande.

Om en anslutande kund, till exempel en vindkraftsexploator, vill ansluta en större anläggning i ett område där nätet inte har tillräcklig kapacitet för att hantera den tillkommande effekten kan nätet behöva förstärkas. Med dagens regler kan nätägaren ta ut hela denna kostnad från den tillkommande producenten, även i de fall då nätförstärknigen medger ytterligare inkoppling. Orsaken till att en nätförstärkning kan medge ytterligare inkoppling utöver det som den första producenten efterfrågat är nätets tekniska utformning.

Ett scenario som belyser problematiken är när en producent vill ansluta till en ledning som saknar tillräcklig kapacitet. En ny ledning behöver byggas vilket medför stora kostnader. Nätägaren kan då ta ut en anslutningsavgift som täcker hela kostnaden för byggandet av en ny ledning. Eftersom byggandet av en ny ledning innebär en kraftigt ökad kapacitet möjliggörs ytterligare anslutning av elproduktion utan att dessa behöver bekosta en ny ledning. För den första producenten uppstår alltså en situation där den riskerar bekosta nätförstärkningar som kommer andra producenter till gagn.

Med nuvarande regelverk kan situationen som beskrivs i föregående stycke endast lösas om antingen producenten eller nätägaren kan stå för den del av förstärkningen som inte efterfrågats av den första producenten. Detta sker till viss del i dagsläget men vid stora och dyra nätförstärkningar vill nätägaren i regel att elproducenten finansierar förstärkningen genom en anslutningsavgift. Man inser snabbt att det kan finnas en nackdel att vara förste elproducent i ett område som behöver förstärkas och där nätägaren inte är villig att finansiera kapacitet utöver den förste elproducentens behov. Det är denna nackdel för elproducenten som är ursprunget till det som brukar kallas tröskeeffekt. Om tröskeeffekten är så stor att ingen elproducent ensam kan bära kostnaderna för nätförstärkningen kommer inga projekt i området att förverkligas. En annan effekt kan vara att elproducenten bildar ett eget nätföretag och bygger en egen ledning enbart för sina egna behov. Tröskeeffekter kan alltså i praktiken göra att områden som är lämpliga för till exempel vindkraft inte byggs ut optimalt, trots att det finns ett flertal producenter som är intresserade av att göra investeringar i området.

Tröskeeffekterna ökar i storlek om de nätförstärkningar som måste göras är omfattande, särskilt förstärkningar i stamnätet som ofta innebär avsevärda investeringar. Nätägarna är inte alltid villiga att ta den risk som en sådan nätförstärkning kan innebära. Nya regler behövs för att säkerställa att storskaliga elproduktionsanläggningar för förnybar el inte hindras i de fall då de nätförstärkningar som behövs är stora och dyra.



## 3 Uppdraget från regeringen

Regeringen överlämnade den 6 mars 2014 propositionen Tröskeeffekter och förnybar energi (prop. 2013/14:156) till riksdagen. I propositionen beskrivs huvuddragen i en övergångslösning som ska göra det möjligt att undanröja tröskeeffekter som försvårar anslutningen av anläggningar för förnybar elproduktion till elnätet. Riksdagen beslutade i enlighet med propositionen den 8 maj 2014 och de författningsändringar som gör övergångslösningen möjlig trädde i kraft den 1 augusti 2014.

I propositionen framförde regeringen ambitionen att under 2016 ersätta övergångslösningen med en långsiktig marknadslösning där staten inte behöver ta finansiell risk. Regeringen beslutade den 15 maj 2014 att ge Ei i uppdrag att utreda hur en sådan marknadslösning skulle kunna utformas, samt att kartlägga eventuella hinder i lagstiftningen. En viktig utgångspunkt i uppdraget är att projekt som påbörjats inom ramen för övergångslösningen även ska kunna avslutas inom denna, alternativt ingå i en ny marknadslösning förutsatt att de ekonomiska förutsättningarna för involverade aktörer inte förändras. Ei har tolkat detta som att det är acceptabelt med två parallella system under en övergångsperiod.

Uppdraget med eventuella författningsförslag och konsekvensbeskrivningar skulle inledningsvis redovisas till Regeringskansliet senast den 31 mars 2015. Uppdraget har sedermera förlängts till den 30 april 2015.

### 3.1 Begränsning i uppdraget till anläggningar om minst 100 MW

Svenska kraftnät fick år 2009 i uppdrag av regeringen att ta fram ett förändrat regelverk avseende nätanslutning av stora elproduktionsanläggningar. I sin utredning, Tröskeeffekter och förnybar energi, definierade Svenska kraftnät stora produktionsanläggningar som produktionsanläggningar med en effekt om minst 100 MW. Definitionen gjordes utifrån Svenska kraftnäts föreskrift SvKFS 2005:2. I propositionen Genomförande av direktiv om förnybar energi (prop. 2009/10:128), föregångaren till propositionen som beskriver övergångslösningen, användes uttrycket storskalig produktionsanläggning om minst 100 MW. I propositionen som behandlar övergångslösningen, Tröskeeffekter och förnybar energi (prop. 2013/14:156), används samma begrepp även om inte definitionen på minst 100 MW nämns.

I Ei:s uppdrag från regeringen anges inte storleken på de anläggningar som ska omfattas av den permanenta lösningen utan i uppdraget hänvisas till propositionen som behandlar övergångslösningen. Ei har tolkat uppdraget så att vi ska ta fram en lösning som enbart omfattar förstärkningar i syfte att möjliggöra anslutning av produktionsanläggningar för förnybar el med en sammanlagd effekt om minst 100 MW.

## 4 Genomförda utredningsinsatser

För att genomföra uppdraget har Ei utsett en projektgrupp. Projektgruppen har tillsammans med en intern styrgrupp tagit fram förslag till olika lösningar varav tre förslag sedan presenterats för ett antal marknadsaktörer - Svenska kraftnät, Vattenfall Eldistribution AB (Vattenfall), Skellefteå Kraft AB (Skellefteå Kraft), E.ON Sverige AB (E.ON), Fortum Distribution AB (Fortum), Jämtkraft Elnät AB (Jämtkraft), Svensk Energi, Svensk vindenergi samt Svensk Vindkraftförening. Ei beslutade efter det att gå vidare med två förslag. Aktörernas synpunkter på dessa två förslag återfinns i kapitel 11.2. Under arbetets gång har sedan ett underförslag till ett av förslagen utarbetats (kapitel 9.2).

Ei har upphandlat en konsult, Advokatfirman Öberg & Associés AB, för att utreda ett av förslagen, förslaget om elnätsfond, utifrån EU:s regler om statsstöd. Konsultens bedömning återfinns i kapitel 11.3.

Projektgruppen har för båda förslagen genomfört beräkningar för att kunna överblicka konsekvenserna av förslagen. Projektgruppen har även utrett konsekvenserna av den intäktsreglering som nätföretagen lyder under samt tagit fram författningsförslag avseende förslaget om elnätsfond.

## 5 Övergångslösningen

Nedan följer en beskrivning som bygger på propositionen Tröskeeffekter och förnybar energi (prop. 2013/14:156).

Övergångslösningen innebär att staten genom Svenska kraftnät täcker kostnader för nätförstärkningar som är kundspecifika för produktionsanläggningar som antas anslutas till elnätet i framtiden. Detta kan ske exempelvis genom lån till så kallade regionnätsföretag. Regionnätsföretag är nätägare som har nätkoncession för linje med en spänningsnivå som överstiger de lokala distributionsnäten men understiger de spänningsnivåer som är aktuella för Svenska kraftnäts ledningar i stamnätet. Stödet kombineras med en förtida delning av anslutningsavgifterna. Ett nätföretag som ansluter en anläggning inom ramen för förslaget ska betala tillbaka stödet allteftersom nätförstärkningens kapacitet tas i anspråk genom anslutning av anläggningar.

### 5.1 Modell

Tröskeeffekterna består av två delproblem, dels problemet för producenterna att de inte kan dela kostnader för nätanslutning, dels problemet för nätägarna att ta stora ekonomiska risker vid nätutbyggnad. Även lösningen blir därför tvådelad.

## 5.2 Förtida delning

Ett system med förtida delning av den kundspecifika delen av nätförstärkningskostnaden införs för storskaliga produktionsanläggningar för förnybar el av nationell betydelse. Syftet är att en producent endast ska betala en sådan del av den totala kostnaden för den nödvändiga nätförstärkningen som motsvarar producentens andel av den totala anslutningskapaciteten.

## 5.3 Ett statligt åtagande

De kundspecifika nätförstärkningskostnaderna, som ska belasta ännu inte anslutna anläggningar, finansieras av staten, exempelvis genom lån till regionnätsföretag. Då anläggningarna senare ansluts återbetalar regionnätsföretaget den del av lånet som motsvarar varje ny anläggnings andel av den totala nätförstärkningen till Svenska kraftnät. När 70 procent är anslutet vid något finansierat projekt kan en eventuell ny finansiering komma i fråga.

## 5.4 Urval av stöd

Systemet innebär att förtida delning av nätförstärkningskostnaden införs i de geografiskt lämpliga områden som Svenska kraftnät valt ut. Inkluderat i Svenska kraftnäts beslut om vilket område som ska omfattas av stödet ska en tidsplan finnas. Det ska även finnas en beskrivning av hur befintligt nät ska förstärkas och hur eventuellt nödvändigt nytt nät ska dimensioneras samt hur de tillkommande elproduktionsanläggningarna ska anslutas. Det är naturligt att regionnäsägarna tar ansvaret för att föreslå lämpliga områden. Detta ska utföras genom att underlag i form av tekniska och ekonomiska förstudier lämnas till Svenska kraftnät, som sedan ansvarar för att besluta om utformning och hantering av dessa förstudier.

Nätföretaget får finansiering från Svenska kraftnät och anslutande producenter betalar bara sina kundspecifika kostnader.

## 5.5 Finansiering och risk

Den ekonomiska risken begränsas genom följande tre punkter.

- För det första ska ett tak finnas för hur mycket staten genom Svenska kraftnät tillåts finansiera. Stödet ska kunna tillämpas inom ett eller flera geografiska områden samtidigt så länge den totala investeringen inte överstiger 700 miljoner kronor.
- För det andra ska projekten som planeras i ett område ha utvecklats relativt långt innan den föreslagna lösningen tillämpas där. Vidare ska anläggningar med en installerad kapacitet motsvarande minst 30 procent av kapaciteten för den planerade nätförstärkningen ha tecknat anslutningsavtal med det aktuella nätföretaget. Syftet är att minska den ekonomiska risken genom att ställa krav på att utvecklingen inom ett område nått en viss mognadsgrad innan stödet tillämpas.
- Slutligen gäller att utvecklingen inom utvalda nätförstärkningar ska ha fallit väl ut innan det blir aktuellt att gå vidare och tillämpa lösningen på ytterligare förstärkningar. Detta säkerställs genom krav på att kostnadstäckning

motsvarande minst 70 procent av utestående fordringar på något finansierat projekt har säkrats genom anslutningsavtal som bland annat reglerar anslutningsavgifter och därmed säkrar återbetalning till Svenska kraftnät. Om anslutningar av anläggningar inom områdena försenas ska undantag från denna regel vara möjliga under förutsättning att:

- de försenade anläggningarna skulle uppnå en kostnadstäckning på minst 70 procent tillsammans med redan anslutna anläggningar.
- anläggningarna är försenade av orsaker som de aktuella projektörerna rimligen inte har kunnat påverka, exempelvis längre tid för tillståndsgivningen än förväntat.
- bedömningen är att det föreligger låg risk för att de försenade anläggningarna inte kommer att anslutas.

## **5.6 Införande**

Övergångslösningen beslutades av riksdagen i maj 2014 och de ändringar som krävdes i ellagen började gälla den 1 augusti 2014. En förordning som reglerade Svenska kraftnäts möjligheter att låna ut pengar behövde också tas fram. Förordningens innehåll anmäldes till EU-kommissionen så att den kunde bedöma förordningen utifrån EU:s regler om statsstöd. Läs mer om statsstödsreglerna i kapitel 11.3. Kommissionen kom i ett beslut i februari 2015 fram till att övergångslösningen visserligen utgjorde statsstöd men att det främjade ett mål av gemensamt intresse och var nödvändigt och proportionerligt. Kommissionen beslutade därför att inte göra några invändningar mot stödet. Den färdiga förordningen har nyligen presenterats.

## **5.7 Avveckling – integrering med nytt system**

Ambitionen är att systemet ska ersättas av en permanent lösning där staten inte tar en finansiell risk. Målet för en sådan lösning är att den ska vara kompatibel med övergångslösningen så att projekt som finansierats inom denna ska kunna slutföras i den permanenta lösningen alternativt kunna fungera parallellt med övergångslösningen till dess att denna avvecklas. En permanent lösning kan införas tidigast 2016.

## **5.8 Intäktsregleringen**

I övergångslösningen får inte ännu inte ianspråktaga delar av en utbyggd kapacitet tas med i kapitalbasen. För varje nyanslutning tas därefter motsvarande del i anläggningen upp i kapitalbasen.

## 6 Andra länders lösningar på tröskelproblematiken

I Svenska kraftnäts rapport Tröskeleffekter och förnybar energi beskrivs systemen i Danmark, Spanien, Portugal och Tyskland. De flesta länderna kollektiviserar kostnaderna, i allmänhet via stamnätstariffen. Många gånger har också förnybar kraft företrädare i näten.

Ei har närmare studerat ytterligare två lösningar från Irland respektive Australien. Dessa beskrivs i bilaga 1. Slutsatsen är att även dessa länder har valt lösningar utifrån ländernas förutsättningar och stödsystem. Därigenom är de inte lämpliga i Sverige som ha en marknadsdriven utbyggnad av förnybar kraft utan centralstyrning. Dessutom finns i Sverige, till skillnad från i exempelvis Australien, ett relativt väl maskat nät där en lämplig anslutningspunkt till ett befintligt nät i allmänhet kan identifieras.

## 7 Utbyggnad av förnybar energi

I följande kapitel beskrivs inledningsvis hur stödsystemet för förnybar energi fungerar i Sverige och Norge, det så kallade elcertifikatsystemet.

I kapitlet beskrivs även, med fokus på nätrelaterade frågor, i stora drag processen för inkoppling av elproduktionsanläggningar för en vindkraftsexploator som bygger en park med en installerad effekt om 100 MW eller mer. Ei:s uppdrag omfattar all förnybar energi men i dagsläget är det framför allt vindkraftsanläggningar som har så hög installerad effekt. Andra tillstånd och processer, såsom miljö- och byggnadstillstånd, koncessionsansökningar och så vidare beskrivs inte.

Processen att bygga och driftsätta en storskalig förnybar elproduktionsanläggning är i regel flerårig och kantas av många delbeslut. Kostnaderna varierar betydligt beroende på om nätförstärkningen kräver åtgärder på stamnätet eller inte.

### 7.1 Elcertifikatsystemet

Syftet med elcertifikatsystemet är att öka utbyggnaden av förnybar elproduktion. Systemet är ett gemensamt system för Norge och Sverige. För att uppfylla EU:s 2020-mål för förnybar elproduktion har riksdagen satt upp ett mål för hur mycket energi som förnybar elproduktion ska bidra med till år 2020. Systemet fungerar så att godkända anläggningar för förnybar elproduktion får ett certifikat i femton år för varje producerad MWh. Dessa certifikat säljs till ett marknadspris som styrs av efterfrågan på certifikaten. Därigenom får producenten en intäkt utöver elpriset. Köpare är de elhandlare som säljer el till de kunder som ingår i den kvotpliktiga förbrukningen. I stort sett all förbrukning är kvotpliktig bortsett från elintensiv

industri och förlustkraft. Varje år inom systemet (2003-2035) tilldelas ett kvottal som bestämmer den mängd certifikat varje såld MWh ska motsvaras av. Är kvottalet 0,2 måste alltså elhandlaren inhandla ett elcertifikat för varje sålda fem MWh. Kvottalen är underlag för omprövning vid så kallade kontrollstationer vilka sker vart tredje år. Ansvarig myndighet är Energimyndigheten.

Ny förnybar elproduktion som godkänts av Energimyndigheten tilldelas elcertifikat vilket innebär att utbudet av elcertifikat ökar med tiden. Anläggningar som varit i systemet i 15 år fasas ut och får inte längre några elcertifikat för sin elproduktion. Balansen mellan utbudet och efterfrågan av elcertifikat påverkar priset för elcertifikat. En viss mängd outnyttjade certifikat finns också lagrade vilket också påverkar marknadspriset. Priset sätts genom att marknaden bedömer lagret av elcertifikat, tillgången i form av framtida, existerande samt förväntad ny, elcertifikatberättigad elproduktion samt efterfrågan genom gällande kvottal. Förväntat elpris i framtiden är också avgörande för vilket pris elcertifikaten får. För att projekt med förnybar elproduktion ska vara lönsamma krävs att summan av elpris och elcertifikat täcker långsiktig marginalkostnad för projektet. Vid dagens elpriser skulle endast ett fåtal nybyggnadsprojekt bli genomförda utan de extra intäkter som elcertifikaten ger. Vid en viss tidpunkt kommer inte fler anläggningar att tillkomma eftersom det mål som är satt för år 2020 med stor sannolikhet bedöms vara uppfyllt.

Fördelningen mellan Sverige och Norge och mellan olika kraftslag och projektstorlekar inom systemet är inte definierad utan är ett resultat av marknaden.

Ei:s nu aktuella uppdrag omfattar all förnybar elproduktion över 100 MW men i dagsläget gör Ei bedömningen att det endast är aktuellt med vindkraftsanläggningar i den storleksordningen. En på marknaden förekommande uppskattning är att det finns utrymme för ytterligare 3 000 MW ny vindkraft i Sverige inom elcertifikatsystemet. I rapporten har Ei därför utgått från att det är i den omfattningen som det kommer att byggas vindkraft. Detta är särskilt relevant vid bedömningen av det finansiella stödbehovet för att undanröja tröskeleffekterna, vilket beskrivs i avsnitt 9.5.2 och 10.1.5. Av vindkraften förväntas en större mängd komma från större vindkraftsanläggningar vilka i allmänhet är de som möter tröskelproblematik vid anslutning till nätet.

Det finns inga beslutade mål efter år 2020 vilket innebär att det är mycket svårt att bedöma omfattningen av storskalig förnybar elproduktion efter detta år. Elcertifikatsystemet kan också komma att förändras i framtiden. Rapporten utgår därför från elcertifikatsystemet som det ser ut i början av 2015.

## **7.2 Regionnätägaren utreder nätförstärkningar**

I en första fas sammanställer nätägaren, i regel regionnätägaren, olika förfrågningar om nätanslutningar. Dessa nätanslutningar fördelar sig ofta i kluster kring redan existerande ledningar. Om de inkomna förfrågningarna inte kan hanteras inom befintligt nät måste nätägaren undersöka möjligheterna att förstärka nätet. Det är i denna fas som de första tecknen på eventuella tröskelproblem kan identifieras.

De producenter om kommit längst i processen kan ge i uppdrag åt nätägaren att utreda hur anslutningsfrågan ska lösas. Nätförstärkningarna kan bli mer eller mindre omfattande beroende på hur många anläggningar som är aktuella i området. I regel genomförs inte alla planerade projekt vilket innebär att förstärkningen ofta blir mindre än summan av alla förfrågningar. Detta bortfall har uppskattats av vissa nätägare till cirka 75 procent.

Nätägaren utreder olika förstärkningsalternativ och kan sedan göra en första uppskattning av kostnaderna. Dessa kostnader är i ett tidigt skede osäkra och beror i hög grad på hur omfattande den planerade nätförstärkningen är. Exempel på fördyrande omständigheter är om en ny stamnätstation måste byggas, se vidare i kapitel 7.3.

När nätägaren beslutat sig för en viss lösning görs en fördjupad studie där konkreta förslag på till exempel linjedragningar och byggnation av stationer tas fram.

### 7.3 Förstärkning i stamnätet

Beskrivningen nedan baseras på Svensk kraftnäts Vägledning för anslutning till stamnätet<sup>1</sup>. Om regionnätet inte klarar inkoppling av den efterfrågade effekten kan nätägaren förorda att kopplingen mellan region- och stamnät förstärks. Detta kan till exempel innebära att en ny stamnätsstation byggs med tillhörande ställverk och transformatorer. En sådan förstärkning innebär högre kostnader och kan därmed bidra till ökade tröskeeffekter.

När nätägaren har gjort en förfrågan till Svenska kraftnät påbörjas en studie om vilka förstärkningsåtgärder som kan bli aktuella. Denna studie redovisar det tekniska utförandet på förstärkningen samt en kostnadsuppskattning. Studien resulterar i att Svenska kraftnät lämnar ett förhandsbesked om anslutning som är giltigt i sex månader. Om nätägaren vill gå vidare med förstärkningen påbörjar Svenska kraftnät en teknisk förstudie som innehåller en mer detaljerad beskrivning av anslutningsavgifter, tekniskt utförande, tidplan samt eventuella risker. Anslutningsavtalet kan tecknas upp till sex månader efter slutförd teknisk förstudie. När anslutningsavtalet är undertecknat kan byggavtal tecknas, vilket påbörjar upphandlings- och byggnationsfasen. Normalt tar det cirka tre år från undertecknat anslutningsavtal till att anläggningen tas i drift, dock kan denna period bli avsevärt längre om koncession för nya ledningar krävs.

### 7.4 Exemplet Uppvidinge

Nedan beskrivs ett exempel från Uppvidinge kommun i Småland med siffror hämtade från vindkraftsexploatören Stena Renewable AB (Stena).

Uppvidinge-klustret avser ett flertal mer eller mindre långt gångna vindkraftsprojekt. Beroende på vilka projekt som inkluderas har E.ON, som är regionnätsägare i området, fått in förfrågningar på att ansluta uppemot 1000 MW i det aktuella området. Tillgänglig kapacitet i nätet är i dagsläget 100 MW vilket innebär att ett omfattande förstärkningsarbete måste göras för att realisera ens en

---

<sup>1</sup> Vägledning för anslutning till stamnätet, 2009/392/2.

bråkdel av de projekt som planeras. E.ON har bedömt att en nätförstärkning om cirka 500 MW är trolig i ett första steg, mot bakgrund av de förfrågningar som inkommit. En sådan nätförstärkning skulle kosta 345 miljoner kronor, en kostnad som utan tröskelhantering skulle belasta den första elproducenten, det vill säga Stena, trots att denna endast planerar att utnyttja 165 MW.

Om Stena endast betalar för den andel av utbyggnaden som de avser använda, det vill säga om tröskeleffekterna undanröjs, kommer det att innebära en anslutningskostnad om 145 miljoner kronor. För att projektet ska genomföras behöver således Stena betala 200 miljoner kronor mer än vad deras del av förstärkningen utgör.

## 8 Kort beskrivning av intäktsregleringen

I följande kapitel beskrivs de delar av intäktsregleringen som är relevanta för de lösningförslag som presenteras.

### 8.1 Fastställande av en intäktsram

5 kapitlet ellagen anger hur Ei ska göra en skälighetsbedömning av en nätkoncessionshavares intäkter från nätverksamheten. Ei ska fastställa en intäktsram för varje tillsynsperiod (5 kap. 1 §). En tillsynsperiod ska som huvudregel vara fyra kalenderår (5 kap. 4 §). Nästa period avser den 1 januari 2016 - den 31 december 2019. Med intäktsram avses de samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får ta in genom nättariffer under en tillsynsperiod (1 kap. 5 a §).

En nätkoncessionshavare ska inför varje tillsynsperiod lämna in ett förslag till intäktsram tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget till Ei (5 kap. 2 §).

### 8.2 Kapitalbas

Ellagen anger att intäktsramen ska täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas) (5 kap. 6 § ellagen). En rimlig avkastning motsvarar den avkastning som krävs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk kunna attrahera kapital för investeringar (prop. 2008/09:141 s. 102).

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som nätägaren använder för att bedriva verksamheten. Hänsyn ska även tas till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden. En tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten ska ändå anses ingå i kapitalbasen om det skulle vara oskäligt mot nätägaren att bortse från tillgången (5 kap. 9 §).



Om det finns särskilda skäl kan Ei medge att delar av intäkter, såsom exempelvis anslutningsavgifter, tas med i intäktsredovisningen först för senare perioder (5 kap. 17 §).

Vilka tillgångar och när de ska ingå i kapitalbasen regleras i förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag (intäktsramsförordningen). Enligt förordningen ska en anläggningstillgång som börjar användas av nätkoncessionshavaren under tillsynsperioden ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som följer på den tidpunkt då tillgången börjar användas (5 §). Intäktsramsförordningen fastställer även hur de anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen ska värderas. I första hands ska de åsättas ett nuanskaffningsvärde som motsvarar ett *normvärde* för en anläggningstillgång som är i huvudsak likadan som den tillgång som ingår i kapitalbasen (6 §). I andra hand, om det finns särskilda skäl, får nuanskaffningsvärdet istället beräknas med grund i utgiften för att förvärva eller tillverka anläggningstillgången när den ursprungligen togs i bruk, med hänsyn taget till förändringen i prisläget från den *anskaffningstidpunkten* (7 §). I tredje hand ska nuanskaffningsvärdet beräknas utifrån anläggningstillgångens *bokförda värde* och i sista hand till vad som är *skäligt* med hänsyn till tillgångens beskaffenhet (8 §).

Den ekonomiska livslängden ska anses vara fyrtio år för en anläggning för överföring av el och tio år för övriga anläggningstillgångar (10 §).

### 8.3 Kalkylränta

Ellagen anger, som nämnts ovan, att intäktsramen ska ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten. En rimlig avkastning måste beräknas utifrån vedertagna ekonomiska metoder för att möjliggöra den nödvändiga jämförelsen mellan olika placeringsalternativ (prop. 2008/09:141 s. 79). Ei utgår vid beräkning av kalkylräntan från den så kallade WACC-metoden (weighted average cost of capital) för att bedöma en skälig avkastning i verksamheten. Avkastningsräntans nivå kan variera.

### 8.4 Investeringar

Det här kapitlet beskriver hur en investering påverkar kapitalbasen och en nätägares intäktsram.

#### 8.4.1 En investerings påverkan på kapitalbasen

En förstärkning av elnätet är en investering av en anläggning som innebär att nätföretagets kapitalbas ökar. Ei anser att detta även innebär att de investeringar i elnätet som exempelvis ännu inte utnyttjas fullt ut av producenter ska få ingå i kapitalbasen. Utrustning som kommer till användning får normalt antas behövas för att bedriva verksamheten (prop. 2008/09:141 s. 105) och detta innebär att så länge exempelvis en elledning överhuvudtaget används så får den ingå i kapitalbasen trots att den ännu inte används fullt ut. Om en anläggning däremot inte används alls ännu ska den inte ingå i kapitalbasen.

#### 8.4.2 En investerings påverkan på intäktsramen

En förstärkning av elnätet innebär att nätägarens kapitalbas blir större vilket i sin tur leder till att nätägarens intäktsram höjs. Intäktsramen utgör en övre gräns, en ram, för vad ägaren får ta ut av sina kunder genom sina nättariffer.

Vid beräkning av en höjning av intäktsramen på grund av en förstärkning av elnätet ska tillgången värderas enligt de principer som framgår av intäktsramsförordningen. I första hand ska tillgångarna åsättas ett normvärde utifrån Ei:s normvärdesprislista. Det innebär att Ei utgår från den optimala kostnaden för investeringen, inte den faktiska kostnaden. En investering i form av exempelvis en elledning ska skrivas av på 40 år vilket innebär att ytterligare kapitalkostnader kommer att ingå i beräkningen av intäktsram. I kapitalkostnaderna ingår dels kapitalförslitning vilken för närvarande beräknas som 1/40-del av investeringskostnaden beräknad utifrån normprislistan samt kostnad för kapitalbindning (avskrivning). Eftersom intäktsramen utgör det högsta belopp som nätföretaget samlat får ta ut i avgifter för de som är anslutna till nätet så får alltså kunderna betala investeringen via nätföretagets nättariff.

Om en anslutande elproducent erlägger en anslutningsavgift får nätföretaget en intäkt som med motsvarande summa minskar vad nätföretaget kan ta ut av sina övriga kunder via nättariffen. Varje anslutningsavgift innebär således att utrymmet för vad nätföretaget kan ta ut av sina kunder via nättariffen för överföring, minskar. För att undvika stora variationer i nättariffen mellan åren på grund av anslutningsavgifter kan nätföretagen ansöka om att få periodisera intäkterna. Som nämnts ovan i kapitel 9.2 får Ei, om det finns särskilda skäl, på ansökan av en elnätsägare medge att delar av intäkter under tillsynsperioden tas med i intäktsredovisningen först senare perioder (5 kap. 17 §).

## 9 Förslag 1: Förtida delning

Förslag 1 innebär att det införs en lagregel om förtida delning för nätförstärkningar för att undanröja tröskeeffekter vid inkoppling av storskaliga förnybara elproduktionsanläggningar. Det innebär att en nätägare själv får finansiera de delar i förstärkningen som den först anslutande elproducenten inte behöver för sin anslutning. De får ta ut kostnaden för den del av förstärkningen som inte är kundspecifik på sina kunder enligt vad som beskrivits i kapitel 8.4.2. Nätägare får ta upp hela investeringen, inklusive ännu inte fullt utnyttjad del av förstärkningen, i kapitalbasen vid beräkning av avkastning. Det innebär att nätföretaget har möjlighet att ta ut avkastning på hela förstärkningen från sina kunder, se kapitel 8.4.2. För att mildra effekterna för vissa nätägare och deras kunder av en förtida delning enligt ovan föreslås en möjlighet att låna pengar hos Svenska kraftnät. Utestående lånebelopp hos Svenska kraftnät får uppgå till maximalt 500 miljoner kronor.

## 9.1 Beskrivning av förslaget

Förslaget utgår från att det i ellagen införs en skyldighet för innehavare av nätconcession, det vill säga nätägare, att tillämpa så kallad förtida delning av investeringskostnaderna vid förstärkningar i elnätet av ett visst slag. Begreppet förtida delning innebär att den första elproducenten som ska ansluta till ett förstärkt nät enbart betalar för sin andel av förstärkningskostnaderna istället för att betala hela kostnaden för förstärkningen. Tillkommande producenter betalar för sina andelar av den totala kostnaden fram tills att hela förstärkningen är tagen i anspråk och investeringskostnaden betald. På detta sätt undviks den tröskel av kostnader som den första producenten tidigare mötts av.

Enligt det uppdrag som Ei har fått av regeringen ska myndigheten ta fram en lösning som undanröjer tröskeleffekter som försvårar för anslutningen av storskaliga produktionsanläggningar av förnybar energi. Med storskaliga produktionsanläggningar avses anläggningar med en effekt om minst 100 MW.<sup>2</sup> Med anledning av detta begränsas kravet på förtida delning i detta förslag till förstärkningar av elnätet med syfte att möjliggöra anslutning av förnybara elproduktionsanläggningar med en sammanlagd effekt om minst 100 MW.

Förslaget innebär att det är nätägaren, och i slutänden nätägarens kundkollektiv, som står för kostnaden om inte hela den utbyggda kapaciteten tas i anspråk av de förväntade producenterna. Det blir följaktligen viktigt för nätägarna att dimensionera förstärkningen på rätt sätt.

## 9.2 Tilläggsförslag - investeringsstöd

Eftersom förslag 1 innebär en skyldighet för nätägarna att tillämpa förtida delning av investeringskostnaderna så kommer nätägarna få stå för en viss del av investeringskostnaderna själva i väntan på att kommande producenter ansluter sig till det aktuella nätet. Investeringen är en kostnad för nätägaren som, så länge den inte till fullo har betalats av anslutande producenter, kommer medföra ökade kostnader för kunderna i det aktuella nätet genom att intäktsramen höjs utan att motsvarande anslutningsavgift betalats. Det innebär att kunder som bor i områden som är attraktiva för exempelvis vindkraft kan komma att drabbas extra mycket av höjda nättariffer som en följd av höjda intäktsramar, speciellt om det är få kunder i ett nätområde. Se kapitel 9.5.3 för beräkningar av kostnaderna för kunderna.

För vissa nätägare kan stora förstärkningar bli svåra att genomföra med förtida delning då de kräver stora investeringar i förhållande till bolagets storlek. För att underlätta dessa investeringar och för att minska kostnaderna för kunderna i områden som är populära för förnybar elproduktion kan en finansieringsmöjlighet via stamnätstariffen skapas.

Stödet kan organiseras så att nätägare som planerar förstärkningar för att ansluta storskaliga anläggningar för förnybar elproduktion med en effekt om sammanlagt minst 100 MW kan låna pengar från Svenska kraftnät för att underlätta investeringen. Stödet bör maximalt uppgå till 70 procent av den totala nätförstärkningskostnaden och enbart betalas ut för delar av förstärkningen som ännu inte har bekostats av någon producent. Gränsen på 70 procent är en lämplig

---

<sup>2</sup> Se vidare under kapitel 5.

nivå för att begränsa statens risktagande. Även om hela lånet enligt förslaget ska betalas tillbaka finns det alltid en teoretisk risk att en låntagare går i konkurs. När nya producenter ansluter sig till elnätet betalar nätägaren tillbaka lånet till Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät finansierar lånen via stamnätstariffen. Endast uttagskunder bör belastas eftersom det är dessa som gynnas av lägre elpriser när storskalig förnybar elproduktion tillförs. Samtidigt undviker man att konkurrerande producenter finansierar varandra vilket vore fallet om inmatningstarifferna också skulle bidra till finansieringen. Alla uttagskunder är därmed med och betalar i relation till den energi de använder. Eftersom avgiften ligger på stamnätets nivå kan kostnaderna genom regionnäten föras ner på alla uttagskunder i det svenska elnätet.

Förslaget skiljer sig från övergångslösningen genom att förtida delning görs obligatoriskt för alla nätförstärkningar gjorda för att möjliggöra anslutningar av förnybar elproduktion i enlighet med huvudförslaget. I övergångslösningen är det endast de nätägare som får finansiering hos Svenska kraftnät som måste tillämpa förtida delning. I övrigt kan de rutiner som används i övergångslösningen tillämpas.

I samband med att Svenska kraftnät beslutar om att finansiera ett projekt sätts den ränta som nätägaren ska betala. Svenska kraftnät beslutar även om lånet ska återbetalas fullt ut eller om avskrivning kan tillämpas, och i så fall under vilka omständigheter. Räntan bör sättas utifrån de marknadsmässiga lånevillkor som råder vid tillfället och kan användas för minska Svenska kraftnäts risk i de fall nätförstärkningen inte används fullt ut och kvarvarande del av lånet därmed kan komma att skrivas av. Räntan bör dock inte fullt ut avspegla risken för att en del av lånet skrivs av då detta riskerar en allt för hög ränta och därmed minskar möjlighet att undanröja tröskeleffekter. Räntan bör i intäktsregleringen hanteras på samma sätt som räntor från ordinarie långgivare. Detta kräver inte någon författningsändring. Eventuell avskrivning av lånet regleras i avtalet mellan Svenska kraftnät och nätägaren. Avtalet kan till exempel utformas så att max 20 procent av en nätförstärkning kan skrivas av. Den avtalade avskrivningen bör endast bli aktuell i de fall då sannolikheten för ytterligare inkoppling är låg.

Bedömningsgrunderna för att bevilja lån bör vara desamma som i övergångslösningen, det vill säga projekt med störst samhällsekonomisk nytta ska finansieras i första hand. Nyttan kan till exempel bedömas utifrån den aktuella anläggningens vindläge och sannolikheten att nätförstärkningen kommer utnyttjas till fullo. Avsikten med tilläggsförslaget är att mildra effekterna för nätägare med få kunder och därför bör också detta tas hänsyn till i bedömningen av vilka som ska få finansiering. Nyttan av en investering ska dock fortsatt vara en avgörande bedömningsgrund.

I övergångslösningen finns ett lånetak på 700 miljoner kronor. Ett uttalat mål med Ei:s uppdrag är att staten inte ska behöva ta någon finansiell risk. För att tydliggöra att finansiering enligt detta förslag primärt ska användas av nätägare med få kunder bör ett lånetak på 500 miljoner kronor införas. Det antal projekt som förväntas i regionnät med få kunder är 9-12 stycken, se Tabell 1 (Jämtkraft och Skellefteå kraft). Det motsvarar en total investering på mellan 800 och 1200 miljoner kronor. Med hänsyn till utsträckningen i tid, där tillkommande

producenter betalar sina andelar och på så vis reducerar utlåningen, och att minst 30 procent är finansierat av anslutande producenter från början så bör 500 miljoner kronor vara tillräckligt för att tillgodose behovet.

De pengar som återbetalas till Svenska kraftnät efter att nya anslutningar skett i områden som fått lån bör användas till finansiering av nya tröskelprojekt utan att avvakta en viss återbetalningsgrad på tidigare lån. Detta är ytterligare en skillnad i förhållande till övergångslösningen.

Den del av investeringen som nätägaren har lånat från Svenska kraftnät ska enligt detta förslag ses som en intäkt i nätföretagets verksamhet. En investering enligt detta förslag innebär således att anläggningarna ökar företagets kapitalbas medan lånet ses som en intäkt på samma sätt som en anslutningsavgift ses som en intäkt. Investeringen skrivs av under 40 år och den avskrivna andelen av investeringen läggs på intäktsramen för vart år. Lånet fyller dock upp intäktsramen med hela beloppet om inte periodisering sker vilket innebär att utrymmet för vad nätföretaget kan ta ut av sina kunder via nättariffen minskar. För att undvika stora variationer i nättariffen mellan åren på grund av anslutningsavgifter kan nätägarna ansöka om att få periodisera intäkterna.

Som nämnts i kapitel 8.2 får Ei, om det finns särskilda skäl, på ansökan av en nätägare medge att delar av intäkter under tillsynsperioden tas med i intäktsredovisningen först senare perioder (5 kap. 17 § ellagen). Ei gör bedömningen att den nu aktuella situationen utgör särskilda skäl och att det är lämpligt att nätägarna ansöker om periodisering i de här aktuella fallen för att undvika alltför stora variationer i nätavgifterna. Ei har tidigare, i rapport Ei R2013:06, Förslag till ändrat regelverk för bedömning av elnätsföretagens intäktsramar, påpekat att det vore lämpligt om periodisering kunde ske under lika lång tid som motsvarar anläggningarnas reglermässiga avskrivningstid, det vill säga 40 år. På så sätt skulle anslutningsintäkterna överensstämja med anläggningarnas investeringskostnader och uttagskundernas tariffer skulle inte påverkas av investeringen. I de fall som nätägaren får in anslutningsavgifter från anslutande producenter så betalas de avgifterna vidare till Svenska kraftnät. De anslutningsavgifterna ska således inte periodiseras. Det bör förtydligas i en eventuell proposition rörande periodisering att den situationen inte utgör särskilda skäl och att Ei alltså inte ska bevilja periodisering i de fall ett nätföretag ansöker om det.

Avkastningen beräknas på kapitalbasen där också anläggningarna för investeringen ingår. Se kapitel 11.1.1 för ytterligare resonemang.

De författningsändringar i ellagen som genomförts som en följd av övergångslösningen, det vill säga nya 4 kap. 9 b § avseende förtida delning och 5 kap. 24 a § avseende hur Svenska kraftnät ska hantera kostnaderna enligt intäktsregleringen, kan användas även för denna lösning.

### **9.3 Fördelar med förslag 1**

Förslaget är positivt för producenterna då de enbart behöver betala sina egna anslutningsavgifter och det kan på så vis minska tröskeleffekterna.

Förslag 1 utan tillägget med investeringsstöd har fördelen att det inte finns någon risk eller inblandning från staten genom Svenska kraftnät. Det är en marknadslösning vilket efterfrågades i uppdraget till Ei. Förslaget innebär inte heller någon ytterligare administration och det är enkelt, både att förstå och att hantera. För anslutningar hos de större nätägarna bör förslaget innebära att dagens tröskeleffekter försvinner och en positiv effekt på anslutningar av förnybar elproduktion uppnås på ett enkelt sätt. Producenterna slipper den osäkerhet som idag finns kring anslutningsavgiften och utbyggnaden kan ske när en producent vill ansluta sig, förutsatt att projektet är av erforderlig storlek. Nätägaren får ta upp hela investeringen i kapitalbasen och bör alltså våga bygga en för området lämplig lösning eftersom de har möjlighet att ta ut investeringskostnaden och avkastning på nätet från sina kunder. Anläggningar som inte används alls kommer inte få tas med i kapitalbasen vilket dessutom bör ge incitament att inte bygga ut i onödan.

Förslag 1 med tillägget om investeringsstöd har fördelen att nätägare kan söka finansiering för att kunna hantera förtida delning av investeringskostnaderna. Den direkta effekten på nätägarens kunder blir då mindre kännbar hos nätägare med färre antal kunder och lägre överförd energi. I likhet med fondförslaget och med övergångslösningen är det då rimligt att anta en positiv effekt på utbyggnaden av förnybar elproduktion oberoende av nätägarens storlek.

## 9.4 Nackdelar med förslag 1

Den största nackdelen med förslag 1 utan tillägget med investeringsstöd är att det finns en risk att vissa nätägare kommer att bygga ut i underkant om de inte garanteras full kostnadstäckning för sin investering i form av anslutningsavgifter. Nätägarna har visserligen möjlighet att ta ut kostnaden för investeringen och, eftersom investeringen blir en del av intäktsramen, även en avkastning från sina kunder. Detta beskrivs vidare i kapitel 8.4.2. I vissa nät skulle den kostnaden kunna bli hög för kunderna vilket gör att nätägarna kan bli tveksamma till att genomföra så stora investeringar.

Det finns inte några garantier för att hela förstärkningen kommer att fyllas ut som planerat utan det är upp till nätägaren att efter bästa förmåga planera utbyggnaden efter en tänkbar framtida efterfrågan på kapacitet i nätet. Intresset för större anslutningar har dock funnits ett antal år och nätägarna har lärt sig sälla bort oseriösa förfrågningar liksom att bedöma realistiska utbyggnadsbehov i sina nät.

Som nämns ovan är en nackdel med förslag 1 utan tillägget med investeringsstöd att investeringskostnaden för den delen av nätet som inte ännu används fullt ut kommer att belasta nätets kunder genom höjda tariffer i väntan på att de sista producenterna ansluter sig. Om många nya produktionsanläggningar av förnybar energi placeras i ett visst nät kommer således det nätets kunder att drabbas extra mycket av höjda nättariffer. Detta blir särskilt kännbart i nät med få kunder eftersom det då inte finns så många som kan dela på kostnaden. En nackdel med förslaget är således att kunderna i ett visst nät riskerar att betala oproportionerligt mycket för en utbyggnad som främjar hela Sveriges förnyelsemål. Vid en förtida delning där samtliga anläggningstillgångar läggs till kapitalbasen blir dock detta konsekvensen enligt intäktsregleringen. Se kapitel 9.5.3 för beräkningar av hur detta kan påverka kunderna.

Dessa två nackdelar kan dock tas om hand genom förslag 1 med tillägg där det införs ett investeringsstöd enligt vad som har beskrivits i kapitel 9.2. Nätägarna skulle garanteras full kostnadstäckning och kunderna skulle inte behöva stå för risken att en utbyggnad inte används fullt ut. Nackdelen med investeringsstödet är istället att det ökar förslaget komplexitet och innebär ökade administrativa kostnader och ledtider. Det finns även en viss risk för att näten byggs ut i överkant eftersom det finns en extern part som står för en del av risken.

Vidare kan begränsningen av stödet till nätägare med få kunder uppfattas som orättvist. Kunder i övriga nät får då dels bekosta förstärkningar som görs i deras eget nät, dels dela på kostnaden för investeringar som görs i näten med få kunder. Kostnaden bör dock bli låg och om man räknar in avkastningen från förstärkningen så är det ändå kunderna i det förstärkta nätet som betalar mer.

Risken för förluster kvarstår men en lindring sker genom att lånetaket föreslås sänkas från 700 miljoner kronor till 500 miljoner kronor enligt resonemanget i kapitel 9.2. Risktagandet ökar dock i viss grad eftersom regeln om att ett finansierat projekt ska återbetalas upp till en viss grad innan nya pengar kan lånas ut föreslås tas bort. Pengar som inkommit från nya anslutningar får alltså gå till ny finansiering direkt, till skillnad från i övergångslösningen.

I de fall Svenska kraftnät lånar ut pengar utan möjlighet till avskrivning är dock risken betydligt lägre än i övergångslösningen, där lånet endast betalas tillbaka i den utsträckning som nätförstärkningen tagits i anspråk.

## **9.5 Kostnadsmässiga aspekter**

Två typer av kostnader blir aktuella för kunderna vid förstärkningar av elnät. Det är dels kostnader för den direkta investeringen, dels kostnader som uppkommer som en effekt av nätägarens möjlighet att ta ut avkastning beräknad på tillgångarna i sitt elnät (kapitalbasen). Kostnaderna tas ut via nättariffen. Se kapitel 9 för en närmare beskrivning av detta.

Det här kapitlet behandlar kostnaderna för den direkta investeringen. Kapitel 11.1 behandlar effekterna av nätägarnas möjlighet att ta ut avkastning på sitt elnät.

### **9.5.1 Kostnadsmässiga och övriga konsekvenser för dem som berörs**

Förslaget med förtida delning innebär främst konsekvenser för nätägaren som måste stå för hela investeringskostnaden bortsett från den del som den första anslutande producenten betalar i anslutningsavgift. Det skulle kunna innebära stora kostnader för en regionnätsägare och i slutänden dess kunder. Förslaget bygger också på att nätägaren har den bästa bilden av vad som kan komma att byggas ut och också har förmågan att göra goda och övervägda bedömningar av lämplig utbyggnad. I slutänden kommer kostnaderna att hamna på kundkollektivet enligt nedan, se kapitel 9.5.3.

### **9.5.2 Konsekvenser av investeringskostnaderna för respektive nätägare**

För att kunna beräkna konsekvenserna av förslag 1 utan tilläggsförslag har Ei frågat de nätägare som räknas upp i kapitel 4 om hur många förfrågningar de har fått avseende anslutning av förnybar elproduktion med en effekt på minst 100 MW

som skulle kräva förstärkning av deras elnät. Ei har frågat efter omfattningen av förfrågningar som avser tiden fram till år 2020 och som har en stor sannolikhet att bli genomförda. Antalet redovisade förfrågningar framgår av Tabell 1. Effekten som förfrågningarna avser har varierat från 100 MW till 500 MW. Samtliga nätägare har utöver dessa redovisade förfrågningar fått ytterligare förfrågningar på avsevärt fler anslutningar så det finns alltså ytterligare sannolika projekt.

För att bestämma minimal respektive maximal kostnad har antalet projekt multiplicerats med en låg nivå (0,8 miljoner kronor per MW) eller en hög nivå (1 miljoner kronor per MW)<sup>3</sup>. I den låga nivån har beräkningarna utgått från att förstärkningen avser 100 MW och i den höga nivån har beräkningarna utgått från att förstärkningen avser 200 MW. Den använda omsättningen är företagets nettoomsättning år 2013. Fortum har två regionnät men i Tabell 1 används enbart siffror från regionnätet Dalarna/Örebro. När det gäller Jämkraft avser omsättningen hela distributionsnätet medan det för övriga aktörer avser enbart regionnätet.

**Tabell 1** Antal projekt och dess kostnader i respektive nät

| mnkr                     | E.ON    | Fortum   | Vattenfall | Skellefteå | Jämkraft  |
|--------------------------|---------|----------|------------|------------|-----------|
| Antal projekt            | 5-7     | 7-10     | 6-8        | 4-5        | 5-7       |
| Minkostnad               | 400     | 560      | 480        | 320        | 400       |
| Maxkostnad               | 1 400   | 2 000    | 1 600      | 1 000      | 1 400     |
| Andel av nettoomsättning | 14-50 % | 38-136 % | 9-32 %     | 169-530 %  | 109-380 % |

Om man ser på hur förslaget påverkar det enskilda nätföretaget så varierar investeringsvolymen i relation till omsättning med mellan 9 och 530 procent. För en bedömning av hur realistiska de siffrorna är bör flera faktorer vägas in, bland annat påverkan från elcertifikatsystemet. Läs mer om elcertifikatsystemet i kapitel 7.1.

Den effekt som de angivna projekten i Tabell 1 ovan skulle kunna generera ligger på sammanlagt mellan 2 700 och 7 400 MW. Den mängd som krävs för att täcka nuvarande mål i elcertifikatsystemet fram till år 2020 är dock endast i storleksordningen 3 000 MW. Det är därför troligt att projekt som kan komma i fråga för tröskelproblematik inte bör överstiga 3 000 MW fram till år 2020. De förfrågningar som kommer att genomföras bör alltså ligga i det låga spannet. Vilka projekt som kommer att genomföras går dock inte att förutsäga vilket innebär att det för ett enskilt nätföretag ändå kan betyda de maximala volymer som presenteras i Tabell 1.

I bedömningen ovan ingår inte eventuella nätförstärkningar som finansierats enligt den övergångslösning som i skrivande stund är under utformning eftersom det är

<sup>3</sup> Enligt uppgift från E.ON. Sverige AB.



mycket svårt att uppskatta hur många förstärkningsåtgärder som kan komma ifråga för denna lösning.

I praktiken kommer den först anslutande producenten betala sin andel av investeringskostnaderna direkt. Målet är ju dessutom att hela utbyggnaden ska utnyttjas och bli finansierad av anslutande kunder. Nätägarna kommer alltså inte att stå för kostnaden mer än under en övergångsperiod innan producenterna har hunnit ansluta sig. Den perioden kan dock bli lång och risken finns att förstärkningen aldrig helt tas i anspråk. Nätägarna kommer trots allt behöva ta en stor investeringskostnad vilket kan innebära finansieringsproblem, främst för de mindre nätägarna. Nätägarnas kunder kommer i slutändan betala kostnaden.

För att bedöma konsekvenserna för nätföretagen är två saker viktiga. Den ena är hur stor utbyggnadsandelen blir – det vill säga hur stor andel av förstärkningen som inte kommer att tas i anspråk därför att vissa planerade anslutningar inte genomförs. Tidigare har siffror på 30 procent (Promemoria N2013/5133/E Tröskeeffekter och förnybar energi), angetts men det är svårt att prognostisera detta. Så länge en del av förstärkningen används får hela förstärkningen tas upp i kapitalbasen och därmed kan nätföretagen ta ut både investeringskostnaden och avkastningen på förstärkningen från sina kunder. Det uppstår problem för nätägaren först i de fall den kostnaden blir så hög att nätägarna har svårt att motivera den för kunderna. Detta skulle kunna begränsa nätägarnas villighet att genomföra stora investeringar.

Den andra aspekten är huruvida det förstärkta nätet kommer att användas efter att produktionsanläggningen eventuellt avvecklas. Om en ny produktionsanläggning, till exempel ett nytt vindkraftverk, ansluts på samma plats kommer nätet till fortsatt användning och får fortsätta ingå i nätföretagets kapitalbas. Har storskaliga vindkraftsanläggningar konkurrerats ut av annan kraftproduktion har nätägaren istället en oanvänd nätdel. Denna risk föreligger också idag för nätägarens verksamhet. En industri med stor förbrukning och därmed anslutningseffekt kan läggas ned och tillhörande anslutning och nät blir då eventuellt överflödiga eller överdimensionerade.

### **9.5.3 Konsekvenser av investeringskostnaderna för kunderna**

Det här kapitlet utgår från förslag 1 utan tilläggsförslag. Enligt intäktsregleringen ska nätägaren skriva av en anläggning för överföring av el (till exempel ledningar och nätstationer) under 40 år och övriga anläggningstillgångar (till exempel IT-system och mätare) under 10 år. För en anläggning för överföring av el innebär detta att intäktsramen höjs med 1/40-del av investeringen per år vilket innebär att nätägarna har möjlighet att ta ut motsvarande höjning genom sina nättariffer. I Tabell 2 framgår hur detta påverkar kunderna i de olika näten. Vi har i exemplet utgått från att det maximala antalet förfrågningar som framgår av Tabell 1 i respektive nät har genomförts och till den högre kostnadsnivån. Utfallet för kunderna beror således dels på hur många planerade förstärkningar det finns i respektive nät och dels på hur många kunder som finns i varje nät. I räkneexemplet är 30 procent av nätinvesteringen betald av producent nummer ett och intäkten periodiserad under 40 år. Återstående 70 procent kan alltså i ett tidigt skede, innan resterande producenter har anslutit sig och betalat sin del av investeringen, hamna på kundkollektivet som en kostnad.

Vi har i exemplet utgått från att hela den ökade kostnaden fördelas genom ett tillägg på priset per kWh. Hur nätägarna fördelar sin tariff mellan fast och rörlig kostnad varierar dock så siffrorna i tabellen visar en teoretisk prisökning. Exemplet visar ändå att stora nätinvesteringar får olika stora konsekvenser i olika nät.

Av Tabell 2 framgår att kunderna under Jämtkrafts nät får betala högst kostnad för de tänkta investeringarna. På grund av framför allt de relativt få kunderna i Jämtkrafts nät blir det för en villaägare en ökad kostnad på närmare 500 kronor per år. Beräkningen är gjord på överförd energi i näten. När det gäller Jämtkraft avser det överförd energi i hela distributionsnätet medan det för övriga aktörer avser överförd energi i enbart regionnätet. Att kostnaden i Skellefteå krafts nät blir lägre än i Jämtkrafts nät trots att Jämtkraft har en högre omsättning, se Tabell 1, beror på att Skellefteå kraft har en högre volym överförd energi än Jämtkraft.

Tabell 2 Kostnad för outnyttjad kapacitet per kundtyp, kr/år

| Kundtyp                      | E.ON | Fortum | Vattenfall | Skellefteå | Jämtkraft |
|------------------------------|------|--------|------------|------------|-----------|
| Lägenhetskund (2 000 kWh/år) | 1    | 3      | 1          | 9          | 49        |
| Villakund (20 000 kWh/år)    | 14   | 26     | 8          | 88         | 490       |

Ett sätt att undvika dessa konsekvenser är att införa det investeringsstöd som beskrivs i kapitel 9.2. Då skulle investeringskostnaderna för de ännu inte ianspråktaga delarna av nätet, i de fall nätägaren har fått finansieringsstöd från Svenska kraftnät, istället fördelas på alla kunder i Sverige. Om alla Sveriges elkunder finansierar de 500 miljoner kronorna via stamnätstariffen skulle det innebära en kostnad om cirka 75 kronor för en villa som förbrukar 20 000 kWh/år och 7 kronor för en lägenhet med en förbrukning om 2000 kWh/år. Kostnaden per kWh är 0,37 öre.

#### 9.5.4 Andra kostnader och krav på förändringar i verksamheten

Övriga kostnader för nätägarna är finansieringskostnader för att finansiera de ännu outnyttjade delarna av en förstärkning. Det avser enbart investeringskostnaderna i förslag 1 utan tilläggsförslag. Det avser även förluster i form av utebliven avkastning för de delar av förstärkningen som eventuellt kommer sluta att användas för de fall produktionsanläggningarna tas bort. Om anläggningarna inte längre används alls få de inte längre ingå i kapitalbasen, nätföretaget får då inte längre ut någon avkastning på den delen av nätet.

#### 9.5.5 Annan påverkan

Övrig påverkan är svårare att identifiera och än mer att kvantifiera. Det finns ett signalvärde att förtida delning lagstadgas. Aktörer, inte minst utländska investerare, får en positiv bild av investeringsklimatet och en osäkerhetsfaktor, kostnaden för anslutning, minskar.

# 10 Förslag 2: Elnätsfond

Förslag 2 innebär att en fond inrättas för att undanröja tröskeffekter vid inkoppling av storskaliga förnybara elproduktionsanläggningar. Fonden använder medel som samlas in enligt en särskild lag och gör själv en bedömning av vilka projekt som är aktuella för stöd. Se kapitel 13 för förslag till ny lag. I detta kapitel beskrivs fondens administration, vilka principer som ska ligga till grund för fondens arbete samt hur stora medel fonden bör ha att använda.

## 10.1 Beskrivning av förslaget

Fonden ska enligt förslaget bidra med medel som minskar tröskeffekter vid inkoppling av storskaliga förnybara elproduktionsanläggningar. Nätägare kan söka medel för projekt som berör deras nät. Vilka projekt som kan komma ifråga för finansiering bör avgöras av fondens styrelse. Om det finns fler ansökningar om finansiering från fonden än vad fonden har medel till bör de inkomna ansökningarna godkännas så att det projekt som har de största positiva effekterna för samhällsekonomin kan genomföras först.

Utbyggnaden av vindkraft gynnar alla Sveriges uttagskunder. För att säkerställa att alla uttagskunder också bidrar bör fonden i huvudsak finansieras via Svenska kraftnäts stamnätstariffer för uttag. Att endast uttagskunder belastas är rimligt eftersom det är dessa som gynnas av lägre elpriser när storskalig förnybar elproduktion tillförs. Samtidigt undviker man att konkurrerande producenter finansierar varandra vilket vore fallet om inmatningstarifferna också skulle bidra till finansieringen. Alla uttagskunder är därmed med och betalar i relation till den energi de använder. Eftersom avgiften ligger på stamnätets nivå kan kostnaderna genom regionnäten föras ner på alla elkunder i det svenska elnätet.

Nätägaren kan ansöka om finansiering från fonden om en nätförstärkning hindras av tröskeffekter. Nätägaren tillämpar därefter förtida delning mellan de producenter som den aktuella förstärkningen berör. För närmare beskrivning av hur pengaflödena hanteras se avsnitt 10.1.4.

Den paragraf som infördes i ellagen samband med övergångslösningen, 4 kap 9 b §, används för den förtida delningen av investeringskostnaderna. Den behöver dock vidgas till att även omfatta förstärkningar som genomförts med stöd av elnätsfonden, se kapitel 12 för författningsförslag.

I förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag bör man se över de hänvisningar som görs i 13 § till ellagen när det gäller hur nätkoncessionshavarens kostnader ska hanteras vid beräkning av intäktsramen. Paragrafen bör enbart hänvisa till övergångslösningen och inte till fondlösningen. Se kapitel 12 för författningsförslag.

När det gäller Svenska kraftnät så bör de överförda medlen, när det gäller intäktsregleringen, ses som en opåverkbar kostnad. Det innebär i så fall att Ei:s föreskrift EiFS 2015:1, Energimarknadsinspektionens föreskrifter om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att

bestämma intäktsramens storlek, behöver justeras för att säkerställa detta. I rapporten lämnas dock inga författningsförslag avseende detta.

I vissa avseenden liknar fondlösningen den övergångslösning som är under utveckling. Dock finns vissa avgörande skillnader, till exempel att det inte är Svenska kraftnät som avgör vilka projekt som ska erhålla finansiering utan en extern fond. För att säkerställa kontinuitet mellan övergångslösningen och fondlösningen kan fondens styrdokument utformas med utgångspunkt i de riktlinjer som utarbetats av Svenska kraftnät för övergångslösningen. Det är fördelaktigt om den permanenta lösningen i så hög grad som möjligt liknar övergångslösningen vad gäller samhällsekonomiska bedömningar, principer för urval av projekt och så vidare. Detta för att minska osäkerheten om vilka projekt som kan komma ifråga för de olika stödsystemen.

När fonden upphör återgår alla medel som fonden förfogar över till uttagskunderna. Detta sker genom att Svenska kraftnät får alla resterande medel, dessa ska räknas in i intäktsramen och på så sätt bidra till sänka samma tariffer som tidigare höjts för insamlingen av medel. För att undvika för stora fluktuationer i tarifferna bör intäkten periodiseras över en lika lång period som medlen samlats in.

#### **10.1.1 Fondens förvaltning**

Fonden förvaltas som en fristående enhet under en värdmyndighet där fonden i huvudsak utgörs av ett beslutsorgan. Handläggare från värdmyndigheten bereder ansökningarna inför beslut av fondens styrelse. Fördelen med att organisera fonden som ett fristående beslutsorgan under en värdmyndighet är att mycket av kringliggande funktioner såsom IT, lokaler, personalförsörjning för fondens handläggare och så vidare kan hanteras inom värdmyndighetens ramar. Att utredningsresurser lånas från värdmyndigheten medför också att fonden inte behöver ha en stående personalstyrka som står utan arbetsuppgifter om antalet ansökningar är litet. I beräkningen av administrativa kostnader i avsnitt 11.5.2 ingår handläggarnas arbetstid även om de formellt tillhör värdmyndigheten.

Fondens styrelse bör bestå av personer som inte har andra uppdrag som kan påverka deras bedömning i ärenden som hör till fonden. Styrelsens huvudsakliga uppgifter är att besluta om finansiering utifrån det underlag som arbetats fram av fondens handläggare, förvalta fondens medel och utarbeta fondens styrdokument. Styrelsen bör kunna adjungera personer från andra myndigheter som i egenskap av sin kompetens anses lämpliga men bör inte uppgå till fler än cirka fem personer.

Beslut om vilken myndighet som är lämplig att utses till värdmyndighet bör göras utifrån dels fondens behov av utredningspersonal med rätt kompetens, samt eventuella intressekonflikter mellan fondens verksamhet och värdmyndigheten. Trots att fondens beslutsorgan ska vara självständigt gentemot sin värdmyndighet bör oberoendefrågan ändå tas i beaktande.

Fonden bör i sitt dagliga arbete styras av ett styrdokument som utarbetas av fondens styrelse. Dokumentet bör definiera hur fonden leds, hur fondens medel får användas till utbetalningar och i väntan på utbetalningar, villkor för ränta och

avskrivning av utestående fordringar samt hur urvalsprocessen för inkomna ansökningar går till.

### 10.1.2 Principer för utbetalningar av fondmedel

För att en ansökan om finansiering från en nätägare ska tas i beaktande av fonden måste ett antal kriterier vara uppfyllda som svarar mot den övergripande uppgift som fonden har, det vill säga att undanröja tröskeeffekter. Föreslagna kriterier listas nedan:

- Förstärkningen genomförs för ansluta en storskalig anläggning för produktion av el från förnyelsebara källor.
- Det finns skäl att anta att tröskeeffekter hindrar att anslutning sker.
- Det finns fler producenter som med stor säkerhet och inom en snar framtid kan utnyttja den extra kapacitet som fondens finansiering bidrar till.

Med utgångspunkt i kriterierna ovan gör fonden en samlad samhällsekonomisk bedömning av vilka projekt som ska få fondmedel. Fondens ledning ska ta fram ett styrdokument för att definiera vilka faktorer som ska vägas samman i en sådan bedömning. Exempel på sådana faktorer är:

- Vindläge – Om det rör sig om vindkraft måste den aktuella platsen vara gynnsam ur vindsynpunkt.
- Den geografiska placeringen av anläggningen bör ingå i fondens bedömning. Anläggningar av samma storlek kan ge olika samhällsekonomiska effekter beroende på vilket i elområde de placeras.
- Ytterligare anslutningar – Sannolikheten att ytterligare anslutningar görs i den anslutningspunkt som fonden finansierat är viktig för fondens bedömning. Om sannolikheten för ytterligare anslutningar är låg riskerar fonden förluster.
- Anslutningskostnad (kr/MW) – Anslutningskostnaden för den aktuella anslutningspunkten är en viktig parameter i bedömningen av fondens finansiering. En låg kostnad innebär att sannolikheten för att fler producenter ansluter ökar samt att fonden kan finansiera fler projekt med samma mängd medel.

Nätägaren tillämpar förtida delning mellan de producenter som ansluter i en förstärkning som finansierats med fondmedel. Flera producenter har påpekat att det ofta blir så att projekt faller ifrån och ytterligare projekt tillkommer under den tid som utbyggnaden är aktuell. Eftersom varje producent betalar en anslutningsavgift som motsvarar den andel av nätförstärkningen som de tar i anspråk kommer alla producenter, oavsett när de ansluter, att stå för sina egna kostnader.

### 10.1.3 Avtal mellan fond och nätägare

I samband med att fondens styrelse beslutar om att finansiera ett projekt tecknas ett avtal mellan nätägare och fond som innehåller de villkor som reglerar lånets ränta, hur återbetalning ska ske och under vilka omständigheter som avskrivning av lånet får tillämpas. För att minska riskerna för fonden ska avskrivning tillämpas restriktivt.

I de fall avskrivning av lånet enligt avtalet mellan nätägaren och fonden inte kommer att tillåtas bör återbetalning av lånet avseende outnyttjad del av nätförstärkningen ske genom en återbetalningsplan. Återbetalningsplanen bör utformas så att nätägaren inte får problem med stora engångskostnader, dessa ska istället spridas över förslagsvis anläggningens ekonomiska livslängd.

Eventuell avskrivning av lånet regleras i avtalet mellan fonden och nätägaren. Avtalet kan till exempel utformas så att max 20 procent av en nätförstärkning kan skrivas av. Den avtalade avskrivningen bör endast bli aktuell i de fall då sannolikheten för ytterligare inkoppling är liten.

Räntan bör sättas utifrån de marknadsmässiga lånevillkor som råder vid tillfället och kan användas för minska fondens risk i de fall nätförstärkningen inte används fullt ut och kvarvarande del av lånet därmed skrivs av. Räntan bör dock inte fullt ut avspegla risken för att en del av lånet skrivs av då detta riskerar en allt för hög ränta och därmed minskar fondens möjlighet att undanröja tröskeleffekter. Nätföretagen kommer sedan genom intäktsramen erhålla ersättning för skäliga kapitalkostnader för de investeringar som genomförts. Detta gör att räntebetalningar för lån från fonden för genomförda anslutningsprojekt inte ska ses som en kostnad i intäktsramsregleringen utan hanteras på samma sätt som räntor från andra långgivare som en nätägare har. Det krävs därför inte några författningsändringar i denna del.

Risken för stora avskrivningar bör vara liten eftersom fondens styrelse bedömer varje ansökan bland annat utifrån sannolikhet för ytterligare anslutningar, vindläge etcetera. Producenter har även indikerat att tillgänglig kapacitet i goda vindlägen är mycket attraktiva för inkoppling av ytterligare vindkraft.

I de fall en nätägare som erhållit finansiering går i konkurs riskerar de åtaganden som gäller mellan fonden och nätägaren att upphöra att gälla. För fonden innebär det bland annat att den ränta som avtalats upphör att betalas. Dock innebär det inte att anslutande producenter får ansluta sig utan kostnad. Eftersom det enligt den föreslagna fondlagen åligger producenten att betala sin del av den totala nätförstärkningskostnaden och då nätägaren enligt samma lag ska tillse att denna summa tillfaller fonden kommer fonden att alltjämt få pengar för anslutningar som sker i en finansierad nätförstärkning trots att den ursprungliga nätägaren gått i konkurs. I de fall en nätförstärkning inte används fullt ut kommer fonden inte kunna använda de verktyg som eventuellt avtalats mellan den ursprungliga nätägaren och fonden för att få igen finansiering. Sannolikheten att en nätägare går i konkurs bedöms dock som liten.

Den del av investeringen som nätägaren har lånat från fonden ska enligt detta förslag ses som en intäkt i nätföretagets verksamhet. En investering enligt detta

förslag innebär således att anläggningarna ökar företagens kapitalbas medan lånet ses som en intäkt på samma sätt som en anslutningsavgift ses som en intäkt. Investeringen skrivs av under 40 år och den avskrivna andelen av investeringen läggs på intäktsramen för vart år. Lånet fyller dock upp intäktsramen med hela beloppet om inte periodisering sker vilket innebär att utrymmet för vad nätföretaget kan ta ut av sina kunder via nättariffen minskar. För att undvika stora variationer i nättariffen mellan åren på grund av anslutningsavgifter kan nätägarna ansöka om att få periodisera intäkterna.

Som nämnts i kapitel 8.2 får Ei, om det finns särskilda skäl, på ansökan av en elnätsägare medge att delar av intäkter under tillsynsperioden tas med i intäktsredovisningen först senare perioder (5 kap. 17 § ellagen). Ei gör bedömningen att den nu aktuella situationen utgör särskilda skäl och att det är lämpligt att nätägarna ansöker om periodisering i de här aktuella fallen för att undvika alltför stora variationer i nätavgifterna. Ei har tidigare, i rapport Ei R2013:06, Förslag till ändrat regelverk för bedömning av elnätsföretagens intäktsramar, påpekat att det vore lämpligt om periodisering kunde ske under lika lång tid som motsvarar anläggningarnas reglermässiga avskrivningstid, det vill säga 40 år. På så sätt skulle anslutningsintäkterna överensstämja med anläggningarnas investeringskostnader och uttagskundernas tariffer skulle inte påverkas av investeringen. Se kapitel 12 för författningsförslag. I de fall som nätägaren får in anslutningsavgifter från anslutande producenter så betalas de avgifterna vidare till fonden. De anslutningsavgifterna ska således inte periodiseras. Det bör förtydligas i en eventuell proposition rörande periodisering att den situationen inte utgör särskilda skäl och att Ei alltså inte ska bevilja periodisering i de fall ett nätföretag ansöker om det.

Den som ansluter till ett elnät har i dag möjlighet att, när de har fått en offert eller faktura från nätföretaget, begära att få anslutningsavgiften prövad av Ei (3 kap. 6 - 7 §§ ellagen). Anslutande part har möjlighet ansöka om prövning inom två år efter att nätkoncessionshavaren har sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part. Den här möjligheten kommer att finnas även i de fall som fonden har finansierat delar av en förstärkning genom lån. Det bör påpekas att det skulle kunna innebära praktiska problem för fonden, till exempel om en anslutande producent begär prövning av en anslutningsavgift som redan har betalats till fonden.

#### **10.1.4 In- och utbetalning av medel**

Som beskrivits i avsnitt 10.1.2 ligger ett antal principer till grund för fondens utbetalning av medel. Om dessa uppfylls och fonden bedömer att projektet ska stödjas bidrar fonden med medel till nätägaren som sedan i vanlig ordning genomför nätförstärkningen.

När tillkommande producenter ansluter ska dessa betala sin andel av nätförstärkningen till nätägaren. Exempelvis ska en producent som använder 40 procent av kapaciteten i en nätförstärkning betala 40 procent av vad fonden betalat till nätägaren. Producenten betalar till nätägaren som i sin tur ansvarar för att motsvarande medel betalas till fonden. Eftersom lånen till nätägaren tidigare avräknats i intäktsramen såsom en anslutningsavgift så ska betalningen från producent till nätägare betraktas som en erlagd anslutningsavgift i förhållandet

mellan nätägare och den anslutande producenten. Däremot ska dessa anslutningsavgifter användas till att direkt till fonden återbetala motsvarande lånebelopp från fonden. Den del av anslutningsavgifterna som används för att återbetala lån från fonden, och som tidigare avräknats mot intäktsramen såsom anslutningsavgift, ska inte tas upp som anslutningsavgift när de samlade nätavgifterna avräknas mot beslutad intäktsram. På detta sätt tar de två betalningarna ut varandra och lämnar intäktsramen oförändrad. Eftersom fonden inte har direkt kontakt med producenterna riskerar inte fonden drabbas när producenter faller ifrån ett projekt. Denna del kräver dock författningsändringar. Se kapitel 12 för författningsförslag.

Principen för in- och utbetalningar som beskrivs ovan liknar i hög grad en förtida delning. Att varje producent betalar sin andel av förstärkningen, oavsett när inkoppling sker, är centralt för att undvika för- eller nackdelar av att vara tidig eller sen i ett projekt.

#### **10.1.5 Fondmedlens storlek**

Fondmedlens storlek måste balanseras mellan ansvarsfullt användande av medlen, nyttan för Sveriges elkunder och möjligheten att finansiera flera stora projekt samtidigt. Som utgångspunkt för stödbehovet, och därmed storleken på fondmedlen, kan en uppskattning av framtida utbyggnad av storskalig vindkraft användas. Eftersom det är framförallt större vindkraftsparker som hindras av tröskeeffekter bör behovet av stöd inte överstiga kostnaderna för de nätförstärkningar som behövs för att ansluta dessa.

För att uppskatta framtida utbyggnad av vindkraft har nätägarna tillfrågats om hur många förfrågningar de fått gällande anslutning av större parker. Resultatet av detta presenteras i Tabell 1. Sammanlagt ligger den uppskattade framtida utbyggnaden till år 2020 i intervallet 2 700 – 7 400 MW. I tillägg till detta gör elcertifikatsystemets mål att endast cirka 3 000 MW vindkraft behöver tillföras fram till 2020, se resonemang i kapitel 7.1. Eftersom vindkraften i hög grad är beroende av det stöd som elcertifikaten innebär är det inte troligt att det byggs vindkraft utan att denna ryms inom elcertifikatssystemet. Mot bakgrund av både nätägarnas uppskattningar och elcertifikatsystemets utformning är det alltså rimligt att anta att mängden tillförd vindkraft fram till 2020 inte överstiger 3000 MW. I bedömningen ovan ingår inte eventuella nätförstärkningar som finansierats enligt den övergångslösning som i skrivande stund är under utformning eftersom det är mycket svårt att uppskatta hur många förstärkningsåtgärder som kan komma ifråga för denna lösning.

En utbyggnad om cirka 3 000 MW fram till år 2020 kostar uppskattningsvis 2 800 miljoner kronor i nätanslutningar. Om denna kostnad fördelas på åren 2015 – 2020, vilket var de år som nätägarna avsåg i svaren om framtida utbyggnad, ger detta en årlig kostnad för anslutning om cirka 566 miljoner kronor.

Fondens finansieringsbehov bör alltså inte överstiga 566 miljoner kronor per år fram till 2020. Eftersom fonden återfår kostnaden för nätförstärkningen från nyanslutande producenter kommer betydande fondmedel att återbetalas till fonden i takt med att anslutningar sker. Fondens behov att ta in medel från elkunderna bör därför på sikt vara lägre än 566 miljoner kronor per år.



Att avgöra storleken på fondens totala medel, det vill säga summan av utestående fordringar och insamlade men ännu icke utbetalade medel, är en avvägning mellan strävan att undanröja tröskeeffekter och begränsa kostnader för elkunderna. Som diskuterats i avsnittet om principer för utbetalning av fondmedel ska fonden göra en bedömning av bland annat sannolikheten för ytterligare anslutningar i en finansierad nätförstärkning. Givet att fonden endast finansierar nätförstärkningar där det är stor sannolikhet att ytterligare producenter ansluter kommer på ett antal års sikt utestående fordringar vara återbetalade till fonden och kan användas för fortsatt finansiering av ytterligare nätförstärkningar. Som diskuterats tidigare i detta avsnitt uppskattas kostnaden för att ansluta så mycket vindkraft som rymms inom elcertifikatsystemet uppgå till cirka 2 800 miljoner kronor. Eftersom de första anslutningarna betalar sin andel direkt samt att det är rimligt att ytterligare producenter följer tätt på bör fondens medel kunna begränsas till i storleksordningen 2 000 miljoner kronor utan att detta i allt för hög grad påverkar undanröjandet av tröskeeffekter. Ett sådant system gör att fonden kan "rulla" medel över en period av ett antal år.

För att illustrera fondens flöden av pengar över en tidsperiod kan man tänka sig följande exempel. Fonden har en begränsning om totalt 2 000 miljoner kronor och betalar ut 500 miljoner kronor varje år i stöd. Efter fyra år har fonden betalat ut hela beloppet och har då utestående fordringar på nätägarna. Eftersom återbetalning till fonden sker när en producent ansluter i en finansierad nätförstärkning är fondens finansieringsmöjligheter år fem beroende av hur stor del av de tidigare finansierade förstärkningarna som har ianspråktagits. Det räcker med att förstärkningar gjorda år ett är ianspråktagna till 60 procent, år två till 20 procent, år tre till 10 procent och år fyra till 5 procent för att fonden ska ha 500 miljoner kronor att betala ut år fem.

För att säkerställa att fondens kapital placeras säkert i väntan på utbetalning bör fondens medel förvaltas hos Riksgälden, till exempel i statsobligationer.

## 10.2 Fördelar med förslag 2

Fondlösningens huvudsakliga fördel är att den statliga finansiella risken är liten. Kostnaden för avskrivna lån delas istället på alla Sveriges elkunder i proportion till deras konsumtion.

Vidare bidrar fondens finansieringslösning, där utbetalade fondmedel återgår till fonden i takt med att anslutningar sker, att fondens finansieringsbehov på sikt minskar avsevärt. Medel som Sveriges elkunder en gång bidragit med kan användas för att undanröja tröskeeffekter gång på gång.

Förslaget riskerar inte att projekt behandlas olika beroende på i vilket regionnät de placeras och löser därför problemen med hur regionnät med få kunder hanterar storskaliga förnybara elproduktionsanläggningar.

## 10.3 Nackdelar med förslag 2

Den huvudsakliga nackdelen är att förslaget kräver ytterligare avgifter från Sveriges elkunder. Även om avgifterna på sikt bidrar till att sänka kostnaderna för konsumenterna finns alltid en viss skepsis mot nya avgifter.

Den administrativa aspekten av en fondlösning måste också räknas till dess nackdelar. Dessa kan minimeras om fonden läggs i en värmyndighet och kan använda myndighetens personal i utredningsfasen men det går inte komma ifrån att det innebär extra administration.

För producenterna innebär fondlösningen ytterligare en ansökningsprocess som måste genomföras innan ett projekt blir av.

## **10.4 Kostnadsmässiga aspekter**

Två typer av kostnader blir aktuella för kunderna vid förstärkningar av elnät. Det är dels kostnader för den direkta investeringen, dels kostnader som uppkommer som en effekt av nätägarnas möjlighet att ta ut avkastning beräknad på tillgångarna i sitt elnät (kapitalbasen). Kostnaderna tas ut via nättariffen. Se kapitel 9 för en närmare beskrivning av detta.

Det här kapitlet behandlar kostnaderna för den direkta investeringen. Kapitel 11.1 behandlar effekterna av nätägarnas möjlighet att ta ut avkastning på sitt elnät.

### **10.4.1 Kostnadsmässiga och övriga konsekvenser för dem som berörs**

För alla Sveriges elkunder innebär fondfinansieringen att en extra kostnad läggs till den årliga nätavgiften. Med ett maximalt årligt uttag på 500 miljoner kronor via stamnätstariffen skulle det innebära en kostnad om cirka 75 kronor för en villa som förbrukar 20 000 kWh/år och 7 kronor för en lägenhet med en förbrukning om 2000 kWh/år. Kostnaden per kWh blir 0,37 öre. Kostnaderna kommer också att drabba företag i sin egenskap av elkunder. För en kund med 500 MWh i förbrukning blir kostnaden 1850 kronor per år medan den för ett industriföretag med 100 GWh i förbrukning blir 370 000 kronor per år.

### **10.4.2 Konsekvenser av investeringskostnaderna för kunderna**

En förstärkning av elnätet innebär att nätägarens kapitalbas blir större vilket i sin tur leder till att nätägarens intäktsram höjs. Om en anslutande producent helt eller delvis betalar en investering genom en anslutningsavgift får nätföretaget en intäkt som med motsvarande summa minskar vad nätföretaget kan ta ut av sina övriga kunder via nättariffen. Varje anslutningsavgift innebär således att utrymmet för vad nätföretaget kan ta ut av sina kunder via nättariffen minskar. För att undvika stora variationer i nättariffen mellan åren på grund av anslutningsavgifter kan nätägaren ansöka om att få periodisera intäkterna. Om nätägaren periodiserar intäkten under 40 år kommer kunderna inte drabbas av några ökade kostnader för investeringen. Se kapitel 8.4.2 för mer information om periodisering.

### **10.4.3 Konsekvenser av fondfinansiering för nätägarna**

När fonden finansierar en nätförstärkning är det viktigt att reglerna utformas så att intäktsramarna kan hantera detta. Särskilt gäller detta mindre nätägare som riskerar få mycket stora anslutningsavgifter i relation till deras intäktsram. En lösning kan vara att periodisera intäkten för anslutningsavgiften under lika lång tid som investeringen skrivs av, det vill säga 40 år.

# 11 Konsekvensanalys

Den som önskar ansluta sig till elnätet ska stå för de direkta merkostnaderna som anslutningen orsakar för nätföretaget, det vill säga betala hela den så kallade kundspecifika kostnaden för anslutningen.

I enlighet med detta får en tillkommande producent betala hela förstärkningskostnaden (kundspecifika kostnader) även i de fall då den samhällsekonomiskt mest effektiva nätförstärkningen är större än vad producenten själv kan dra nytta av. De producenter som därefter ansluts behöver bara betala för anslutningen till befintligt nät. Av detta skäl vill ingen producent vara först med att ansluta sig och det uppstår en tröskeleffekt. Ett exempel på detta presenteras i kapitel 7.4. Förslagen som presenteras i denna rapport försöker lösa denna problematik. Nedan följer en beskrivning av hur de olika förslagen påverkas av dagens intäktsreglering, hur marknadsaktörerna ser på de olika förslagen, hur de administrativa kostnaderna ser ut liksom hur EU:s statsstödsregler inverkar på förslagen. Kapitel 12 redogör för de författningsändringar som är nödvändiga för att genomföra förslag 2, förslag om elnätsfond.

## 11.1 Konsekvenser av intäktsregleringen

Det här kapitlet behandlar främst effekterna av nätägarnas möjlighet att ta ut avkastning på sitt elnät, vilket även beskrivs i kapitel 8. I kapitel 11.1.2 görs en jämförelse mellan de två förslagen om man även räknar in investeringskostnader.

### 11.1.1 Beräkning av avkastningen

Nätägare har rätt att ta ut en avkastning på sitt elnät från sina kunder. En nätförstärkning innebär att kapitalbasen ökar och att avkastningen, som beräknas på kapitalbasen, ökar. Vi har i beräkningarna nedan utgått från en avkastningsränta på 6 procent. Vi har även utgått från att det maximala antalet förfrågningar som framgår av Tabell 1 i respektive regionnät har realiserats och till den högre kostnadsnivån. Beloppen är beräknade för första året med avkastning på totalinvesteringen. Tariffmässigt läggs i räkneexemplet hela beloppet som en rörlig avgift per förbrukad kWh. Hur de enskilda nätägarna väljer att fördela den ökade intäktsramen på sina kunder är dock fritt så länge det sker på ett icke-diskriminerande sätt.

Beräkningen av avkastningen blir densamma i de två förslagen. Den är en följd av att hela investeringen blir en del av kapitalbasen i intäktsregleringen och är inte i sig en följd av något av förslagen.

Tabell 3 visar hur mycket nätavgiften skulle kunna komma att höjas i de olika näten som en följd av de tänkta investeringarna. Att ökningarna är olika höga i de olika näten beror dels på att nätägarna förväntar sig olika mycket investeringar men främst på att näten är olika stora och har olika många kunder att slå ut avkastningshöjningen på. Beräkningen är gjord på överförd energi i näten. När det gäller Jämtkraft avser det överförd energi i hela distributionsnätet medan det för övriga aktörer avser överförd energi i enbart regionnätet. Den låga nivå på överförd energi som finns inom Jämtkrafts nätområde gör att det för de kunder

som är anslutna till Jämtkraft skulle kunna bli en kännbar kostnadsökning (närmare 1 500 kronor per år för en villakund).

**Tabell 3 Kostnad för outnyttjad kapacitet, 100 % i kapitalbas, kr/år**

| Kundtyp                      | E.ON | Fortum | Vattenfall | Skellefteå | Jämtkraft |
|------------------------------|------|--------|------------|------------|-----------|
| Lägenhetskund (2 000 kWh/år) | 5    | 9      | 3          | 30         | 168       |
| Villakund (20 000 kWh/år)    | 49   | 89     | 27         | 300        | 1680      |

### 11.1.2 Sammanfattande jämförelse av de två förslagen med Jämtkraft som exempel

De två förslagen skiljer sig åt i fråga om hur investeringskostnaden skulle kunna slå för kunderna i respektive regionnät. I förslag 1, förtida delning, fördelas investeringskostnaderna på kunderna i det aktuella regionnätet i den mån de inte redan är betalade av anslutande producenter. I förslag 1 med tillägget med investeringsstöd och i förslag 2, förslag om elnätsfond, fördelas istället investeringskostnaderna på alla kunder i Sverige genom stamnätsavgiften. Detta finns närmare beskrivet i kapitel 9.5.3 respektive kapitel 10.4.1. När det gäller avkastningen som nätföretagen får ta ut skiljer sig däremot inte förslagen åt, resultatet är istället en följd av hur dagens intäcksreglering ser ut.

Om man slår samman kostnaderna för investeringar (Tabell 2 respektive siffrorna för Svenska kraftnäts finansiering och fondens finansiering i kapitel 9.5.3 och 10.4.1) med avkastningskostnaderna (Tabell 3) för en lägenhetskund och en villakund i Jämtkrafts regionnät får man nedanstående resultat (Tabell 4).

Vi har i exemplet utgått från att maximalt antal förfrågningar i Jämtkrafts regionnät som framgår av Tabell 1 har realiserats och till den högre kostnadsnivån.

**Tabell 4 Kostnad för respektive förslag per kundtyp i Jämtkrafts nät, kr/år**

| Kundtyp                     | Förslag 1                     |                                   | Förslag 2        |                  |
|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------------|------------------|
|                             | Förtida delning: 30 % används | Förtida delning: allt nät används | Tilläggsförslag: | Elfond:          |
| Lägenhetskund (2000 kWh/år) | 49 + 168 = 217                | 168                               | 7 + 168 = 175    | 7 + 168 = 175    |
| Villa kund (20000 kWh/år)   | 490 + 1680 = 2170             | 1680                              | 75 + 1680 = 1755 | 75 + 1680 = 1755 |

Som framgår av tabellen så kommer alla förslag ge ekonomiska konsekvenser för kunder i exempelvis Jämtkrafts regionnät. Det är det regionnät som har det lägsta antalet kunder och för övriga regionnät kommer de ekonomiska konsekvenserna att bli lägre. Det framgår också av tabellen att de största ekonomiska konsekvenserna för kunderna är ett resultat av nätägarnas avkastningsmöjligheter enligt intäcksregleringen. Det har alltså mindre att göra med de olika förslagen att undvika tröskeeffekter. Stora investeringar i ett nät ger större möjligheter till avkastning oavsett vem som har betalat investeringen.

## 11.2 Synpunkter från marknadsaktörer

Ei har intervjuat representanter för E.ON, Vattenfall, Fortum, Skellefteå Kraft, Jämtkraft, Svenska kraftnät, Svensk Energi, Svensk Vindenergi och Svensk Vindkraftförening. Aktörerna har intervjuats i ett tidigt skede av utredningen då inte alla detaljer i förslagen var klara. Utifrån de översiktliga förslag som fanns vid tidpunkten för intervjuerna framkom i huvudsak följande synpunkter på de två förslagen.

### 11.2.1 Förslag 1

Aktörerna har lämnat synpunkter på förslaget utan tilläggsförslaget om finansieringsstöd. Under förutsättning att hela investeringen får tas upp i kapitalbasen så är det nätägarens kunder som tar kostnaden om utbyggnaden inte fylls ut. De stora nätägarna anser att det här är en pragmatisk lösning som i många fall skulle vara det enklaste alternativet. De anser också att de kan hantera lösningen ekonomiskt, i vart fall om utbyggnaden inte kräver stamnätsförstärkningar. De anser också att de kan dimensionera utbyggnaderna på rätt sätt. En nätägare har påpekat att de redan arbetar på ett liknande sätt med förtida delning av kostnaderna. Nätföretagen med färre kunder anser däremot att det blir svårt att slå ut kostnaderna på kunderna med den föreslagna lösningen då kostnaden per kund kan bli hög, det vill säga lösningen drabbar deras kunder oproportionerligt hårt. Vissa har påpekat att det även med den här lösningen kan behövas specialregler för de mindre nätägare som har anslutna vindkraftverk.

En åsikt som framförts av flera parter är att det kan vara lämpligt med en lösning som träffar kundkollektivet lika och inte enbart de kunder som bor i områden där mycket exploatering sker. Eftersom utbyggnad av förnybar produktion gynnar alla Sveriges nätkunder bör kostnaderna fördelas därefter.

Konsekvenserna vid en situation då inte hela den utbyggda volymen fulltecknas har upplevts som en nackdel i förslaget. Eftersom nätägarna inte får ta upp överkapacitet i kapitalbasen uppstår frågan vad som händer om inte utbyggnaden fulltecknas inom ett antal år och om överkapaciteten då kommer att strykas från kapitalbasen.

Från producenternas sida har framförts en oro för att nätägarna kommer att underdimensionera förstärkningarna för att minimera kostnaden om förstärkningarna inte utnyttjas fullt ut. Det skulle inte vara samhällsekonomiskt effektivt. Det behövs även en lösning för de situationer då det med tiden ansluter fler producenter till det nya nätet än vad som från början var tänkt. De anser att det då kan vara lämpligt att de nytillkomna producenterna betalar till de tidigare anslutna producenterna.

### 11.2.2 Förslag 2

Aktörernas synpunkter på fondförslaget kan karaktäriseras som försiktigt positiva. De är positiva till att nätägaren och dess kunder inte behöver stå för kostnaderna om förstärkningen inte utnyttjas fullt ut och att kostnaderna drabbar alla kunder i Sverige lika. Flera aktörer har dock påpekat att ytterligare parter i processen samt ytterligare administration för att bygga produktionsanläggningar inte är bra samt att det riskerar bli komplicerade pengaflöden när producenter faller ifrån och kommer till i projekt som redan är förhandsdelade.

Flera marknadsaktörer menar att fondens kriterier för bedömning i hög grad avgör om förslaget är användbart i praktiken. De menar också att eftersom fonden bidrar med stora summor pengar blir transparensen i fondens bedömningar mycket viktigt. Det är positivt att fonden administreras av en oberoende part.

Flera vill också att fondens maximala investeringsnivå blir högre än övergångslösningens 700 miljoner kronor och att övergångslösningens krav på viss återbetalning av utlånande pengar innan ny utlåning sker slopas.

Producenterna har påpekat att extern finansiering kan vara positivt för att undvika underdimensionerade förstärkningar.

### 11.3 EU:s statsstödsregler

EU:s statsstödsregler syftar till att konkurrensen ska fungera inom EU. Konkurrensen får inte snedvridas genom att offentliga aktörer gynnar vissa privata företag på bekostnad av konkurrerande företag. I artikel 107.1 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (FEUF) fastställs vilka åtgärder som utgör statligt stöd. Åtgärden ska

- avse enheter som utövar ekonomisk verksamhet
- innebära en ekonomisk fördel
- avse ett eller ett begränsat antal företag (selektivitet)
- finansieras med statliga medel och kunna tillskrivas staten
- snedvrیدا eller hota att snedvrیدا konkurrensen
- påverka samhandeln mellan medlemsstaterna.

Åtgärderna kan dock undantas från reglerna om statsstöd av olika anledningar. Enligt kommissionens förordning om stöd av mindre betydelse<sup>4</sup> omfattar förbudet mot statligt stöd i artikel 107.1 FEUF under vissa omständigheter inte stöd som understiger 200 000 EUR per stödmottagare under en period om tre beskattningsår. Vidare kan stöd undantas från reglerna om statsstöd om de omfattas av kommissionens gruppundantagsförordning<sup>5</sup>. Förordningen ger bland annat möjlighet till stöd till investeringar som främjar energi från förnybara energikällor. Stöd som inte omfattas av de två förordningarna måste anmälas till kommissionen. Kommissionen kan godkänna stödet om vissa förutsättningar är uppfyllda. De förutsättningar som det är aktuellt att jämföra stödet med i det här fallet finns att läsa i kommissionens riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi för 2014-2020<sup>6</sup>.

#### 11.3.1 Förslag 1

Ei:s bedömning är att en lösning med förtida delning av investeringskostnaderna utan att något finansiellt stöd betalats ut inte bör komma i konflikt med statsstödsreglerna. Detta eftersom förslaget inte innebär någon ekonomisk fördel för någon. Om det däremot även införs en finansieringsmöjlighet via stamnätstariffen såsom i tilläggförslaget bör bedömningen bli densamma som för

---

<sup>4</sup> Kommissionens förordning (EU) nr 1407/2013 av den 18 december 2013 om tillämpningen av artiklarna 107 och 108 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt på stöd av mindre betydelse, EUT L 352, s. 1.

<sup>5</sup> Kommissionens förordning (EU) nr 651/2014 av den 17 juni 2014 genom vilken vissa kategorier av stöd förklaras förenliga med den inre marknaden enligt artiklarna 107 och 108 i fördraget, EUT L 187, 1.

<sup>6</sup> Riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi för 2014-2020, EUT 2014, C 200, s. 1.

förslag 2, nämligen att stödet omfattas av statsstödsreglerna och att det inte omfattas av något gruppundantag. Förutsättningarna för att kommissionen ska kunna godkänna stödet bör dock vara goda.

### **11.3.2 Förslag 2**

Ei har anlitat en konsult för att bedöma om förslag 2, förslag om elnätsfond, omfattas av reglerna om statsstöd. Konsulten har gjort följande bedömning.

Ett antal kriterier ligger till grund för att avgöra om en stödordning är att betrakta som statsstöd eller inte, för fondlösningen är dessa i synnerhet:

- Stödet är selektivt, endast producenter som planerar stora förnybara elproduktionsanläggningar kan komma ifråga för finansiering.
- Det finns risk för snedvridning av konkurrensen och påverkan på samhandeln. Med fondlösningen blir det mer fördelaktigt för producenter att etablera sig i Sverige än i grannländerna.
- Stödet är avsevärt större än 200 000 EUR.
- Fondmedlen är att betrakta som statliga medel eftersom dessa administreras av organ som ingår i det allmänna.

Konsulten gör bedömningen att samtliga kriterier för statsstöd i artikel 107.1 FEUF är uppfyllda.

I statsstödsreglerna finns ett gruppundantag för statsstöd som gäller förnybara energikällor. Dock gäller detta endast de investeringsmerkostnader som är en direkt följd av att energislaget är förnybart. Nätanslutning för stora förnybara elproduktionsanläggningar är inte en direkt följd av att anläggningen är användare ett förnybart energislag. Konsulten gör därför bedömningen att fondlösningen inte omfattas av något gruppundantag i statsstödsreglerna.

Trots att fondförslaget troligen utgör statsstöd och inte omfattas av något gruppundantag gör konsulten bedömningen att kommissionen troligen kan godkänna förslaget. Kommissionen pekar särskilt ut undanröjande av marknadsmisslyckanden som ett område där undantag kan beviljas, i synnerhet om undanröjande av marknadsmisslyckandet kan ha positiva externa effekter. Ytterligare faktorer som kan påverka kommissionens bedömning om förslaget ska ges undantag är i vilken grad stödet främjar uppgradering av elnätet, anslutning av förnybar energi samt utnyttjande av goda lägen för förnybar energi.

Det bör påpekas att övergångslösningen, som i stor utsträckning liknar fondförslaget när det gäller finansieringen, har godkänts av kommissionen. Läs mer om detta i kapitel 5.6.

## **11.4 Berörda företag**

Berörda företag är desamma oavsett vilket av förslagen som berörs. Berörda företag är främst regionnätsägarna och Svenska kraftnät. De nätägare som berörs är fem till antalet varav två till tre (Fortum, Vattenfall och E.ON) ingår i de större aktörerna som en del i deras koncerner. Två av nätägarna är mindre till storleken om man ser till antalet kunder: Skellefteå Kraft och Jämtkraft. Jämtkraft kan definieras både som lokalnät och regionnät.

Andra företag som berörs är producenterna. Dessa är större svenska kraftproducenter, utländska aktörer verksamma inom kraftproduktion, och konsortier eller finansiella aktörer som specialiserat sig på förnybar kraft och planerar byggandet av storskalig förnybar elproduktion. Dessa uppgår till totalt cirka 10 stycken, fördelat till hälften på gamla producenter såsom Vattenfall, E.ON, Fortum och Statkraft och till hälften på nya aktörer specialiserade på vindkraft med svensk eller utländsk finansiering.

Statens direkta inblandning är ingen eller liten. Det statliga affärsverket Svenska kraftnät berörs i sin roll som ägare av stamnätet för kraft (spänningsnivåerna 220 kV och 400 kV). De berörs även som långivare i förslag 1 med tilläggförslag och som insamlare av fondens medel i förslag 2.

## **11.5 Tidsåtgång och administrativa kostnader**

I följande avsnitt presenteras de administrativa kostnader som uppkommer av respektive förslag. Vi bedömer att förslag 1 utan tillägg inte innebär några extra administrativa kostnader utöver dagsläget. Med tillägget och den extra administration som då tillkommer bedömer vi att kostnaden för administration ökar med cirka 800 000 kronor per år.

För fondförslaget bedömer vi att de administrativa kostnaderna uppgår till cirka 2,5 miljoner kronor, baserat på att tidsåtgången bör bli cirka två och en halv helårstjänst.

### **11.5.1 Förslag 1**

Förslaget utan tilläggförslaget om finansieringsstöd innebär att nätägaren gör samma sak som idag när en större etablering av förnyelsebar kraft ska göras. Skillnaden består främst i hur kostnaderna kan tas ut. Eventuell annan administration på grund av förslaget bedöms som liten.

Projekttiderna bör kunna minska med förslaget. Projekt som idag läggs i vänteläge för att de inte kan bära hela anslutningskostnaden där det krävs kommer med förslaget att kunna genomföras snabbare.

Förslag 1 bedöms alltså inte ge upphov till några administrativa kostnader jämfört med nuläget. Jämfört med övergångslösningen försvinner i stället administrativa kostnader på i promemorian (N 2013/5153/E) uppskattade belopp motsvarande 42 personmånader och IT-kostnader på 100 000 kronor per år).

Förslag 1 inklusive tilläggförslaget kommer att innebära ökade administrativa kostnader för de nätägare som väljer att använda möjligheten till finansieringsstöd. Administrationen består i huvudsak av att nätägaren sammanställer redan existerande material och utifrån detta formulerar en ansökan. Ei bedömer att detta kommer att ta en handläggare cirka 2 veckor att genomföra. Med en årsarbetskostnad om 1 miljon kronor och 46 arbetsveckor per år ger detta en kostnad på knappt 50 000 kronor.

Tilläggförslaget blir ur processhänseende identiskt med övergångslösningen vilken beskrivs i kapitel 5. Om övergångslösningen har börjat användas så bör



nätägarnas kostnader i förslag 1 med tilläggsförslag vara motsvarande kostnaderna i övergångslösningen.

De administrativa kostnaderna hos Svenska kraftnät kan delas upp i följande kategorier: urval, beredning, beslutsfattande och uppföljning.

#### *Urval*

För Svenska Kraftnät blir mängden resurser som behövs för att göra ett urval av inkomna ansökningar till stor grad beroende av antalet inkomna ansökningar. Vi räknar med att endast mindre nätägare ansöker vilket bör begränsa antalet ansökningar och därmed blir cirka 10 projekt aktuella för tröskelhantering till och med år 2020, se Tabell 1. Detta ger ungefär två ansökningar per år.

Vid det första urvalet kontrolleras till exempel att ansökningarna är kvalificerade för att komma ifråga för finansiering, att ansökningarna är kompletta och inte innehåller några felaktigheter. Det bedöms ta cirka två veckor för en handläggare att bedöma en ansökan, med två ansökningar per år behövs alltså fyra veckor för bedömningar av inkomna ansökningar. 1-2 ansökningar bedöms gå vidare till beredning och därmed uppskattas tidsåtgången för urval av ansökningar till åtta veckor.

Tidsåtgång för urval av ansökningar: 8 veckor.

#### *Beredning*

När urvalsprocessen är klar börjar beredningsarbetet. Detta arbete syftar till att ta fram ett fullständigt beslutsunderlag till styrelsen. Risker ska bedömas, kompletterande nyckeltal tas fram och förslag på lånevillkor för de utvalda projekten tas fram. Beredningen bedöms ta 10 veckor per ansökan. Givet två ansökningar per år ger detta en tidsåtgång om 20 veckor årligen.

Tidsåtgång för beredning av ansökningar: 20 veckor.

#### *Beslut*

Svenska kraftnät ska ta ställning till de ansökningar som gått vidare från det första urvalet. Därför är resursåtgången i detta skede beroende av dels urvalskriterierna men också av antalet ansökningar av en sådan kvalitet som kan komma ifråga för en bedömning. Total tidsåtgång för beslutsfattande bedöms till åtta veckor om två projekt per år går till beslut.

Tidsåtgång för beslut: 8 veckor.

#### *Uppföljning/utvärdering*

Varje projekt som fått finansiering bör utvärderas med fokus på områden såsom hur effektivt tröskeleffekterna undanröjs, hur Svenska kraftnäts bedömningar

stämt med verkligt utfall och så vidare. Det krävs även ungefär tre veckors arbetstid för projektutvärdering.

Det bedöms även ta två veckor att administrera utestående lån.

Tidsåtgång för löpande hantering: 5 veckor.

#### *Totalt*

Ovanstående uppskattningar ger en total årlig tidsåtgång för Svenska kraftnäts arbete på knappt 40 veckor. Det finns dock stora osäkerheter kring tidsåtgången för bedömning av inkomna ansökningar och tidsåtgången för beslutsprocessen. Det är rimligt att Svenska kraftnät kan fortsätta arbeta på det sätt som man arbetar under övergångslösningen då det inte är någon skillnad på Svenska kraftnäts uppdrag i de två fallen. Däremot förutses att antalet projekt som ska hanteras blir mindre.

Kostnaden för en årsarbetskraft uppskattas till 1 miljon kronor. I detta ingår lön, lagstadgade avgifter, tjänstepension, administrativa kostnader för kontorsplats och andra overheadkostnader. Administrationens kostnad blir då i förslag 1 med tillägg cirka 800 000 kronor per år.

#### **11.5.2 Förslag 2**

Även förslag 2 kommer att innebära ökade administrativa kostnader för de nätägare som väljer att använda möjligheten till finansieringsstöd. Administrationen består i huvudsak av att nätägaren sammanställer redan existerande material och utifrån detta formulerar en ansökan till fonden. Ei bedömer att detta kommer att ta en handläggare cirka 2 veckor att genomföra. Med en årsarbetskostnad om 1 miljon kronor och 46 arbetsveckor per år ger detta en kostnad på knappt 50 000 kronor.

Om övergångslösningen har börjat användas så bör nätägarnas kostnader i förslag 2 vara motsvarande kostnaderna i övergångslösningen.

Fondens administrativa kostnader kan delas upp i följande kategorier: styrning, urval, beredning, beslutsfattande och uppföljning.

#### *Styrning*

Styrningen av fonden omfattar utarbetning av fondens styrdokument, bedömning av framtida finansieringsbehov, hantering av personalstyrkan (storlek, uppdelning av arbetsuppgifter etc.), arbetsledning i beredningsfasen, samt fondens ekonomiska styrning (placering av fondmedel, hantering av lån, löner och så vidare).

Vi bedömer att utarbetning av fondens styrdokument tar 10 veckor, hantering av personalstyrkan 10 veckor och fondens ekonomiska styrning 10 veckor. Om fonden placerar fondmedlen hos Riksgälden kommer den dagliga hanteringen av fondmedlen inte behöva skötas av fondens styrelse.

Tidsåtgång för fondens styrning: 30 veckor

#### *Urval*

Mängden resurser hos handläggande myndighet som behövs för att göra ett urval av inkomna ansökningar är till stor grad beroende av antalet inkomna ansökningar. Nätägarna har uppgett att högt räknat kan cirka 50 projekt vara aktuella för tröskelhantering till och med år 2020. Detta ger cirka 10 ansökningar per år.

Vid det första urvalet kontrolleras att ansökningarna är kvalificerade för att komma ifråga för fonden, till exempel att de är kompletta och så vidare. Ei bedömer att det tar cirka 2 veckor för en handläggare att bedöma en ansökan, med 10 ansökningar per år behövs alltså 20 veckor för bedömningar av inkomna ansökningar.

En viss gallring av ansökningarna sker där endast de som är kompletta och anses vara tillräckligt bra för att komma ifråga för en beredning går vidare.

Ei bedömer att cirka 5 ansökningar kommer att gå vidare från urvalsprocessen till beredning.

Tidsåtgång för urval av ansökningar: 20 veckor.

#### *Beredning*

Efter urvalsfasen tar beredningsfasen vid. Under beredningen granskas de ansökningar som gått vidare från urvalsfasen i större detalj.

Exempel på arbetsuppgifter under denna fas är:

- Granskning av projektets samhällsekonomiska konsekvenser.
- Projektets sannolika framtida utveckling, till exempel bedömning av risken för att nätförstärkningen inte används fullt ut.
- Utarbeta ett avtal som reglerar de finansiella villkoren mellan fond och nätägare.

I beredningsfasen arbetar fondens handläggare från värdmyndigheten under ledning av en medlem ur styrelsen. Beredningsfasen innebär också att fonden kan begära in kompletterande uppgifter från nätägare och producenter.

Beredningen av ett förslag uppskattas ta cirka 8 veckor. Givet att 5 förslag går vidare från beredningsfasen ger detta en tidsåtgång på cirka 40 veckor.

Tidsåtgång för beredning av ansökningar: 40 veckor.

### *Beslut*

Fondens styrelse har att ta ställning till de ansökningar som gått vidare från det första urvalet. Därför är resursåtgången i detta skede beroende av dels urvalskriterierna men också av antalet ansökningar av en sådan kvalitet som kan komma ifråga för en bedömning av fondens styrelse.

Som tidigare diskuterats i kapitel 10 bör fondens styrelse bestå av i storleksordningen fem personer: chef, ställföreträdande chef samt tre personer som utses av styrelsen själv. Givet att varje styrelsemedlem behöver en och en halv vecka för att gå igenom varje ansökan som urvalsprocessen tagit fram och ytterligare en halv vecka för samordning med övriga styrelsemedlemmar och beslut ger detta en tidsåtgång på ca 10 veckor.

Tidsåtgång för beslut: 10 veckor.

### *Uppföljning/utvärdering*

Varje projekt som varit uppe för bedömning av fondstyrelsen bör utvärderas i efterhand. Om finansiering beviljades bör utvärderingen fokusera på områden som hur effektivt tröskeleffekterna undanröjs och hur fondens bedömningar stämt med verkligt utfall. Om finansiering inte beviljades bör fonden utvärdera om och hur projekten i klustret gått vidare utan finansiering samt vilka effekter detta fått eller kan fått.

Ei bedömer att det kommer att ta cirka 3 veckor att utvärdera vardera av de projekt som styrelsen tagit ställning till. Givet 3 projekt per år ger detta en tidsåtgång på 9 veckor.

Tidsåtgång för fondens utvärdering och uppföljning: 9 veckor.

### *Totalt*

Ovanstående uppskattningar ger en total årlig tidsåtgång för fondens arbete på cirka 110 arbetsveckor. Stora osäkerheter är dock tidsåtgången för bedömning av inkomna undersökningar och fondens styrning. Det är rimligt att anta att behovet av resurser för fondens styrning minskar över tid allt eftersom rutiner och dokument färdigställs och anpassas efter de erfarenheter som styrelsen har.

Om kostnaden för en årsarbetskraft är cirka 1 miljon kronor (se 11.5.1) kan fondens administrativa kostnader uppskattas till cirka 2,5 miljoner kronor.

## **11.6 Konkurrensförhållanden**

Det här kapitlet behandlar de effekter på konkurrensen som de olika förslagen kan ha.

Ei:s uppdrag är att föreslå lösningar som kan lösa problemet med tröskeleffekter för förnybar elproduktion med en effekt på minst 100 MW. Gemensamt för de två förslagen är därför att denna typ av anläggningar får vissa fördelar gentemot anläggningar som inte kan komma ifråga för finansiering. Det finns alltså två typer

av anläggningar som missgynnas av förslaget, dels mindre förnybara anläggningar och dels icke-förnybara elproduktionsanläggningar.

För mindre förnybara elproduktionsanläggningar bör ändå fördelarna i stort sett vara svagt positiva. Större aktörer kan aggregera mindre anläggningar för att komma upp i 100 MW. Det finns även ofta lite kapacitet över när större förstärkningar görs vilket kan möjliggöra inkoppling av mindre anläggningar till starkt reducerade kostnader. Detta är något som framkommit i diskussion med företrädare för mindre förnybara elproduktionsanläggningar.

För icke-förnybara anläggningar är effekterna mer entydigt negativa. Inkoppling av stora mängder förnybar elproduktion med låga marginalkostnader innebär en stark prispress vilket försämrar den ekonomiska kalkylen för anläggningar med högre marginalkostnader, vilket icke-förnybara anläggningar ofta har.

Konkurrensförhållandena mellan producenter torde bli jämlika i båda förslagen, åtminstone inom ett regionnät. Mellan producenter på olika regionnät skulle det i förslag 1 kunna uppstå en snedvriden konkurrens om nätägarna uppträder olika – denna risk finns dock snarast i högre utsträckning idag då vissa nätägare tillämpar förtida delning av investeringskostnaderna medan andra kräver full finansiering av en utbyggnad med överkapacitet ur den enskilde elproducentens synvinkel.

När det gäller förslag 1 med tillägg av investeringsstöd föreslås en av bedömningsgrunderna vara om nätägaren har få eller många kunder. Det innebär att det blir svårare för nätägare som har många kunder att få möjlighet att låna pengar av Svenska kraftnät för sina nätförstärkningar. Det skulle kunna innebära en konkurrensnackdel för nätägare med många kunder. Nätägarna har dock möjligheten att ta ut kostnaden på sina kunder och för nätföretag med många kunder blir det väldigt lite per kund. Konkurrensnackdelen för nätföretag med många kunder borde därför inte bli alltför stor.

## **11.7 Ikraftträdande och samexistens med övergångslösningen**

I följande kapitel beskrivs hur lösningarna antingen kan samexistera med övergångslösningen eller ersätta denna. För förslag 1 finns vissa problem på grund av att den finansiering som finns i övergångslösningen försvinner. En möjlig lösning är att nätägarna löser ut fordringarna mot Svenska kraftnät.

För förslag 1 med tillägg blir effekterna inte lika stora då lösningen i vissa avseenden liknar övergångslösningen. Detta gäller i stor grad också förslag 2, förslag om elnätsfond. Med de två senare förslagen kan projekt som finansierats inom övergångslösningen löpa på inom denna, samtidigt som nya projekt finansieras av den permanenta lösningen.

### **11.7.1 Förslag 1**

För förslag 1 utan tillägg uppstår svårigheter när man vill integrera det nya systemet med övergångslösningen. En möjlighet är att nätägarna löser ut fordringarna. Det kan slå väldigt olika för olika nätägare och det totala beloppet som skulle kunna övertas uppgår till 700 miljoner kronor. En annan möjlighet är

att låta övergångslösningen fasas ut av sig själv. Vid någon tidpunkt, förslagsvis år 2030, skrivs utestående lån till nätägarna av och förlusten tas av Svenska kraftnät. Denna förlust blir bokföringsmässig då fordran på nätägarna skrivs av.

Förslaget bör dock kunna samexistera med övergångslösningen. Existerande utbyggnader under övergångslösningen finns kvar och nya utbyggnader sker under det nya regelverket. Det nya regelverket kan träda ikraft med relativt kort varsel. Mycket talar också för att man kan förbigå övergångslösningen genom ett snabbt införande av detta förslag.

Behovet av informationsinsatser om förslag 1 utan tilläggförslag antas bör vara begränsat till de direkt berörda parterna. Både nätägare och producenter är välinformerade och bekanta med den princip om förtida delning som förslaget innebär. I många fall tillämpas redan samma princip av nätföretagen.

När det kommer till kunderna blir frågan om informationsinsatser mer komplex. Idag informeras kunderna enligt ett fastställt regelverk inför varje ändring i nättarifferna. Varje tariffändring beror på ett antal faktorer och med föreslagen lösning får man ytterligare en förklaringsfaktor.

För förslag 1 med tillägg blir det inga problem att integrera det nya systemet med övergångslösningen. Svenska kraftnät får en fortsatt uppgift att finansiera nätförstärkningar för anslutningar av stora elproduktionsanläggningar av förnybar kraft i enlighet med övergångslösningen. Ordningen som fastställts i övergångslösningen kvarstår alltså med de skillnader som beskrivs i kapitel 9.2.

Det nya regelverket kan träda ikraft med relativt kort varsel. Finansieringsdelen blir den samma som i övergångslösningen. Utlåningstaket ändras däremot.

Förslaget skulle kunna träda i kraft direkt efter att övergångslösningen går ut.

Behovet av informationsinsatser torde vara begränsat till de direkt berörda parterna. Både nätägare och producenter är välinformerade och bekanta med den princip om förtida delning som förslaget innebär. Förtida delning blir nu ett krav oavsett finansiering vilket de måste informeras om. Redan idag tillämpas dock redan samma princip av vissa av nätföretagen.

När det kommer till kunderna blir frågan om informationsinsatser mer komplex. Idag informeras kunderna enligt ett fastställt regelverk inför varje ändring i nättarifferna. Varje tariffändring beror på ett antal faktorer och med föreslagen lösning får man ytterligare en förklaringsfaktor.

### **11.7.2 Förslag 2**

Fondlösningen bör kunna ta vid efter övergångslösningen utan större inkörningsproblem. Projekt som finansierats inom övergångslösningen löper på oförändrat. För nätägarna innebär lösningen att de ansöker om finansiering från fonden istället för från Svenska kraftnät. För producenterna blir förändringen rent praktiskt marginell, det kan dock bli så att fondens bedömningar skiljer sig från Svenska kraftnäts.

För att fonden ska hinna bygga upp kapital måste övergångslösningen och fondlösningen löpa parallellt en kortare tid. Om fondmedel betalas in kvartalsvis uppgår fondens medel redan efter ett kvartal till cirka 160 miljoner kronor, efter ett halvår till 320 miljoner kronor och så vidare. Fonden bör därmed relativt snabbt efter sitt inrättande kunna börja finansiera projekt. Förslagsvis låter Svenska kraftnät återbetalade belopp gå till fonden, på så sätt minskar fondens finansieringsbehov genom stamnätstariffen.

## 12 Författningsförslag

Det här kapitlet innehåller författningsförslag avseende förslag 2, förslag om elnätsfond. Det innebär bland annat förslag till en ny lag för skapandet av en fond och en instruktion till värmyndigheten samt förslag till ändring i reglerna om periodisering av intäkter. Förslag 2 innebär även en justering i förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag.

### 12.1 Förslag till ändring i ellagen (1997:857)

#### Förtida delning

#### 4 kap 9 b § ellagen

#### Nuvarande lydelse

Om staten enligt ett avtal med innehavaren av en nätkoncession har finansierat åtgärder som är nödvändiga för att öka elnätets kapacitet för att underlätta anslutningen av anläggningar för produktion av förnybar el, ska nättariffen för anslutning utformas så att den som vill ansluta en anläggning ersätter nätkoncessionshavarens kostnader för sådana åtgärder i den del som svarar mot anläggningens andel av den totala kapacitetsökningen. Detta gäller även om nätkoncessionen överläts.

#### Föreslagen lydelse

Om staten enligt ett avtal med innehavaren av en nätkoncession har finansierat åtgärder som är nödvändiga för att öka elnätets kapacitet för att underlätta anslutningen av anläggningar för produktion av förnybar el, ska nättariffen för anslutning utformas så att den som vill ansluta en anläggning ersätter nätkoncessionshavarens kostnader för sådana åtgärder i den del som svarar mot anläggningens andel av den totala kapacitetsökningen. Detta gäller även om nätkoncessionen överläts.

*Ovanstående gäller även om åtgärderna är finansierade av fond enligt Lag (xxxx:xx) om särskild fond och avgift för undanröjande av tröskeeffekter.*

**Periodisering**  
**5 kap. 17 § ellagen**

**Nuvarande lydelse**

Om det finns särskilda skäl, får nätmyndigheten på ansökan av en nätkoncessionshavare medge att delar av intäkter under tillsynsperioden tas med i intäktsredovisningen först för senare perioder.

En ansökan enligt första stycket ska ha kommit in till nätmyndigheten senast tre månader efter den tillsynsperiod då intäkterna uppkommit.

**Föreslagen lydelse**

Om det finns särskilda skäl, får nätmyndigheten på ansökan av en nätkoncessionshavare medge att delar av intäkter under tillsynsperioden tas med i intäktsredovisningen först för senare perioder.

*Om ansökan avser intäkter från anslutning till ledning eller ett ledningsnät (anslutningsintäkter), ska dessa längst fördelas över det antal år som motsvarar den ekonomiska livslängden för de anläggningar som intäkterna härrör från (avskrivningstiden).*

*Avskrivningstiden ska vara densamma som den som används vid fastställande av intäktsramen för den period då intäkterna uppkommer.*

En ansökan enligt första stycket ska ha kommit in till nätmyndigheten senast tre månader efter den tillsynsperiod då intäkterna uppkommit.

**In och utbetalningar till fonden**  
**5 kap. 24 b § ellagen**

**Nuvarande lydelse**

**Föreslagen lydelse**

**Intäkter som ska återbetalas till elnätetsfonden enligt lag (xxxx:xx) om särskild fond och avgift för undanröjande av tröskeleffekter**

Om en nätkoncessionshavare har erhållit intäkter från anslutningar av elproduktionsanläggningar som ska återbetalas till elnätetsfonden enligt bestämmelserna i lag (xxxx:xx) om särskild fond och avgift för undanröjande av tröskeleffekter ska intäkterna inte omfattas av nätkoncessionshavarens intäktsram.



## 12.2 Förslag till ändring i förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag

### Hänvisning till ellagen

#### Nuvarande lydelse

13 § Om en anläggningstillgång har finansierats genom ett lån från staten enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 9 b § ellagen (1997:857), ska nätkoncessionshavarens kostnader vid beräkningen av intäktsramen anses ha minskat med ett belopp som beräknas med utgångspunkt i lånet. Avdrag ska inte göras för en anläggningstillgång vars ekonomiska livslängd har gått till ända.

#### Föreslagen lydelse

13 § Om en anläggningstillgång har finansierats genom ett lån från staten enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 9 b § 1 st ellagen (1997:857), ska nätkoncessionshavarens kostnader vid beräkningen av intäktsramen anses ha minskat med ett belopp som beräknas med utgångspunkt i lånet. Avdrag ska inte göras för en anläggningstillgång vars ekonomiska livslängd har gått till ända.

## 12.3 Förslag till lag om särskild fond och avgift för undanröjande av tröskeeffekter

En ny lag bör tas fram för hur medel ska samlas in och fördelas av fonden. Med lag (1999:1377) om tillfällig avgift för stöd till småskalig elproduktion som förlaga bör en lag för att samla in medel till fondlösningen utformas på följande sätt:

- 1 § För att finansiera åtgärder som är nödvändiga för att öka elnätets kapacitet för att underlätta anslutningen av anläggningar för förnybar elproduktion med en sammanlagd effekt om minst 100 MW ska det finnas en elnätsfond vid x myndigheten.
- 2 § En nätkoncessionsinnehavare kan ansöka om finansiering från fonden för att öka elnätets kapacitet enligt 1 §. Finansiering kan maximalt uppgå till det belopp som återstår efter att den första anslutningen skett.
- 3 § Den som ansluter till ett elnät som finansierats av fonden enligt 2 § ska till nätkoncessionsinnehavaren betala en sådan anslutningsavgift som avses i 4 kap. 9 b § ellagen (1997:857) Vid varje ny anslutning ska nätägaren ersätta fonden med ett belopp som motsvarar anslutningens andel av den totala kapacitetsökningen.
- 4 § Den som innehar nätkoncession och vars ledning är ansluten till stamnätet ska till Affärsverket svenska kraftnät betala en avgift för att finansiera fondens åtagande under 1-2 §§. Utlandsförbindelse grundar dock ingen avgiftsskyldighet i detta hänseende.

- 5 § Avgift som avses i 4 § uppgår till 0,37 öre/kWh. Energiförbrukningen mäts i koncessionshavarens gränspunkter mot stamnätet.
- 6 § Avgiften beräknas kvartalsvis och betalas i efterskott senast två månader efter utgången av det kalenderkvartal avgiften avser.
- 7 § Fondens totala tillgångar inklusive utlånade medel får uppgå till högst två miljarder kronor. När detta belopp uppnåtts tillämpas inte 4 §. Ränteintäkter från utestående fordringar ingår i detta belopp.
- 8 § Affärsverket svenska kraftnät ska tillse att avgifter insamlade med stöd av denna lag tillkommer fonden.
- 9 § När fonden upphör återgår fondmedlen till nätkoncessionsinnehavarna enligt de principer som ligger till grund för avgiften i 5 §.

## 12.4 Förslag till instruktion till värmyndighet

För att fonden ska kunna drivas som en självständig enhet under en värmyndighet är det nödvändigt att detta återspeglas i värmyndighetens instruktion. Instruktionen beslutas av regeringen. Ett exempel på hur en sådan instruktion kan se ut presenteras nedan med instruktionen till Statens energimyndighet från 2004 (SFS 2004:1200) som förlaga. I en slutgiltig version ersätts ordet värmyndighet med namnet på den myndighet som är värd för fonden.

### Organisation

- 1 § Inom värmyndigheten finns elnätsfonden (fonden) och andra enheter som myndigheten bestämmer. Fonden leds av en chef. För denne ska det finnas en ställföreträdare.

### Fonden

- 2 § Fonden har till uppgift att
1. Besluta om det styrdokument som ligger till grund för fondens verksamhet. Styrdokumentet ska innehålla regler kring vilka aktörer som kan söka medel ur fonden, principer för urval av ansökningar, fondens administrativa styrning, förvaltning av fondmedel i väntan på utbetalning, vilka personer som ska ingå i fondens ledning samt en uppförandekod för personer som är anställda i eller arbetar för fonden.
  2. Svara för myndighetens urval och bedömning av de ansökningar som inkommit från aktörer rörande undanröjande av tröskeeffekter vid anslutning av storskalig förnybar elproduktion.

3. Arrangera utbetalningar av fondmedel, utföra förtida delning av investeringskostnader, uppföljning och utvärdering av finansierade projekt.

3 § Fonden delar utredningsresurser med värdmyndigheten.

4 § Chefen för fonden beslutar i ärenden som hör till fondens ansvarsområde.

Ärenden som inte behöver prövas av chefen för fonden får avgöras av en annan tjänsteman på myndigheten.

Hur detta ska ske anges i fondens styrdokument enligt 2 § 1.

Andra stycket gäller inte beslut om fondens styrdokument eller utbetalning av fondmedel.

#### Insynsråd

5 § Vid värdmyndigheten ska det finnas ett råd (insynsråd) som ska ha insyn i den verksamhet som fullgörs av fonden.

Insynsrådet ska ha till uppgift att granska fondens arbete och säkerställa att detta genomförs i enlighet med de riktlinjer som finns i denna instruktion.

Rådet består av högst nio ledamöter.

# Referenser

## Statstryck

Prop. 2009/10:128 – Genomförande av direktiv om förnybar energi

Prop. 2013/14:156 – Tröskeeffekter och förnybar energi

Promemoria N2013/5133/E Tröskeeffekter och förnybar energi

Prop. 2008/09:141 – Förhandsprövning av nättariffer

## Myndighetstryck

Ei R2013:06 - Förslag till ändrat regelverk för bedömning av elnätsföretagens intäktsramar

Svenska kraftnät – Tröskeeffekter och förnybar energi, en rapport till regeringen, Dnr 1495/2008/AN46

Svenska kraftnät - Vägledning för anslutning till stamnätet, 2009/392/2.

## Författningar

Ellag (SFS 1997:204)

Förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag

EiFS 2015:1, Energimarknadsinspektionens föreskrifter om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek

Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar (SvKFS 2005:2)

Fördraget om Europeiska unionens funktionssätt

Kommissionens förordning (EU) nr 1407/2013 av den 18 december 2013 om tillämpningen av artiklarna 107 och 108 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt på stöd av mindre betydelse, EUT L 352

Kommissionens förordning (EU) nr 651/2014 av den 17 juni 2014 genom vilken vissa kategorier av stöd förklaras förenliga med den inre marknaden enligt artiklarna 107 och 108 i fördraget, EUT L 187

Riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi för 2014-2020, EUT 2014, C 200

# Bilaga 1

## Andra länders lösningar på tröskelproblematiken

### 1 Irland (Källa: CER/08/260)

Irland har valt en modell Gate (3), sedan 2011, som går ut på att elproducenten ansöker om anslutning och ansökan hamnar i en kö och behandlas i en grupp i samma bedömning (Group processing approach). Tidigare har liknande förfarande används (Gate 1 och Gate 2). Elproducenten får sedan en offert med tidplan. Offerten måste accepteras inom 50 dagar. Stannöversätaren gör en plan varje år vars underliggande mål är definierade mål för förnybar energi. I och med detta kommer det bara in så mycket som planerat under ordnade former. Det underliggande subventionssystemet är en så kallad "feed-in tariff" där producenter alltså garanteras ett visst pris. Utbyggnaden av nätet är alltså starkt bunden till uppfyllandet av förnybarES-målen och maximerad till de 3900 MW som bedömdes behövas för att uppfylla dessa mål.

Förutom inledande 7000 EUR i ansökningsavgift betalar elproducenten ett förskott på 2000–10000 EUR per MW anslutning som ansöks för. På detta sätt anses spekulationer undvikas då det kräver ett ganska stort finansiellt åtagande att söka anslutning.

Stannöversätaren gör också en GDS (Grid Development Strategy) över de kommande 15 åren som ska inkluderas i Gate-förfarandet. GDS:n inkluderar hela framtidstron på hur kraftsystemet kommer att se ut med förväntad förbruknings topp effekter, konventionell kraftproduktion, oplanerade och planerade avbrott och så vidare.

### 2 Australien (Källa: AEMC Determination Rule 2011)

Australien har, sedan 2011, implementerat en modell, SENE\*, som syftar till att optimera nyttan av nätinvestering för anslutning av produktion. Reglerna gäller all produktion men har drivits fram av expansion av förnyelsebar distribuerad kraft. Denna expansion är liksom i Europa ett resultat av klimatpolitiken och dess mål om utökad produktion av kraft från förnyelsebara källor.

Någon, vanligtvis en producent, som vill ansluta sig till nätet kan begära att en SENE-studie genomförs. Den finansieras av beställaren och utförs av regionnätägaren. I studien, som publiceras, framgår skalfördelar, förväntad framtida anslutning av producenter, anslutningspunkt till befintligt nät och tidpunkter för förväntade framtida anslutningar. Tekniska data liksom investeringens storlek och kostnader för drift finns också med. Miljöhänsyn och detaljplaner ska också framgå.

Planen verkställs om minst en producent väljer att teckna anslutningsavtal. Investeringen bekostas av nätägaren eller annan investerare som anser att avkastningen är intressant med hänsyn till risktagandet. Ett tariffstruktur som

\*SENE = Scale Efficient Network Extensions

ålägger producenten att betala för sin del av projektet vid anslutning finns. Senare kommande anslutningar betalar för sin del.

Finansiären erhåller avkastning som grundar sig på de tariffer som satts upp för SENE. Nätägaren kommer att driva nätet men SENE-delen har alltså egna tariffer och avkastningen tillfaller alltså finansiären om annan än nätägaren. Noterbart här är alltså att en annan högre avkastning kan tas ut för SENE-delen. Denna högre nivå motiveras av risken att utbyggnaden blir överdimensionerad – färre producenter än prognoserat ansluter sig.

Är det så att investeringar i en SENE kommer konsumenter till godo ska denna del betalas av dem.

### 3 Slutsatser

De redovisade utländska lösningarna är inte lämpliga att efterlikna i ett svenskt sammanhang. Ländernas förutsättningar och övriga stödsystem är helt annorlunda jämfört med situationen i Sverige.

I Irland är systemet helt kopplat till utbyggnadsmålen för förnyelsebar elproduktion för 2020. Finansiering av anläggningarna samordnas med behoven av nätutbyggnad i en process som är centralstyrd av stamnätsoperatören. En sådan lösning fungerar när man har ett stödsystem med "feed-in-tariff". På den norsk-svenska marknaden för elcertifikat finns inte motsvarande styrning. Producenterna utvecklar projekt i konkurrens med varandra och en integrerad styrning av nätutbyggnad och utbyggnad av förnyelsebar kraftproduktion saknas.

I Australien handlar det i stor utsträckning om att stora, tidigare outnyttjade, landarealer för elproduktion tas i anspråk. Ofta handlar det om solcellsparker. Man bygger således upp nya nät, ofta med *en* matning till angränsande nät. Dessa nya nät kan i princip ägas av den som önskar investera eller alternativt av den angränsande regionnätägaren. I det svenska nätet skulle en sådan lösning eventuellt kunna fungera men oftast skulle det bli svårt att tekniskt och ekonomiskt avgränsa ett sådant nytt nät. På sätt och viss liknar systemet det som inträffar när vindkraftparker bygger egna linjer för att komma till närmaste anslutningspunkt. I dessa fall är de dock oftast inte byggda för att försörja framtida tillkommande anläggningar från andra producenter.



