

Ei R2021:04

Översyn av regelverket för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar

Förslag till förbättring av regelverket

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, fjärrvärme och naturgas. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.

Förord

Regeringen har gett Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag att göra en översyn av regelverket för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar.

Enligt uppdraget ska Ei göra en översyn av 4 kap. 10 § första stycket ellagen som ska innehålla en kartläggning av undantagsregelns tillämpning och omfattning i dess nuvarande utformning. Ei ska också beskriva och kvantifiera de kostnader och nyttor som produktionen för med sig.


Vidare ska Ei analysera de ekonomiska förutsättningarna för ägare av vissa produktionsanläggningar av förnybar el med tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet. Ei ska därefter analysera om det finns behov av ytterligare stöd till dessa produktionsanläggningar.

Ei har utrett frågeställningarna, inhämtat synpunkter från olika aktörer och intressenter. I rapporten redovisar vi vår analys tillsammans med förslag till åtgärder.

Eskilstuna, mars 2021



Anne Vadasz Nilsson
Generaldirektör



Mattias Önnegren
Projektledare

Innehåll

Sammanfattning	6
Regelverket infördes i samband med elmarknadsreformen men det ursprungliga syftet är inte längre aktuellt.....	6
Kostnader och nyttor med mindre produktionsanläggningar	6
Undantagsregeln omfattar ett stort antal produktions-anläggningar och förväntas öka i betydelse framöver	7
Mindre elproducenter subventioneras av övriga elnätskunder och producenter	8
Regelverket innebär en suboptimering av elproduktionen.....	9
Negativt ekonomiskt utfall för vissa investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet	9
Våra slutsatser och förslag	10
Författningsförslag	12
Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857).....	12
1 Inledning	14
1.1 Uppdraget	15
1.2 Avgränsning	16
1.3 Metod och genomförande.....	17
1.4 Dialog med externa intressenter	17
1.5 Rapportstruktur	18
2 Nuvarande regelverk för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar ..	19
2.1 Reglerna innebär att mindre produktionsanläggningar inte betalar nätavgift för överföring.....	19
2.2 Nuvarande regelverk infördes i samband med elmarknadsreformen	21
2.3 Det ursprungliga syftet med regelverket för mindre produktionsanläggningar är inte längre aktuellt	24
3 Kostnader och nyttor med elproduktionsanläggningar	26
3.1 Ökade nyttor och minskade kostnader genom effektiv lokalisering i elnätet	26
3.2 Produktionsanläggningens storlek påverkar de tekniska förmågorna	27
3.3 Produktionsanläggningens leverans av stödtjänster	28
4 Kartläggning av inmatningstariffer och produktionsanläggningar	31
4.1 Översikt av nätföretagens inmatningstariffer	31
4.2 Översikt av elproduktionsanläggningar i Sverige.....	34
5 Analys av konsekvenserna av nuvarande regelverk	41
5.1 Ett effektivt styrmedel bör vara ändamålsenligt	41
5.2 Nuvarande regelverk subventionerar mindre elproducenter	43
5.3 Produktionsanläggningarnas kapacitet utnyttjas inte på grund av nedgradering av maximal effekt.....	44
5.4 Korrekta nätavgifter är en förutsättning för korrekta incitament för marknadens aktörer.....	49

5.5	Producenters nätavgifter för överföring omfördelas på resterande nätkunder	50
5.6	Problemen med nuvarande regelverk förväntas öka framöver	55
6	Analys av konsekvenserna vid en förändring av gränsvärdet.....	58
6.1	Höjning av effektgränsen till 2 300 kW	58
6.2	Problemet med nedgraderingar elimineras inte vid en höjning av gränsvärdet till 2 300 kW	60
6.3	Linjär anpassning av olika effektgränser	62
6.4	Sammanfattande konsekvenser av en ändring av effektgränsen.....	63
6.5	Ytterligare alternativ till förändring av undantagsregeln	68
7	Analys av de ekonomiska förutsättningarna för ägare av vissa produktionsanläggningar	70
7.1	Beskrivning av elcertifikatsystemet	70
7.2	Totala intäkter för investerare inom ramen för elcertifikatsystemet	73
7.3	Kostnadsutveckling för vindkraften	76
7.4	Vindkraftens lönsamhet	79
7.5	Intäktsbortfall för investerare inom elcertifikatsystemet	82
7.6	Det saknas förutsättningar och skäl för ett stöd till ägare av tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet	86
8	Sammanfattande analys, slutsatser och förslag	88
8.1	Negativt ekonomiskt utfall för tidiga investeringar som gjorts inom ramen för elcertifikatsystemet men inget extra stöd är motiverat	88
8.2	Undantaget i 4 kap. 10 § ellagen ger flera negativa effekter på elmarknaden	90
8.3	Både en ändrad gräns till 2 300 kW och ett linjärt alternativ förvärrar problemen med undantaget	92
8.4	Undantaget i 4 kap. 10 § ellagen bör fasas ut	93
9	Konsekvensutredning.....	96
9.1	Problem- och målformulering	96
9.2	Branschbeskrivning	97
9.3	Nollalternativet	99
9.4	Alternativa lösningar	102
9.5	Beskrivning av förslaget.....	105
9.6	Ekonomiska konsekvenser av förslaget	106
9.7	Miljömässiga konsekvenser	110
9.8	Sociala konsekvenser	110
9.9	Ikraftträdande och informationsinsatser	110
9.10	Samråd.....	111
9.11	Kontaktpersoner.....	111
10	Författningskommentarer	112
11	Referenser.....	114
	Bilaga 1 Kriterier för ett effektivt och ändamålsenligt stöd till tidiga investerare	116

Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen (Ei) fick den 13 augusti 2020 i uppdrag av regeringen att göra en översyn av den del av regleringen i ellagen (1997:857) som handlar om att producenter med en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt inte betalar full nätavgift. I uppdraget ingår att kartlägga inmatningstariffernas utformning och hur undantaget tillämpas. Vidare ingår att beskriva vilka kostnader och nyttor som elproduktion för med sig. Slutligen ingår också att analysera de ekonomiska förutsättningarna för ägare av vissa produktionsanläggningar av förnybar el som gjort tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet.

Regelverket infördes i samband med elmarknadsreformen men det ursprungliga syftet är inte längre aktuellt

Undantagsregeln för mindre produktionsanläggningar går tillbaka till 1980-talet, då riksdagen ansåg att ägarna till små vattenkraftverk måste garanteras en korrekt ersättning för sina kraftleveranser. Regeln fick sin nuvarande utformning i samband med elmarknadsreformen 1996 för att ge elproducenterna ett ekonomiskt skydd mellan intäkterna för elen och kostnaden för nätet. Vid tiden för elmarknadsreformen var undantagsregeln främst av betydelse för småskalig vattenkraft. Senare har den också fått betydelse för vindkraft. Om regeln kvarstår kommer den också att få betydelse för andra produktionsslag, till exempel solkraft.

Regeln är inte begränsad till förnybar elproduktion. Den reducerade nätavgiften gäller alla mindre produktionsanläggningar oavsett hur elen produceras. Gränsvärdet på 1 500 kW är satt utifrån de produktionsanläggningar som, när gränsen infördes på 1980-talet, ansågs hänvisade till anslutning på lokalnät. Därmed var dessa producenter även tvingade att sälja elen till det integrerade företaget som drev lokalnätet och samtidigt verkade som elhandlare. Detta förhållande upphörde när elmarknaden omreglerades 1996. Idag saknas därför en tydlig koppling till det ursprungliga syftet med undantagsregeln.

Kostnader och nyttor med mindre produktionsanläggningar

De kostnader och nyttor som elproduktion för med sig beror bland annat på var produktionsanläggningen är lokaliserad i elnätet. Till exempel uppstår en nytta när produktionen är lokaliserad så att den minskar elnätets nätförluster och behovet av att bygga ut eller förstärka elnäten. Denna nytta brukar generellt benämnas som en nätnytta. Enligt 3 kap. 15 § ellagen så har ägarna till en produktionsanläggning rätt till ersättning för den nätnytta som anläggningen medför. Detta gäller oavsett

storlek på produktionsanläggningen. Produktionsanläggningar bidrar med nytta på elmarknaden genom att producera el som kan möta efterfrågan. Värdet av denna nytta ges av elpriset.

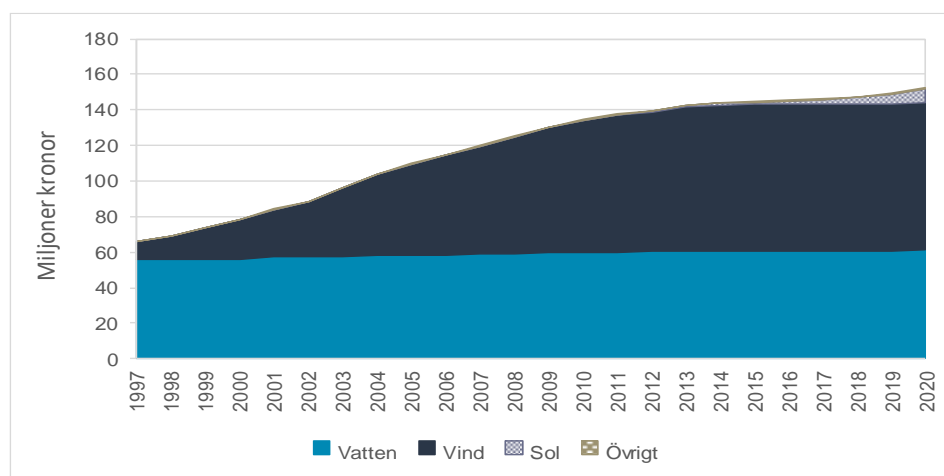
Produktionsanläggningar kan också bidra med stödtjänster som behövs för driften av ett överförings- eller distributionssystem. Framförallt tillhandahåller de stora produktionsenheterna, tack vare sina storleks fördelar, dessa stödtjänster. Vid leverans av en aktiv reserv¹ och vid leverans av vissa andra stödtjänster ersätts leverantören av systemansvarig. Utifrån de mindre produktionsanläggningarnas bidrag till nyttor finns det sammantaget inga skäl till en reducerad elnätstariff.

Undantagsregeln omfattar ett stort antal produktionsanläggningar och förväntas öka i betydelse framöver

Mindre produktionsanläggningar betalar endast den del av nätavgiften som motsvarar kostnaden för mätning, beräkning och rapportering, vilket hos nätföretagen i genomsnitt är 3 000–5 000 kronor per år. För en anläggning med en effekt på 1 500 kW skulle den årliga inmatningstariffen, om inte undantagsregeln fanns, i genomsnitt uppgå till cirka 180 000 kronor.

Utöver mikroproduktionsanläggningar, som inte ingår i analysen, finns nästan 2 200 produktionsenheter med en installerad effekt på maximalt 1 500 kW. De reducerade tarifferna för dessa har i dagsläget uppskattats till cirka 150 miljoner kronor per år, vilket visas i Figur 1. Under de senaste fem åren har endast ett fåtal vind- och vattenkraftsanläggningar med en effekt under 1 500 kW tagits i drift. Samtidigt har utbyggnaden av solkraft ökat och dess framtida utbyggnad bedöms öka de årligt reducerade tarifferna med cirka 50 miljoner kronor redan från år 2023.

Figur 1 - Totala reducerade tariffer (mnr) för mindre produktionsenheter anslutna till koncessionspliktigt nät, årligen 1997–2020, fördelat på energislag.



¹ Stödtjänster som finns tillgängliga för att stödja, balansera och upprätthålla frekvensen i elnätet.

En följd av den nuvarande undantagsregeln är att det finns incitament att nedgradera produktionsenheter i förhållande till dess installerade kapacitet. Trots förlopad produktion kan det vara lönsamt att nedgradera den maximala effekten för att på så sätt hamna under gränsvärdet och slippa betala full inmatningstariff. Analysen har visat att cirka 210 produktionsenheter i nuläget är nedgraderade. Det finns omkring 1 000 ytterligare produktionsenheter i intervallet 1 501–2 300 kW, vilket innebär en risk att nedgraderingarna blir betydligt fler, särskilt vid ett fortsatt lågt elpris. I dagsläget summerar de reducerade tarifferna för nedgraderade anläggningar till cirka 50 miljoner kronor per år.

Mindre elproducenter subventioneras av övriga elnätskunder och producenter

Undantaget för mindre produktionsanläggningar innebär att de inte betalar för de kostnader de orsakar, vilket är ett avsteg från grundprincipen i ellagen att nätavgifterna ska vara kostnadsriktiga. Eftersom nätföretagets totala intäkter är reglerade måste de nätkostnaderna bäras av övriga kunder inom nätområdet. Dessa kunder får således inte heller kostnadsriktiga nätavgifter, vilket motverkar ett effektivt utnyttjande av elnäten.

Tabell 1 visar att det omfördelade beloppet som uppstår på grund av undantagsregeln årligen uppgår till omkring 200 miljoner kronor, varav 50 miljoner avser de nedgraderade anläggningarna. Undantagsregeln har lett till lägre produktionskostnader för de mindre producenterna. I genomsnitt har produktionskostnaderna minskat med 4,6 öre per kWh, vilket varierar mellan energislagen. Kostnadsreduktionen är en subvention från det resterande kundkollektivet till de mindre producenterna, vilken skapar välfärd förluster på marknaden.

I förhållande till lokalnätens totala årliga intäktsramar motsvarar omfördelningen på 200 miljoner kronor ungefär en halv procent. För nätområden med många mindre produktionsanläggningar och relativt få kunder i övrigt leder omfördelningen till att kunderna får upp till 5–6 procent högre nätavgifter.

Tabell 1 - Ekonomiska effekter av nuvarande regelverk, skattning i nuläget och risk för ökning.

	Skattning i nuläget	Risk för ökning
Omfördelning till övriga kunder	150 mnkr/år	Ytterligare 50 mnkr/år från 2023 p.g.a. solkraft.
Omfördelning till övriga kunder p.g.a. nedgraderingar	50 mnkr/år	Ytterligare 210 mnkr/år om alla produktionsenheter med incitament nedgraderar.
Kostnad för ny produktion p.g.a. nedgraderingar	36 mnkr/år	Ytterligare 200 mnkr/år om alla produktionsenheter med incitament nedgraderar.
Ökade nätavgifter för övriga kunder	0,5 procent	Kan öka p.g.a. ovanstående. Hos vissa lokalnät är avgifterna redan nu 5–6 procent högre.

Regelverket innebär en suboptimering av elproduktionen

Nedgraderingarna innebär att det finns installerad effekt i produktionsenheter som inte utnyttjas. Detta gör att det finns potential för förnybar elproduktion som inte kommer marknaden till del. Den nedgraderade effekten från anläggningarna uppgår i dagsläget till drygt 110 MW. Merparten av dessa anläggningar finns i elområde SE3 och SE4.

Eftersom produktionen är väderberoende är bortfallet i elproduktion inte lika stort som en motsvarande effektminskning från produktionsanläggningar som inte är beroende av vädret för att producera. Analysen indikerar att produktion på cirka 80 GWh årligen uteblir från de nedgraderade anläggningarna. Att producera denna förnybara energi i nya vindkraftsanläggningar skulle, enligt schablonberäkningar, kosta ungefär 36 miljoner kronor per år.

Den nuvarande utformningen av undantagsregeln skapar också incitament för nytillkommande elproducenter att anlägga mindre produktionsenheter, alternativt att stycka upp produktionsenheterna. Solkraften är enkelt skalbar vilket gör att produktionsenheter kan anläggas utifrån vilken lönsamhet som befintliga gränsvärden ger upphov till. Detta innebär således risk för suboptimering av nytillkommande produktion av förnybar el.

Negativt ekonomiskt utfall för vissa investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet

Vindkraft är det produktionsslag som i störst utsträckning byggts ut sedan elcertifikatsystemet infördes. Analysen av de ekonomiska förutsättningarna för tidiga investerare inom elcertifikatsystemet är därför fokuserad till vindkraftsanläggningarna. Vi har uppskattat ett genomsnittligt resultat för investerare från respektive år 2004–2019, genom att konstruera en generell intäktportfölj och använda tillgänglig kostnadsstatistik för vindkraft. Av analysen framgår att investerare från de flesta åren har haft eller kommer att få negativa resultat sett över en 15-årsperiod från investeringstillfället. Undantagen är investerare från 2004, 2005 och 2019, vilka uppskattas ha positiva resultat.

Vidare har vi analyserat investerares uteblivna intäkter som kan härledas till förändringar av elcertifikatsystemet. I analysen antas investerare ha använt stödsystemets målutbyggnad av förnybar elproduktion när de predikerat framtida elcertifikatpriser. Målutbyggnaden av förnybar elproduktion har förändrats flera gånger, men störst förändring skedde i samband med sammanslagningen med den norska elcertifikatmarknaden 2012. Samtliga investerare uppskattas, enligt den uppställda analysmodellen, ha överskattat framtida elcertifikatpriser och således deras framtida intäkter från stödsystemet.

Investerare från åren innan sammanslagningen med den norska elcertifikatmarknaden har överskattat framtida elcertifikatpriser mest.

Våra slutsatser och förslag

Inget extra stöd bör ges till ägare av vissa produktionsanläggningar av förnybar el som gjort tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet.

Vår analys visar att utmaningar med lönsamheten framförallt finns bland de anläggningar som tagits i drift under åren 2009 och 2010. Anledningen är att den så kallade kvotkurvan i elcertifikatsystemet vid investeringstillfället indikerade betydligt högre framtida elcertifikatpriser, än vad utfallet senare har blivit. Det framstår därför tydligt att dessa ägare generellt har drabbats ekonomiskt av de ändrade förutsättningarna för elcertifikatmarknaden.

Vår samlade bedömning är att inget extra stöd bör ges för tidiga investeringar som gjorts inom ramen för elcertifikatsystemet. Anledningen är att ett sådant stöd inte går att motivera utifrån samhällsekonomisk nytta. Det skulle också vara mycket svårt att utforma i praktiken.

Undantaget i 4 kap. 10 § första stycket ellagen påverkar aktörernas agerande på ett sätt som ger flera negativa effekter på elmarknaden.

Genom undantaget sker en omfördelning av kostnader från småskaliga elproducenter till övriga kunder. Omfördelningen uppgår i dagsläget till omkring 200 miljoner kronor årligen. Det innebär ett avsteg från grundprincipen i ellagen att nätavgifterna ska vara kostnadsriktiga. Undantaget leder också till en suboptimering av tillgänglig produktionskapacitet. Omkring 210 produktionsenheter är nedgraderade från sin installerade kapacitet, vilket leder till utebliven produktion av förnybar el, främst inom elområdena SE3 och SE4.

Risken för att problemen med undantaget ökar är betydande och kan leda till att dess omfattning flerdubblas. Utöver att nya mindre produktionsanläggningar, särskilt solkraft, kommer att bidra till en ökning av omfördelningseffekterna finns även risk att fler nedgraderar sin produktionskapacitet.

Vi har inte kunnat identifiera några positiva samhällsekonomiska konsekvenser av undantagsregeln så som den är utformad i dag.

Undantaget avseende nättariffer för mindre produktionsanläggningar i 4 kap. 10 § första stycket ellagen bör tas bort för nya anläggningar, men vara kvar för befintliga anläggningar.

Utifrån de effekter som vår analys av undantaget i 4 kap. 10 § första stycket ellagen visar är vår bedömning att undantaget inte bör utökas. Vid en höjning av gränsvärdet eller med en linjär modell, skulle omfördelningen av kostnader som belastar övriga kunder öka, medan problematiken med nedgraderingar och utebliven produktion skulle kvarstå. I stället föreslår vi att undantaget tas bort.

I uppdraget anges att de anläggningar som redan omfattas av undantaget inte ska få det sämre. Mot den bakgrunden föreslår vi att undantaget bör fortsätta att gälla för befintliga anläggningar som är anslutna och omfattas av bestämmelsen när lagändringen träder i kraft. Innehavaren av dessa anläggningar ska inte heller fortsättningsvis få debiteras kostnaden för en mätare och för dess installation i inmatningspunkten. För de flesta nätanvändarna är konsekvenserna av undantagsregeln i dagsläget relativt små. Med ett oförändrat regelverk förväntas däremot dessa konsekvenser öka i framtiden. På grund av att fler mindre produktionsanläggningar tillkommer, främst solkraft, och att det finns en risk för att fler nedgraderar sin produktionskapacitet.

Vi föreslår också att kravet att en mikroproducent måste vara nettoanvändare under ett kalenderår, för att inte behöva betala avgift för inmatningen, tas bort.

Författningsförslag

Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)

Härmed föreskriv i fråga om ellagen (1997:857) att 4 kap. 10 § ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse

Föreslagen lydelse

4 kap.

Särskilt om nättariffer för mindre produktionsanläggningar

10 §²

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

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

² Senaste lydelse 2010:164

En elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt ska inte betala någon avgift för inmatningen. *Detta gäller dock bara om elanvändaren under ett kalenderår har tagit ut mer el från elsystemet än han har matat in på systemet.*

En elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt ska inte betala någon avgift för inmatningen.

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

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

-
1. Denna lag träder i kraft den 1 januari 2023.
 2. 4 kap. 10 § i dess äldre lydelse ska fortsätta att tillämpas på produktionsanläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt och som den 31 december 2022, med en effekt om högst 1 500 kilowatt, är ansluten till en ledning eller ett ledningsnät som används med stöd av nätkoncession.
 3. Punkten 2 gäller inte för produktionsanläggningar hos elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt.
 4. För de produktionsanläggningar som omfattas av punkten 2 ska bestämmelsen i 3 kap. 14 § fortsätta att tillämpas.

1 Inledning

Som en del i klimatomställningen ökar elektrifieringen både globalt och i Sverige, där transporter och industrier i allt större utsträckning elektrifieras. För att elektrifieringen ska kunna möjliggöra minskade utsläpp av växthusgaser krävs att energin produceras genom fossilfria energikällor.

Sverige har som mål att bli världens första fossilfria välfärdsland, där nettoutsläppen av växthusgaser ska vara noll år 2045.³ Utbyggnad av den förnybara elproduktionen ses som en viktig faktor för att det ska vara möjligt att nå de uppsatta målen och inom energipolitiken finns mål om att Sverige till 2040 ska ha 100 procent förnybar elproduktion.⁴ Det huvudsakliga stödet till förnybar elproduktion har utgjorts av elcertifikatsystemet som är ett marknadsbaserat stödsystem. Förnybar elproduktion erhåller ett elcertifikat för varje producerad megawattimme (MWh) som sedan kan säljas på en marknad för dessa. Målen inom elcertifikatsystemet fastställs av staten och har förändrats allteftersom systemet förlängts. Utöver stöden via elcertifikat har även investeringsstöd och skattelättnader tillämpats för att gynna utbyggnaden av förnybar elproduktion.

En del av den tidiga utbyggnaden av förnybar elproduktion har skett genom mindre, lokala produktionsanläggningar. I rapporten definierar vi mindre produktionsanläggningar till sådana som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt (kW). Denna typ av produktionsanläggningar får ekonomiskt stöd genom elcertifikatsystemet. De får även stöd genom att de inte behöver betala nätavgift för överföring av el. Detta framgår av 4 kap. 10 § första stycket ellagen.

Antalet produktionsanläggningar med en effekt på högst 1 500 kW har ökat kraftigt sedan regeln i 4 kap. 10 § första stycket infördes. Den utbyggnad av mindre produktionsanläggningar som skett bestod initialt huvudsakligen av vindkraftsanläggningar, men har under de senaste åren till största delen utgjorts av solkraftsanläggningar.

I slutet på 1990-talet och början på 2000-talet uppfördes vindkraftverk med en effekt under 1 500 kW. Förutsättningarna för vindkraftsutbyggnad har förändrats väsentligt under det senaste decenniet. En majoritet av de vindkraftverk som byggs idag har nu en betydligt större kapacitet än 1 500 kW. Detta beror framförallt på en stark teknikutveckling som inneburit att de ekonomiska

³ Prop. 2016/17:146 – Ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige

⁴ Prop. 2017/18:228 – Energipolitikens inriktning

förutsättningarna för vindkraftsproduktion har förbättrats. Ny landbaserad vindkraft bedöms i dagsläget kunna byggas utan ekonomiskt stöd från elcertifikatsystemet.⁵ Den nya vindkraften kan byggas utan stöd och certifikatsystemets mål bedöms snart vara uppfyllt. Regeringen har därför beslutat att elcertifikatsystemet ska avslutas i förtid.

Sedan 2003, när systemet med elcertifikat infördes, har förutsättningarna inom systemet förändrats vid ett flertal tillfällen. De största förändringarna skedde dels 2012 när det beslutades om en gemensam marknad med Norge och förhöjda produktionsmål, dels 2016 när det beslutades om en förlängning av systemet och ytterligare förhöjda produktionsmål. De nya målen tillsammans med den snabba utbyggnaden av vindkraften har påverkat den prismekanism som finns inom systemet. Det bekräftas av dagens prisnivåer på elcertifikat som är betydligt lägre än tidigare genomsnittspriser. Det är svårt att kvantifiera exakt vilken påverkan som marknadsförändringarna haft. De lägre prisnivåerna på elcertifikat har dock inneburit att vissa aktörer som gjort tidiga investeringar under marknadens utvecklingsfas fått lägre intäkter från försäljning av elcertifikat jämfört med tidigare förväntningar.

1.1 Uppdraget

Energimarknadsinspektionen (Ei) fick den 13 augusti 2020 i uppdrag av regeringen att göra en översyn av regelverket för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar. Av uppdraget framgår att Ei ska göra en översyn av 4 kap. 10 § första stycket ellagen. Översynen ska innehålla en kartläggning av undantagsregelns tillämpning och omfattning i dess nuvarande utformning. Ei ska beskriva och kvantifiera de kostnader och nyttor som elproduktion för med sig under olika förutsättningar, bland annat utifrån anläggningens storlek.

Vidare ska Ei analysera de ekonomiska förutsättningarna för ägare av vissa produktionsanläggningar av förnybar el med tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet. Analysen ska beakta tilldelning av elcertifikat. Ei ska därefter analysera om det finns behov av ytterligare stöd till dessa produktionsanläggningar under en lämplig tidsperiod och eventuellt lämna förslag på hur ett sådant stöd skulle kunna utformas.

Specifikt ska Ei enligt uppdraget

- kartlägga inmatningstariffens utformning och hur undantaget i 4 kap. 10 § första stycket ellagen tillämpas, beskriva vilka kostnader och nyttor som inmatning av elproduktion av olika storlek, lokalisering och andra

⁵ Energimyndigheten, ER2018:25

förutsättningar för med sig samt analysera hur dessa kostnader och nyttor kan prissättas på ett effektivt sätt,

- utreda och beskriva konsekvenserna av en ändring av undantaget i 4 kap. 10 § första stycket ellagen som innebär (1) en höjning av effektgränsen till 2 300 kW och (2) en nedre gräns med en linjär anpassning av olika effektgränser upp till en lämplig nivå,
- beskriva konsekvenserna av och förutsättningarna för ett tidsbegränsat undantag enligt (1) och (2) där tidsbegränsningen ska kopplas till tilldelningsperioden för elcertifikat för respektive anläggning,
- utreda om det finns behov av att komplettera en eventuell ny reglering med ett tak för hur stor del av den totala elnätsavgiften som det övriga kundkollektivet ska betala av producenternas reducerade elnätsavgifter,
- visa vad eventuella förslag innebär för kunder inom olika elnätsområden, olika elnätsföretag och andra aktörer som berörs och analysera förslagets förenlighet med EU:s regelverk, inklusive bestämmelserna om statsstöd, och
- analysera om det finns behov av ytterligare, eller annat, ekonomiskt stöd till dessa produktionsanläggningar under en lämplig tidsperiod och om möjligt ge förslag på hur ett sådant stöd kan utformas.

Enligt uppdraget ska Ei vidare, med stöd av en konsekvensutredning, lämna samhällsekonomiskt motiverade förslag. Förslagen får enligt uppdraget sammantaget inte innebära någon försämring för berörda produktionsanläggningar jämfört med dagens läge.

1.2 Avgränsning

Inom ramen för uppdraget har Ei genomfört en översyn av 4 kap. 10 § första stycket ellagen. Ei har inte bedömt att det inom ramen för uppdraget varit nödvändigt att beröra andra regler om nättariffer eller bestämmelserna om nätnyttöersättning.

Anläggningar med en installerad effekt upp till och med 43,5 kW, det vill säga mikroproduktion, har också exkluderats från analyserna.

I analyserna har Ei utgått från den nuvarande tariffstrukturen hos lokalnät-företag eftersom inmatningstarifferna på region- och transmissionsnätet får vara geografiskt differentierade och därmed kan skilja sig för varje specifik produktionsanläggning.

Ei har kartlagt de mindre produktionsanläggningarna och i vilken omfattning nedgraderingar av effekt förekommer. I denna har även anläggningar anslutna till

regionnäten inkluderats. Anläggningar som i dataunderlag från Energimyndigheten står som anslutna till icke koncessionspliktiga nät (IKN) har inte inkluderats i analysen, men redovisas separat där det anses relevant.⁶

Ei har analyserat de ekonomiska effekterna av undantagsregeln för de befintliga produktionsanläggningarna som omfattas av undantagsregeln men har inte genomfört några analyser av framtida utbyggnad av mindre produktionsanläggningar.

1.3 Metod och genomförande

De förslag och bedömningar som presenteras i rapporten har utgått från:

- en legal översikt och analys av nuvarande regelverk
- en översikt och ekonomisk analys av nuvarande undantagsregelns omfattning och tillämpning
- insamlad information om nätföretagens inmatningstariffer
- insamlad information om antalet nedgraderade produktionsanläggningar
- en lönsamhetsanalys för mindre produktionsanläggningar och utvecklingen av elcertifikatmarknaden över tid.

Analyserna har genomförts kvalitativt, utifrån tidigare utredningar och vetenskaplig litteratur, och kvantitativt, utifrån data från allmänt tillgängliga källor.

1.4 Dialog med externa intressenter

Under projektet har Ei haft dialog med en referensgrupp⁷ med representanter för vind- och solkraftsproducenter, nätföretag och kundrepresentanter för att få in synpunkter på det arbete som genomförts.

Utöver referensgruppen har Ei haft bilaterala samtal och mottagit skriftliga synpunkter från ett antal aktörer, såsom kraftproducenter, nätföretag och branschorganisationer.

⁶ Det saknas data för om dessa IKN är anslutna till angränsande nät, och därmed omfattas av undantagsregeln, och i så fall även till vilket koncessionspliktigt nät och hur mycket energi som matas ut.

⁷ Referensgruppen har bestått av representanter från: Svensk vindkraftförening, Sveriges allmännyttta, Energiföretagen, Lokalkraft, Svensk Solenergi, Villaägarna och Energimyndigheten.

Ei har också genomfört ett öppet seminarium där Ei presenterat uppdraget tillsammans med analyser där intressenterna har haft möjlighet att lämna synpunkter.

En löpande dialog har också förts med Energimyndigheten, som bistått med såväl dataunderlag som expertis inom tillämpliga områden.

1.5 Rapportstruktur

I kapitel 2 finns en beskrivning av nuvarande regelverk för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar. Kapitlet innehåller också en bakgrundsbeskrivning och en legal analys av regelverket. I kapitel 3 beskriver vi kostnaderna och nyttorna med elproduktionsanläggningar. Kapitel 4 innehåller en kartläggning av tillämpningen och omfattningen av undantagsregeln för mindre produktionsanläggningar.

Kapitlen 5–7 innehåller våra analyser kopplade till uppdraget. I kapitel 5 redovisar vi analysen av konsekvenserna av nuvarande regelverk, i kapitel 6 analysen av konsekvenserna vid en förändring av gränsvärdet på 1 500 kW och i kapitel 7 analysen av de ekonomiska förutsättningarna för ägare av vissa produktionsanläggningar med hänsyn till utvecklingen av elcertifikatsystemet.

I kapitel 8 redovisar vi våra slutsatser och förslag utifrån analyserna. Kapitel 9 innehåller en konsekvensutredning till våra förslag. I kapitel 10 finns författningskommentarer och i kapitel 11 referenser.

Bilaga 1 är en beskrivning av kriterier för att utforma ett effektivt och ändamålsenligt stöd.

2 Nuvarande regelverk för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar

I kapitlet nedan presenteras först en översikt av nuvarande regelverk. För att få en helhetsbild av regelverket presenteras, utöver de specifika reglerna för mindre produktionsanläggningar, även regler rörande intäktsramar och tariffutformning generellt. Vidare presenteras bakgrunden och utvecklingen av undantagsregeln som innebär att mindre produktionsanläggningar inte betalar nätavgift för den delen som avser överföring av el. Slutligen presenteras också ett sammandrag av tidigare utredningar som berört undantagsregeln. Kapitlet avslutas med slutsatser utifrån nuvarande regelverk.

2.1 Reglerna innebär att mindre produktionsanläggningar inte betalar nätavgift för överföring

Med nättariff avses avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning.⁸ Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Dessa bestämmelser finns i 1 kap. 5 § och 4 kap. 1 § ellagen. Den skäligen nivån på avgifterna regleras däremot genom bestämmelserna i 5 kap. om intäktsramar för nätverksamhet.

En intäktsram är de samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får uppbära från nätverksamheten under en tillsynsperiod. En tillsynsperiod är vanligtvis fyra år. Intäktsramen ska enligt 5 kap. 1 § inte vara större än vad som behövs för att täcka kostnader för driften av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt, täcka avskrivningar och ge en sådan avkastning på kapitalbasen (det kapital som krävs för att bedriva verksamheten) som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar.

Beträffande de övriga villkoren i nättariffen får en nätkoncessionshavare inte ingå avtal om tillträde till en ledning eller ett ledningsnät förrän de metoder som har använts för att utforma avtalsvillkoren har prövats av Ei (4 kap. 1 a § ellagen).

⁸ Begreppet nättariff omfattar således fyra olika delar: nätavgift (för överföring), anslutningsavgift, övriga villkor för överföring och övriga villkor för anslutning.

Enligt 4 kap. 9 a § ellagen ska nättariffer för anslutning utformas så att nätkoncessionshavarens skäligena kostnader för anslutningen täcks. Ei prövar tvister om nätkoncessionshavarens skyldighet att ansluta på skäligena villkor. Det framgår av 3 kap. 6 och 7 §§ ellagen.

Nättariffer för mindre produktionsanläggningar

För mindre produktionsanläggningar finns särskilda bestämmelser om nättariffer i 4 kap. 10 § ellagen. Bestämmelserna gäller oavsett om anläggningarna är anslutna till ett område eller till en regionledning. En innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW ska endast betala den del av avgiften för överföring av el som motsvarar den årligena kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Om flera sådana anläggningar som är belägna i närheten av varandra gemensamt matar in el på ledningsnätet, ska anläggningarna betraktas som separata anläggningar.

Innehavare av mindre produktionsanläggningar är även befriade från kostnaden för mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation enligt 3 kap. 14 § ellagen. Däremot subventioneras inte engångsavgiften för anslutning.

En elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kW ska inte betala någon avgift alls för inmatningen. Det framgår av 4 kap. 10 § tredje stycket ellagen. Detta gäller dock bara om elanvändaren under ett kalenderår har tagit ut mer el från elsystemet än vad den har matat in till systemet. Ei har tolkat bestämmelsen som att det är fråga om en befintlig anslutning, varför inte heller någon engångsavgift för anslutning får tas ut.⁹

Ei kan pröva tvister om nättariffer för mindre produktionsanläggningar. I övrigt prövar Ei inte tvister om nättariffer för överföring av el.

Europeisk lagstiftning

Även EU:s elmarknadsförordning¹⁰ innehåller krav på hur nättarifferna ska utformas. Av artikel 18.1 framgår bland annat att nätavgifterna ska avspegla kostnaderna, vara transparenta, och beakta behovet av nätsäkerhet och nätflexibilitet. Nätavgifterna ska också spegla de faktiska kostnaderna, i den mån dessa kostnader motsvaras av effektiva och strukturellt jämförbara nätoperatörers kostnader, samt tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt. Avgifterna ska inte inbegripa icke-relaterade kostnader för andra icke-relaterade politiska mål.

⁹ Ei:s beslut den 5 mars 2015 i ärende 2014-100203.

¹⁰ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el

Det framgår också av artikel 18.1 att den metod som används för att fastställa nätavgifterna på ett neutralt sätt ska stödja generell systemeffektivitet på lång sikt genom prissignaler till kunderna och producenterna och framför allt tillämpas på ett sådant sätt att den inte leder till positiv eller negativ diskriminering mellan produktion som är ansluten på olika nätnivåer.

2.2 Nuvarande regelverk infördes i samband med elmarknadsreformen

Nuvarande särreglering av mindre produktionsanläggningar i 4 kap. 10 § ellagen går tillbaka till mitten av 1980-talet, då riksdagen ansåg¹¹ att ägarna till små vattenkraftverk måste garanteras en korrekt ersättning för sina kraftleveranser.¹² Efter att regeringen hade behandlat frågan ledde det fram till att den som innehade områdeskoncession blev skyldig att köpa el från små, lokala produktionsanläggningar. Dessa elproducenter kunde få pris och övriga villkor för leveranserna prövade av myndighet. Inköpsskyldigheten var begränsad till anläggningar med en högsta effekt av 1 500 kW för att endast beröra de anläggningar som i praktiken inte kunde leverera till andra än distributören i området.¹³

I utredningen inför elmarknadsreformen 1996 föreslog 1994 års Energikommission att innehavare av en elproduktionsanläggning som kunde leverera en effekt om högst 1 500 kW inte skulle betala annan nätavgift för inmatning av el än engångsavgiften för anslutning och avgift för mätning och avräkning. Anledningen till förslaget var att innehavarna genom elmarknadsreformen skulle få affärsrelationer både med leveranskoncessionären (elhandelsföretaget som köpte elen) och nätkoncessionshavaren (nätföretaget som tog ut nätavgifter och gav ersättning för nätnytta). Det ekonomiska utbytet skulle således bli skillnaden mellan intäkterna från leveranskoncessionären och nätägaren, och kostnaderna för nätavgifter. I kombination med ett vilande förslag om köpskyldighet för leveranskoncessionären bedömde Energikommissionen att de små producenterna med förslaget skulle få ett lika gott skydd som tidigare. Samtidigt uttalades att konsekvenserna för de små producenterna borde utredas vid ett eventuellt borttagande av leveranskoncessionerna.¹⁴ Regeringen gjorde samma bedömning¹⁵, varefter en bestämmelse som i allt väsentligt överensstämmer med dagens 4 kap.

¹¹ NU 1985/86:17, rskr. 172–173

¹² Prop. 1986/87:167 om ändring i lagen (1902:71 s.1), innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar s. 3

¹³ Prop. 1986/87:167 om ändring i lagen (1902:71 s.1), innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar s. 6f

¹⁴ Energikommissionens delbetänkande Ny elmarknad (SOU 1995:14) s. 177ff

¹⁵ Prop. 1994/95:222 Ny ellagstiftning s. 63ff

10 § ellagen första stycket infördes som 2 § 12 mom. i 1902 års ellag¹⁶ den 1 januari 1996. Bestämmelsen överflyttades sedan till nuvarande ellag¹⁷ den 1 januari 1998.

En överskådlig sammanfattning av försöken under de följande åren att avveckla särregleringen finns i Nätanslutningsutredningens betänkande¹⁸:

- **LEKO-utredningen**¹⁹ analyserade behovet av skydd för de små elproducenterna när systemet med leveranskoncession avskaffades. I analysen är emellertid inte den reducerade nättariffen ifrågasatt.
- **Vindkraftsutredningen**²⁰ ansåg att, med en storskalig utveckling av vindkraften, borde vindkraftsägarna få svara för sin del av drift, underhåll och förnyelse av näten. Utredningen ansåg att det inte var rimligt att elanvändarna i ett visst nätområde ska stå för de kostnader som orsakas av vindkraftsproduktion i området.
- **Elnätsutredningen**²¹ ansåg att avgiftsbefrielsen borde ses över, eftersom reglerna medförde höga och växande nättariffer för kunderna i vissa nätområden och skulle också på sikt hindra utvecklingen av miljövänliga elproduktionsanläggningar. Dessutom ansåg utredningen att 1 500 kW-gränsen var ett utvecklingshinder, eftersom det skulle innebära avsevärda förluster att uppföra nya enheter med större effekt än 1 500 kW och därmed skulle en förbättrad prestanda resultera i sämre lönsamhet. Enligt utredningen kunde det vara lämpligt att avskaffa avgiftsbefrielsen i samband med att ett generellt stöd infördes.
- **Elcertifikatsutredningen**²² ansåg att det fanns övervägande skäl som talade för att ta bort den befintliga regleringen, men att de småskaliga produktionsanläggningarna under en relativt lång övergångsperiod borde kompenseras för kostnadsökningen. Utredningen föreslog ett särskilt stöd till de småskaliga anläggningarna fram till och med år 2010.
- **El- och naturgasmarknadsutredningen**²³ hade i sina direktiv i uppdrag att kartlägga konsekvenserna av att ta bort bestämmelsen och även att föreslå alternativ till att ta bort den. Utredningens förslag var att bestämmelsen i 4 kap. 10 § ellagen skulle upphävas liksom bestämmelsen i 3 kap. 14 § ellagen om att

¹⁶ Lag (1902:71 s.1) innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar.

¹⁷ Prop. 1996/97:136 Ny ellag

¹⁸ Nätanslutningsutredningens betänkande Bättre kontakt via nätet - om anslutning av förnybar elproduktion (SOU 2008:13) s. 147ff

¹⁹ LEKO-utredningens delbetänkande Öppen elmarknad (SOU 1999:44)

²⁰ Vindkraftsutredningens slutbetänkande Rätt plats för vindkraften (SOU 1999:75)

²¹ Elnätsutredningens delbetänkande Elnätsföretag regler och tillsyn (SOU 2000:90)

²² Elcertifikatsutredningens slutbetänkande Handel med Elcertifikat – ett nytt sätt att främja el från förnybara energikällor (SOU 2001:77)

²³ El- och gasmarknadsutredningens slutbetänkande El- och naturgasmarknaderna – Energimarknader i utveckling (SOU 2004:129)

kostnaden för mätning i inmatningspunkten hos en småskalig elproducent inte ska debiteras denne. En förutsättning för dessa förslag var att elcertifikatsystemet förlängdes efter år 2010 samt att ambitionsnivå och kvoter fastställdes långsiktigt.

Nätanslutningsutredningens eget förslag²⁴ var att ta bort regeln i 4 kap. 10 § ellagen. Utredningen motiverade förslaget med att enhetliga principer för bestämmandet av nättariffer i möjligaste mån skulle råda och att regeln i sig innebar ett avsteg från den ambitionen. Det huvudsakliga skälet för att ta bort regeln var enligt utredningen suboptimeringen av aggregatstorlek. Regeln ansågs ha en styrande effekt som inte var önskvärd, på så sätt att det uppfördes anläggningar på 1 500 kW inom områden med goda förutsättningar för större produktion. Det andra skälet var tariffsystemet, vilket medförde att kostnaderna för produktion inom ett lokal- eller regionnät bärs av kunderna inom området trots att elen som produceras inom detta område kommer alla elanvändare inom landet tillgodo.

Utredningen lämnade samtidigt ett förslag om att nättarifferna för inmatning av ny elproduktion i lokal- och regionnät som uppfyllde förutsättningarna för att tilldelas elcertifikat skulle begränsas till maximalt 3 öre per kWh plus fast kostnad för den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät, under 10 år.

Regeringen genomförde inte Nätanslutningsutredningens förslag om mindre produktionsanläggningar, förutom att undantaget för mikroproduktion i samband med nettoförbrukning infördes i 4 kap. 10 § tredje stycket ellagen.²⁵

Vid tiden för elmarknadsreformen berörde regeln cirka 1 350 produktionsenheter med en sammanlagd årlig produktion på cirka 1,6 TWh per år.²⁶ Tio år senare berörde regeln drygt 1 700 produktionsenheter med en sammanlagd årlig produktion av 2,4 TWh.²⁷ En ökning hade således skett med cirka 350 enheter och nästan 1 TWh i årlig produktion över en tioårsperiod.

²⁴ Nätanslutningsutredningens betänkande Bättre kontakt via nätet - om anslutning av förnybar elproduktion (SOU 2008:13) s. 146f

²⁵ Prop. 2009/10:51 Enklare och tydligare regler för förnybar elproduktion, m.m. s 12ff

²⁶ Energikommissionens delbetänkande Ny elmarknad (SOU 1995:14) s. 177ff

²⁷ Prop. 2005/06:1-Budgetpropositionen för 2006.

2.3 Det ursprungliga syftet med regelverket för mindre produktionsanläggningar är inte längre aktuellt

Genomgången av det nationella och europeiska regelverket i avsnitt 2.1 samt redogörelsen i avsnitt 2.2 för de utredningar som har behandlat regeln i 4 kap. 10 § ellagen leder till följande slutsatser.

En grundprincip i ellagen är att nättarifferna ska vara kostnadsriktiga. Undantagsregeln för mindre produktionsanläggningar är därmed ett avsteg från denna princip. Kostnadsriktigheten påverkas inte bara för innehavarna av de mindre produktionsanläggningarna, som inte betalar för de kostnader de orsakar, utan också för övriga kunder. Eftersom nätföretagets totala intäkter är reglerade genom intäktsramar innebär det att dessa kostnader måste bäras av övriga kunder inom nätområdet.

Vid tiden för elmarknadsreformen var undantagsregeln främst av betydelse för småskalig vattenkraft. Senare har den också fått betydelse för den småskaliga vindkraften. Genom bestämmelsen i andra stycket av hur en anläggning ska definieras har den även fått betydelse för vindkraftparker. Om regeln kvarstår kommer den också få betydelse för andra produktionsslag, till exempel solkraft.

Trots att regeln i praktiken främst haft betydelse för förnybar elproduktion är detta inte en förutsättning för att regeln ska kunna tillämpas. Den reducerade nätavgiften gäller alla mindre produktionsanläggningar oavsett hur elen produceras. Själva gränsen på 1 500 kW är satt utifrån de produktionsanläggningar som, när gränsen infördes på 1980-talet, ansågs hänvisade till anslutning på lokalnät. Detta är däremot inte längre självklart. Därför saknas idag en tydlig koppling till ett syfte med undantagsregeln.

Förenlighet med EU-rätten

Artikel 18 i EU:s elmarknadsförordning (EU) 2019/943 innehåller krav på hur nättarifferna ska utformas. Bland annat ska avgifterna inte inbegripa icke-relaterade kostnader för andra icke-relaterade politiska mål. Bestämmelserna i EU-förordningen är direkt tillämpliga i Sverige. Bestämmelserna i artikel 18 är dock utformade på ett övergripande plan som principer för den nationella lagstiftningen.

Byrån för samarbete mellan tillsynsmyndigheter inom energiområdet, ACER, har tagit fram en rapport om metoder för distributionstariffer.²⁸ ACER tydliggör bland annat att deras syn på elmarknadsförordningens krav innebär att nättarifferna inte ska inbegripa kostnader kopplade till stöd för förnybar energi eller andra icke-relaterade policykostnader, det vill säga kostnader som inte är direkt hänförliga

²⁸ ACER 2021

till nätföretagens egen verksamhet. Ei delar den bedömning som ACER gör av artikel 18.

Det framgår också av artikel 18.1 att den metod som används för att fastställa nätavgifterna, på ett neutralt sätt, ska stödja generell systemeffektivitet på lång sikt. Detta ska ske genom prissignaler till kunderna och producenterna och framför allt tillämpas på ett sådant sätt att den inte leder till positiv eller negativ diskriminering mellan produktion som är ansluten på olika nätnivåer. En särreglering som riktas mot mindre produktionsanläggningar, vilka typiskt sett är och ska vara anslutna till lokalnät enligt 3 kap. 8 § ellagen, är därför tveksam i förhållande till förbudet mot positiv eller negativ diskriminering mellan produktion som är ansluten på olika nätnivåer.

3 Kostnader och nyttor med elproduktionsanläggningar

En del i uppdraget omfattar att principiellt beskriva vilka kostnader och nyttor som inmatning från elproduktionsanläggningar av olika lokalisering, storlek och andra förutsättningar för med sig. I det här kapitlet ges en överblick av hur nyttor och kostnader skiljer sig åt vid olika lokaliseringar i nätet och hur producenterna har rätt till kompensation genom den så kallade nätnyttoersättningen. Kapitlet innehåller även en generell beskrivning av hur en produktionsanläggnings tekniska förmågor beror på produktionsanläggningens storlek. Därutöver beskrivs övergripande produktionsanläggningarnas leverans av stödtjänster.

3.1 Ökade nyttor och minskade kostnader genom effektiv lokalisering i elnätet

Elnät är naturliga monopol och behöver därför regleras. Regleringen innebär bland annat en kontroll av skäligheten i nätföretagens avgifter för överföring och anslutning. Kostnadstäckande avgifter kan delas in i kundspecifika, kortsiktiga, framåtblickande och residuala kostnader.²⁹ De kundspecifika kostnaderna, som inkluderar anslutningskostnader men även kostnader för mätning, beräkning och rapportering, påverkas inte av produktionsanläggningens lokalisering. Däremot påverkas de kortsiktiga, framåtblickande och residuala kostnaderna av produktionsanläggningens lokalisering.

Oberoende av lokalisering skapar produktion av el olika nyttor. På elmarknaden bidrar produktionsanläggningar med nytta genom att leverera el för att möta en efterfrågan. Värdet av nyttan ges genom elens pris. Eftersom elmarknaden är indelad i elområden kommer den huvudsakliga nyttan att reflekteras i elpriset. Elpriset bestämmer även hur stor del av nyttan som ska erläggas producenten och hur stor del som ska erläggas konsumenten. Den faktiska samhällsnyttan är ofta större än vad som reflekteras i elpriset och beror bland annat på elens användning, förädling samt hur den bidrar till exempelvis de globala hållbarhetsmålen.

Kostnader i elnäten uppkommer beroende på produktionsanläggningens lokalisering i form av kortsiktiga, framåtblickande och residuala kostnader. Omvänt skapas en nytta när produktionsanläggningen är lokaliserad så att den minskar elnätets kortsiktiga, framåtblickande och residuala kostnader. Denna nytta brukar generellt benämnas som en nätnytta. I praktiken innebär detta att

²⁹ Ei PM2020:06

lokaliseringen av en produktionsanläggning påverkar nätförluster, möjligheten att använda befintliga elnät samt behovet av att bygga ut eller förstärka elnäten. Det är, förenklat sett, avståndsrelationen mellan produktionsanläggningen och förbrukningen som bestämmer omfattningen av nätnyttan.

Produktionsanläggningar som ansluts lokalt nära förbrukningen, framförallt i regioner med mer förbrukning än produktion, ger större nätnyttan och därmed mindre upphov till kostnader. Lokalt belägen produktion medför minskade energiförluster för hela elsystemet men ibland även ett minskat effektuttagsbehov från överliggande nät. Detta leder till ett minskat behov av nätinvesteringar i överliggande nät och i transmissionsnätet.

Producenternas rätt till nätnyttoersättning

De nyttor som uppstår när en produktionsanläggning är placerad på ett sätt som minskar kostnaderna i elnätet berättigar, enligt 3 kap. 15 § ellagen, till en ersättning för nätnyttan vid inmatning av el. Ersättningen, som inte är en del av nättariffen, ska spegla den nytta i form av minskade kostnader för nätägaren som uppstår till följd av produktionen. Ersättningen ska motsvara värdet av den minskning av energiförluster som inmatningen av el från produktionsanläggningen medför och värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter som inmatningen av el från produktionsanläggningen bidrar till. Därmed skapar nätnyttoersättningen ett ekonomiskt incitament att bygga och ansluta produktionsanläggningar på en, för kundkollektivet, fördelaktig plats. För att skapa tydlighet och förutsägbarhet har Ei utvecklat och publicerat en metod för hur nätnyttoersättningen ska beräknas. Metoden publicerades under 2020.³⁰

Slutsats

Utifrån att de mindre produktionsanläggningarna ofta är lokalt placerade finns det inga skäl till en reducerad elnätstariff enligt 4 kap. 10 § ellagen. Anledningen är att alla produktionsanläggningar är berättigade en ersättning utifrån de minskade kostnader för nätägaren som produktionsanläggningens inmatning av el har bidragit till, enligt 3 kap. 15 § ellagen.

3.2 Produktionsanläggningens storlek påverkar de tekniska förmågorna

Sedan 2019 gäller nya gemensamma EU-regler för produktionsenheter som ska anslutas till elnätet, genom den så kallade RfG-förordningen.³¹ Kraven handlar bland annat om frekvensstabilitet, systemsäker återanslutning till elnätet, förmåga till feltålighet, krav avseende systemåterställning samt att de ska kunna bidra med reaktiv effekt. De nya tekniska kraven innebär att framförallt nya mindre men även

³⁰ Ei PM2020:04

³¹ Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer

asynkrona produktionsenheter är mer robusta och klarar störningar bättre än liknande redan anslutna äldre produktionsenheter. Förordningen klassificerar produktionsenheter i fyra storlekskategorier, kategori A till D. Den minsta kategorin, A, gäller för produktionsenheter från 0,8 kW upp till och med 1 500 kW. Kategorierna för större produktionsenheter har högre tekniska krav och kan därför bidra på ett annat sätt till systemet, bland annat kan de ofta leverera stödtjänster. Vid tillhandahållande behöver det kontrolleras att produktionsenheten uppfyller fastställda krav.³²

En mindre produktionsenhet (upp till 1 500 kW) kommer enligt RfG-förordningen att ha lägre krav på tekniska förmågor, samtidigt som den har rätt till en reducerad nätavgift till följd av undantagsregeln i 4 kap. 10 §. Om en produktionsanläggning utgörs av flera mindre asynkrona produktionsenheter, med samma anslutningspunkt, ska den enligt RfG-förordningen klassificeras utifrån anläggningens sammanlagda kapacitet, samtidigt som de enskilda produktionsenheterna fortfarande är berättigade till reducerade inmatningstariffer enligt 4 kap. 10 § andra stycket ellagen. Exempelvis skulle en solkraftsanläggning på 6 000 kW som består av fyra produktionsenheter om 1 500 kW omfattas av undantagsregeln i ellagen. Anläggningen skulle däremot inte klassas som kategori A, med lägre krav på tekniska förmågor, enligt RfG-förordningen eftersom den totala anslutningen överstiger 1 500 kW.

Slutsats

Utifrån de mindre produktionsanläggningarnas bidrag med tekniska förmågor finns det inga skäl till en reducerad elnätstariff enligt 4 kap. 10 § ellagen. Däremot finns det ett omvänt förhållande, där större produktionsanläggningar ska uppfylla högre krav på tekniska förmågor och därmed bidrar till en ökad nytta för elsystemet.

3.3 Produktionsanläggningens leverans av stödtjänster

Stödtjänster är tjänster som behövs för driften av ett överförings- eller distributionssystem. En stödtjänst kan inbegripa balansering såsom frekvenshållningsreserver (FCR), frekvensåterställningsreserver (FRR) och ersättningsreserver (RR), men begreppet inbegriper även de icke-frekvensrelaterade stödtjänsterna. Icke-frekvensrelaterade stödtjänster är tjänster som används av systemansvarig och kan vara spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av

³² Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem

stabiliteten i lokala nät, kortslutningsström samt även förmåga till dödnätsstart och till ö-drift.³³

Varje systemansvarig för överföringssystem ska anskaffa och övervaka tillgängligheten av stödtjänster.³⁴ De aktiva reserverna som finns tillgängliga för att stödja, balansera och upprätthålla frekvensen ska fastställas i förväg.

Kvalificeringsprocessen används för att kontrollera att en enhet eller grupp som tillhandahåller reserven uppfyller de krav som fastställts av den systemansvarige för överföringssystemet. Balansering sker i hela systemet, där de aktiva reserverna framförallt tillhandahålls av de stora produktionsanläggningarna, tack vare deras storleksfördelar. Vid en leverans av en aktiv reserv ersätts leverantören av Svenska kraftnät. Utöver storleksfördelen är den tekniska förmågan ofta redan kravställd för stora produktionsanläggningar vilket innebär att investeringen för att bidra med reserver ofta är mindre för stora produktionsanläggningar.

Om en systemansvarig för distributionssystemet är ansvarig för att upphandla de produkter och tjänster som behövs för distributionssystemets drift, ska de regler som den systemansvarige för distributionssystemet antar för detta ändamål vara objektiva, transparenta och icke-diskriminerande. De ska utvecklas i samordning med systemansvariga för överföringssystem och andra berörda marknadsaktörer. Vid utförandet ska den systemansvarige för distributionssystemet upphandla de icke frekvensrelaterade stödtjänster som behövs för systemet i enlighet med transparenta, icke-diskriminerande och marknadsbaserade förfaranden, såvida inte tillsynsmyndigheten har bedömt att det marknadsbaserade tillhandahållandet av icke frekvensrelaterade stödtjänster är ekonomiskt ineffektivt och beviljat ett undantag. Skyldigheten att upphandla icke frekvensrelaterade stödtjänster gäller inte för helt integrerade nätkomponenter.³⁵

De icke-frekvensrelaterade stödtjänsterna åtgärdar lokala problem vilket innebär att produktionsanläggningens lokalisering har stor betydelse. Det innebär att möjliga leverantörer blir färre och att även mindre produktionsanläggningar kan vara aktuella om de har rätt lokalisering. Samtidigt är det även här framförallt de stora produktionsanläggningarna, med sina storleksfördelar, som tillhandahåller dessa stödtjänster.

Slutsats

Utifrån de mindre produktionsanläggningarnas möjlighet att leverera stödtjänster finns det inga skäl till en reducerad elnätstariff enligt 4 kap. 10 § ellagen. Det råder

³³ Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

³⁴ Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem

³⁵ Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

istället ett omvänt förhållande där det huvudsakligen är stora produktionsanläggningar som tillhandahåller stödtjänster. Vid en leverans av en aktiv reserv ersätter Svenska kraftnät leverantören men även andra stödtjänster kan ersättas av systemansvarig.

4 Kartläggning av inmatningstariffer och produktionsanläggningar

I nedanstående kapitel ges en översikt av nätföretagens inmatningstariffer, både för större produktionsanläggningar och de som omfattas av undantagsregeln. Beskrivningen av tarifferna följs av en överblick av de produktionsanläggningar som finns registrerade i Sverige och hur de är fördelade utifrån storlek och geografisk placering.

4.1 Översikt av nätföretagens inmatningstariffer

För att få en bild av inmatningstariffernas storlek har data om tariffer samlats in avseende 30 av de större nätföretagen som har anslutna produktionsanläggningar. Översikten omfattar endast nätföretag med nätkoncession för område. Tillsammans omfattar de insamlade tarifferna mer än 80 procent av den samlade installerade effekten hos produktionsanläggningar som är mindre än 1 500 kW. I kommande analyser tillämpas ett viktat genomsnitt för övriga produktionsanläggningar, vilket beskrivs längre ned i detta avsnitt. Ei har huvudsakligen hämtat data om inmatningstariffer från nätföretagens webbplatser. I vissa fall har komplettering skett via kommunikation med företagen.

Att tariffer endast samlats in för lokalnäten beror på att inmatningstarifferna på regionnätet får vara geografiskt differentierade. Det gör att tarifferna kan vara olika för likvärdiga produktionsanläggningar beroende på var anslutningspunkten är placerad geografiskt. Produktionsanläggningar som är anslutna till regionnäten har därför analyserats på samma sätt som övriga anläggningar där uppgifter om inmatningstariffer saknas.

Mindre produktionsanläggningar betalar en reducerad inmatningstariff till nätföretaget, vilken endast får omfatta kostnaden för mätning, beräkning och rapportering. Avgiften varierar mycket mellan nätföretagen och beroende på vilken spänningsnivå som produktionsanläggningen är ansluten på. Anläggningar anslutna till högspänningsnätet betalar generellt mer än de som är anslutna till lågspänningsnätet. Vanligtvis ligger den reducerade tariffen mellan 3 000 och 5 000 kronor per år, i form av en fast avgift, men det varierar mycket mellan olika nätföretag.³⁶ Ei har vid kartläggningen av inmatningstariffer för de mindre

³⁶ Alla ekonomiska uppgifter i rapporten avser exklusive moms, om inte annat anges.

elproduktionsanläggningarna inte noterat att det skulle finnas nätföretag som inte tillämpar reglerna om reducerad inmatningstariff för mindre produktionsanläggningar.

Större produktionsanläggningar betalar full inmatningstariff, vilket ska täcka nätföretagens kostnader för att dessa anläggningar ska vara anslutna och mata in el på nätet. Inmatningstarifferna består av tre olika komponenter som tillämpas i olika grad. De flesta har en *fast avgift* som i genomsnitt ligger runt 15 000 kronor per år. Några nätföretag har 0 kronor i fast avgift men det förekommer även årliga avgifter på över 40 000 kronor. De flesta har även en avgift som varierar beroende på anläggningens högsta effektinmatning, vilken för de flesta är den största tariffkomponenten. Den genomsnittliga *effektavgiften* ligger runt 90 kronor per kW och år. Den minst använda tariffkomponenten är en energiberoende avgift (*energiavgift*). Bland de företag som har en sådan avgift är 1–2 öre per kWh vanligast, men det förekommer även betydligt högre energiavgifter.

I Tabell 2 redovisas hur stora de olika tariffkomponenterna är hos de nätföretag som Ei samlat in uppgifter för. Eftersom variationen är stor mellan nätföretagen är de 10 procent lägsta respektive högsta tarifferna inom varje komponent borttagna, vilket ger en mer representativ bild för branschen som helhet. Även ett genomsnitt är beräknat, vilket är viktat utifrån nätföretagens respektive totala effekt från anslutna anläggningar.³⁷

Tabell 2 - Överblick av lokala nätföretags inmatningstariffer 2020

	10 percentilen	Median	90 percentilen	Viktat genomsnitt ³⁸
Fast avgift (kr/år)	3 720	14 760	27 590	16 146
Effektavgift (kr/kW/år)	24	95	134	104
Energiavgift (öre/kWh)	-	-	3,1	0,2
Total tariff (kr/år) för 1 500 kW	97 000	175 000	274 000	181 000

Om inte undantagsregeln fanns skulle en produktionsanläggning med en effekt på 1 500 kW i genomsnitt ha en årlig inmatningstariff på cirka 180 000 kronor, baserat på rådande tariffstruktur för större produktionsanläggningar. Variationerna för den totala tariffen är däremot stor och ligger mellan 90 000 och 280 000 kronor per år, beroende på vilket lokalnät som anläggningarna är anslutna till.

I kommande analyser används nätföretagens faktiska inmatningstariffer i de fall dessa är kända. För övriga kostnadsuppskattningar används istället det viktade

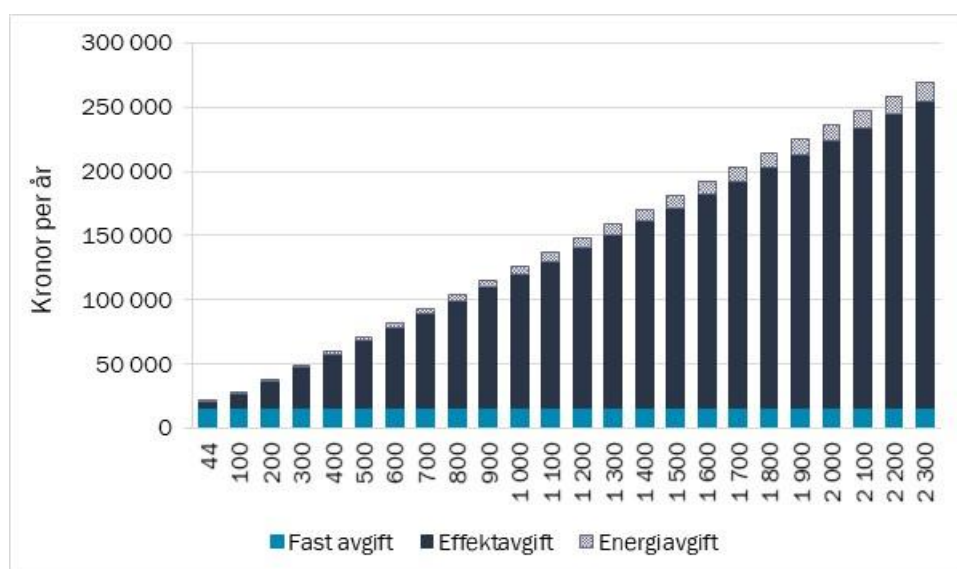
³⁷ Tre extremvärden borttagna för att ge ett representativt medelvärde som kan användas som schablon.

³⁸ Se föregående not.

genomsnittet enligt Tabell 2 som en schablon, där respektive tariffkomponent tillämpas på den enskilda anläggningens kapacitet och produktion. Tarifferna som används i analysen avser abonnemangen för anläggningar som är större än 1 500 kW. Dessa kan dock antas gälla även för de mindre produktionsanläggningarna. Eftersom de mindre produktionsanläggningarna betalar en reducerad tariff behöver nätföretagen omfördela denna subvention till andra kunder, vilket i viss mån belastar inmatningsabonnemangen för de större produktionsanläggningarna genom tarifferna. Det innebär att tarifferna som används i analyserna troligtvis är något överskattade jämfört med vad de skulle varit om undantagsregeln inte fanns. Vi bedömer dock att det endast har marginell påverkan på resultaten.

Eftersom effektavgiften för de flesta företagen utgör den största delen av inmatningstariffen, ökar den totala tariffen i proportion till anläggningens storlek, vilket visas i Figur 2. Den fasta avgiften är här cirka 15 000 kronor, vilket alltså även tillämpas för mindre anläggningar i denna analys. Det är möjligt att även denna skulle minska något i förhållande till effektstorleken och det är troligt att de fasta kostnaderna skiljer sig mellan anslutningar på olika spänningsnivåer. I denna analys har vi dock valt att låta den fasta kostnaden vara konstant, oavsett storlek. Det är rimligt att nätföretaget har vissa kostnader för varje ansluten anläggning, helt oavsett storlek. Eftersom effektnivån har den största betydelsen för den totala tariffen får den fasta kostnaden inte heller någon större betydelse för slutsatserna i analysen.³⁹

Figur 2 - Total inmatningstariff vid olika effektnivåer (kW) utifrån "ordinarie" tariffer hos nätföretag. Detta är skattningar utifrån viktade genomsnitt av de tre tariffkomponenterna.



³⁹ För en djupare genomgång av nätföretagens inmatningstariffer, se Gåverud (2014). *Inmatningstariffer för elproducenter – Sammanställning och analys av avgifter för inmatning i lokalnät*. Där konsultfirman Grontmij, på uppdrag av Ei, genomförde en översikt av elnätsföretagens inmatningstariffer. Resultaten från konsultrapporten sammanfaller med bilden som presenteras i denna rapport.

4.2 Översikt av elproduktionsanläggningar i Sverige

I Sverige producerades 2019 över 165 TWh el. Samtidigt uppgick elanvändningen (exklusive energiförluster) till 127 TWh. Sverige producerade alltså mer el än vad som förbrukades. Elkraftsutbytet mot utlandet resulterade i ett överskott på dryga 26 TWh och resterande energi utgjorde överföringsförluster.⁴⁰ Den installerade effekten i svenska produktionsanläggningar uppgår till drygt 41 gigawatt (GW). Fördelningen av olika energislag presenteras i Tabell 3 nedan.

Tabell 3 - Produktion och effekt fördelat på energislag

Energislag	Producerad energi 2019 (GWh)	Installerad effekt aug 2020 (GW)
Vattenkraft	64 908	17,3
Kärnkraft	64 334	8,2
Vindkraft	19 847	9,6
Solkraft	663	0,5
Övrigt	15 878	5,8
Totalt	165 630	41,4

Källa: SCB, 2020 och Energimyndigheten

Den största produktionen kommer från vattenkraften, följt av kärnkraften. Värt att notera är att den installerade effekten i vindkraft har passerat kärnkraften. På grund av färre fullasttimmar blir den totala energiproduktionen av vindkraft däremot betydligt lägre. Kategorin övrigt omfattar energikällor som vågkraft, pumpkraft, värmekraft och biobränsle.

Inom ramen för elcertifikatsystemet samlar Energimyndigheten in uppgifter om de produktionsanläggningar som finns registrerade i Sverige. Energimyndigheten har tillhandahållit detaljerade data för produktionsanläggningar fram till augusti 2020. I underlaget finns information om över 23 000 produktionsanläggningar. Bland annat finns information om anläggningarnas normalårsproduktion, installerade effekt, energikälla, drifttagningsdatum och vilka nätområden anläggningarna är anslutna till.⁴¹ Av anläggningarna i dataunderlaget har cirka 17 000 anläggningar en installerad effekt under 43,5 kW, det vill säga mikroproduktion. Eftersom en analys av villkoren för mikroproduktion inte ingår i uppdraget har vi exkluderat dessa anläggningar från dataunderlaget.⁴² Totalt uppgår den installerade effekten från mikroproduktionsanläggningar till 242 MW, varav en majoritet utgörs av

⁴⁰ SCB, 2020

⁴¹ I detta stora datamaterial som delvis bygger på egenrapporterade uppgifter finns förmodligen viss inkonsistens och möjligen felaktiga uppgifter. I de fall det varit uppenbart, t.ex. för normalårsproduktionen, har uppgifterna exkluderats.

⁴² En annan förutsättning för att omfattas av reglerna om mikroproduktion i 4 kap. 10 § tredje stycket ellagen är att de är nettoförbrukare, vilket däremot inte framgår i dataunderlaget. De anläggningar bland dessa som inte är nettoförbrukare har dock minimal påverkan på resultatet i kommande analys, varför vi kan behandla dem såsom mikroproduktion och därmed exkludera dem.

solkraftsanläggningar. Vidare är över 2 600 produktionsanläggningar, med en installerad effekt över 43,5 kW, anslutna till icke koncessionspliktiga nät (IKN). De icke koncessionspliktiga näten kan antingen själva förbruka all producerad energi, eller i sin tur mata ut hela eller delar av produktionen till ett koncessionspliktigt nät där de har ett inmatningsabonnemang. Uppgifter om detta saknas dock, liksom om till vilket nätföretag de icke-koncessionspliktiga näten i så fall har anslutning och hur mycket energi som matas ut. De är därför inte inkluderade i den vidare analysen, men nämns i de fall det bedöms vara relevant. Totalt uppgår den installerade effekten för produktionsanläggningar anslutna till IKN till 7,1 GW.

Därmed återstår drygt 3 500 anläggningar i datamaterialet, som är större än mikroproduktion och är anslutna till ett koncessionspliktigt nät. En anläggning med flera tillhörande produktionsenheter, exempelvis en park med flera vindkraftverk, kan utgå från storleken på de enskilda enheterna för att avgöra om den klassificeras som en mindre produktionsanläggning enligt undantagsregeln. I följande analys avser uppgifter om antal och beräkningar därför de enskilda produktionsenheterna även om resonemangen ibland utgår från begreppet *anläggning*. De 3 500 anläggningar som nämns ovan består av totalt 4 900 produktionsenheter, enligt datamaterialet från Energimyndigheten.

Inom uppdraget ska Ei analysera effekterna av en förändrad undantagsregel. Det är därför relevant att även analysera produktionsenheter som är större än dagens gränsvärde för undantag på 1 500 kW, eftersom dessa kan komma att påverkas av en förändrad undantagsregel. Även produktionsenheter som med nuvarande gränsvärde nedgraderar sin produktion till maximalt 1 500 kW påverkas av undantagsregeln och en eventuell förändring av den. I analysen har vi satt en övre gräns på 5 000 kW i installerad effekt för vilka produktionsenheter som ska ingå och studeras. Det är inte troligt att dessa kommer att nedgradera sin produktion eller omfattas av undantagsregeln i något av de alternativ som diskuteras inom ramen för det här uppdraget.

Produktionsenheter mellan 43,5 och 5 000 kW

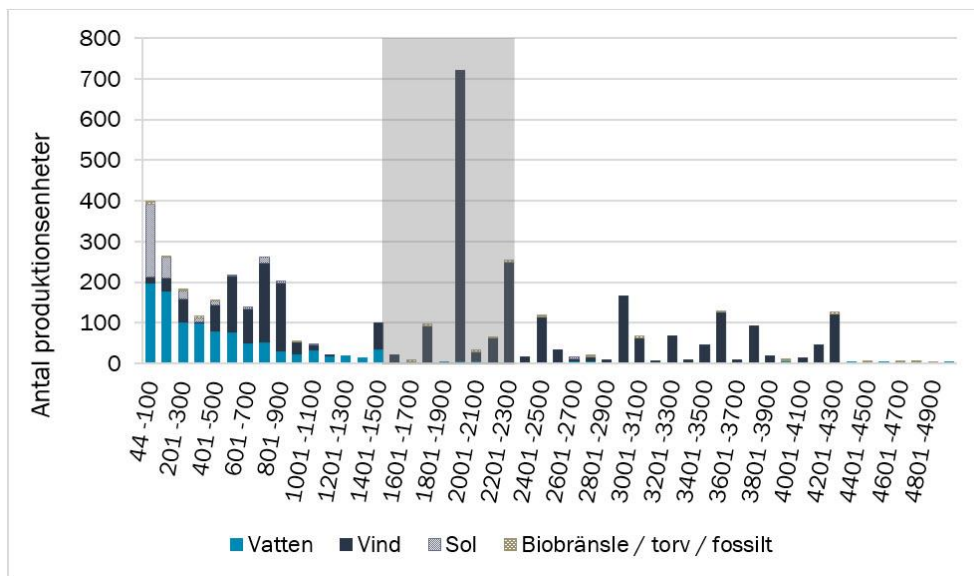
Det totala beståndet av produktionsenheter, anslutna till koncessionspliktiga nät⁴³, inom intervallet 43,5–5 000 kW är cirka 4 400, se Figur 3. I figuren framgår att vissa effektnivåer är vanligare än andra. Det största antalet produktionsenheter har en installerad effekt inom intervallet 2 000–2 100 kW. På de lägre effektnivåerna är spridningen mellan produktionsslag stor, medan vindkraft är det dominerande energislaget för anläggningar över 1 500 kW upp till 5 000 kW. Det redovisade datamaterialet utgår från anläggningens ursprungligt installerade effekt och inte den faktiskt tillämpade. Här framgår alltså inte hur många vindkraftverk som har

⁴³ Omfattar både lokal- och regionnät, men inte anläggningar som är anslutna till icke koncessionspliktiga nät.

nedgraderat sin kapacitetsnivå för att på det viset klassas som *mindre produktionsanläggning* och därmed endast betala en reducerad inmatningstariff.

Drygt 1 100 produktionsenheter inom intervallet 43,5–5 000 kW är anslutna till regionnätet, vilka också ingår i Figur 3. Av dessa är 980 vindkraftverk större än 1 500 kW. Resten är vattenkraftverk, varav drygt hälften är mindre än 1 500 kW.

Figur 3 - Produktionsenheter mellan 43,5 och 5 000 kW, anslutna till koncessionspliktiga nät, fördelat på energislag.



Källa: Ei:s bearbetning av Energimyndighetens anläggningsdata från elcertifikatsystemet.

Av de totalt 4 400 produktionsenheterna i Figur 3 har 2 177 enheter en installerad effekt på maximalt 1 500 kW. Totalt har dessa anläggningar en samlad installerad effekt på 1,1 GW. Av dessa är 2 097 produktionsenheter anslutna till lokalnäten och 80 anslutna till regionnäten.

Enligt uppdraget ska Ei utreda effekterna av en höjning av gränsvärdet för en reducerad inmatningstariff till 2 300 kW, vilket innebär att intervallet av produktionsenheter mellan 1 501 och 2 300 kW är särskilt intressant. Detta intervall har därför markerats i Figur 3. Det är dessa knappt 1 200 enheter som skulle kunna ha anledning att nedgradera kapaciteten utifrån dagens utformning av undantagsregeln.⁴⁴ I figuren kan vi se att de flesta produktionsenheterna inom intervallet har en installerad effekt på 2 000 kW. Enligt uppdraget ska Ei även utreda effekterna av en linjär anpassning av tariffen, det vill säga en gradvis minskning av tariffreduktionen utifrån effektnivån. Det medför att produktionsenheter med installerad effekt under 1 500 kW kan komma att

⁴⁴ Vid den förfrågan som gjorts till nätföretagen svarade inget företag att produktionsenheter större än 2 300 kW har nedgraderats.

påverkas av förändringar i regelverket. Dessa nästan 2 200 mindre produktionsenheter skulle även påverkas om undantagsregeln avskaffas.

Av de drygt 2 600 IKN-anlutna produktionsenheterna som finns i intervallet 44–5 000 kW är nästan hälften små solkraftsanläggningar med en effekt upp till 300 kW. Utöver dem finns ungefär 1 150 vindkraftverk som är större än 1 500 kW, varav flertalet ingår i vindkraftparker och troligtvis har en gemensam inmatning till ett koncessionspliktigt nät. De flesta av dessa 1 150 vindkraftverk är större än 2 300 kW och bara ungefär 190 är i storleksintervallet 1 501–2 300 kW.

Nedgraderade anläggningar

Det förekommer att vindkraftsanläggningar nedgraderar sin produktionskapacitet för att på det viset komma under nivån 1 500 kW och då omfattas av ellagens undantagsregel om mindre produktionsanläggningar.

Av de nedgraderade anläggningarna har de flesta en ursprunglig installerad effekt på 2 000 kW. Utifrån strukturen på den genomsnittliga tariffen skulle det motsvara en årlig nätavgift på cirka 230 000 kronor.⁴⁵ Vid ett elpris på 28 öre per kWh går ett vindkraftverk med en installerad effekt på 2 000 kW som har nedgraderat den maximala effekten till 1 500 kW, i genomsnitt miste om nästan 100 000 kronor per år till följd av minskad försäljning av sin energiproduktion.⁴⁶ Det innebär att producenterna i genomsnitt skulle spara cirka 130 000 kronor genom att nedgradera sin produktionsenhet. För en större anläggning, exempelvis 2 300 kW, blir försäljningsförlusten högre eftersom dessa anläggningar tappar mer produktion. Även om reduktionen av tariffen också är något högre, blir incitamenten att nedgradera mindre.

I den kommande analysen utgår vi från antagandet att inga vattenkraftverk har nedgraderat produktionskapaciteten på motsvarande vis. Eftersom vattenkraften har fler fullasttimmar än vindkraft, innebär det en betydligt större produktionsförlust vid en nedgradering av det maximala kapacitetsuttaget. Incitamentet att nedgradera minskar då eftersom kostnadsbesparingen av en reducerad tariff inte är tillräckligt stor i förhållande till de minskade intäkterna från elförsäljningen. Dessutom finns det endast omkring 30 vattenkraftsanläggningar med en storlek mellan 1 501 och 2 300 kW, men nästan 1 200 vindkraftverk.

⁴⁵ Utifrån den genomsnittliga inmatningstariff som använts i denna rapport för anläggningar där tariffen inte är känd: Fast avgift 16 146 kr/år, effektavgift 104 kr/kWh/år och energiavgift 0,2 öre/kWh, vilket ger en total tariff på 181 000 kr/år för 1 500 kW.

⁴⁶ Beräknat utifrån ett elpris på 28 öre/kWh, vilket är genomsnittet sedan 2013 och förväntat framtida elpris till 2028. 2013 har valts utifrån att utbyggnadstakten av vindkraftverk med en effekt upp till 2 000 kW avtog då. Se avsnitt 7.3 och Tabell 10 för detaljerade beräkningar.

Det finns ingen möjlighet att med hjälp av registerdata få en tillförlitlig bild av hur vanligt förekommande nedgraderingarna inom vindkraften är. För att samla information om antalet nedgraderade produktionsenheter har Ei därför ställt frågor till nätföretagen avseende anläggningar med en installerad effekt upp till 2 300 kW. De nätföretag som har svarat täcker något mer än 80 procent av de anläggningar som finns i intervallet 1 501–2 300 kW, och som därmed är aktuella för så kallad nedgradering.⁴⁷ För att göra skattningar för de resterande anläggningarna används genomsnittliga värden från de svar Ei fått in från nätföretagen.

Av de cirka 1 200 produktionsenheterna inom intervallet 1 501–2 300 kW omfattade svaren från nätföretagen information om 1 010 enheter.⁴⁸ Av dessa var 165 produktionsenheter nedgraderade till en maximal effekt på 1 500 kW, trots att de var byggda för att leverera högre effektnivåer. De nedgraderade anläggningarna utgör därmed 16 procent av samtliga anläggningar inom intervallet. Nedgraderingar är vanligare bland de anläggningar som är anslutna till lokalnäten. Av dessa är 27 procent nedgraderade. Av de anläggningar som är anslutna till regionnätet är bara 3 procent nedgraderade. Om samma andelar tillämpas även för de anläggningar där uppgifter saknas kan det totala antalet nedgraderade produktionsenheter uppskattas till cirka 210.⁴⁹ De flesta nedgraderade enheterna har haft en ursprunglig effekt på 2 000 kW.

Nyttillkomna produktionsanläggningar

I dataunderlaget från Energimyndigheten framkommer det att under perioden januari 2006 till augusti 2020 har anslutits drygt 2 700 nya enheter med en installerad effekt mellan 43,5 och 5 000 kW till lokal- och regionnäten. Av dessa är cirka 1 000 anslutna till regionnäten och cirka 1 700 till lokalnäten. Den huvudsakliga ökningen kommer från nya vindkraftverk som står för cirka 80 procent av de nya anslutningarna till lokalnäten och nästan samtliga anslutningar på regionnäten. Delar vi upp tidsperioden i tre intervall, 2006–2010, 2011–2015 och 2016–2020, får vi en bild av hur utvecklingen sett ut. Från 2006 till 2010 tillkom totalt cirka 800 produktionsenheter. Den största andelen var vindkraft och resterande huvudsakligen vattenkraft. Endast ett fåtal solkraftsanläggningar registrerades. Under perioden 2011–2015 anslöts 1 048 produktionsenheter till lokal- och regionnäten. Även för den perioden dominerades utbyggnaden av vindkraft. Under perioden 2016 till augusti 2020 anslöts 451 anläggningar till

⁴⁷ Frågan gick ut till nätföretagen med utgångspunkten att anläggningar upp till 2 500 kW kunde vara aktuella att nedgradera, men svaren visade att 2 300 var den maximala ursprungskapaciteten.

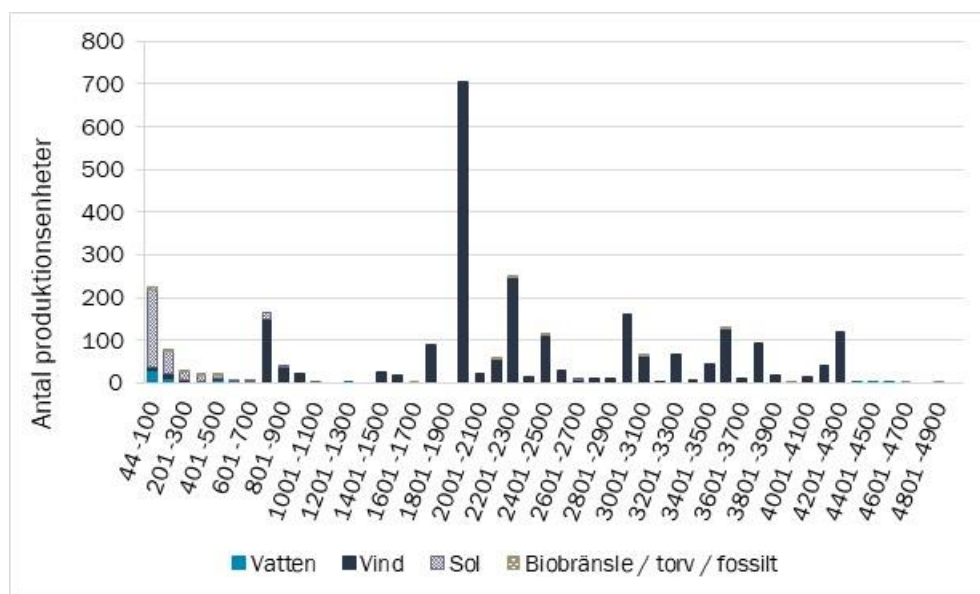
⁴⁸ Inga uppgifter har samlats in för de IKN-anslutna vindkraftparkerna, som enligt datamaterialet innehåller cirka 190 verk, men andelen nedgraderade bedöms vara låg och skulle därför inte tillföra analysen särskilt mycket.

⁴⁹ Dock antas att anläggningar med ett flertal produktionsenheter (vindkraftverk) i samma anläggning inte nedgraderar i samma utsträckning, utan endast knappt 10 procent istället för 27 procent.

regionnätet och 426 till lokalnätet. På regionnätet anslöts nästan uteslutande vindkraft, medan ungefär hälften av de anläggningar som anslöt sig till lokalnätet var solkraftsanläggningar.

Flertalet av de nytillkomna vindkraftverken är större än 1 500 kW medan de flesta nytillkomna solkraftsenheter är betydligt mindre än 1 500 kW. För att göra bilden överskådlig i Figur 4 är endast produktionseinheter med en effekt mellan 43,5 och 5 000 kW inkluderade.

Figur 4 - Nytillkomna produktionseinheter 2006–2020, mellan 43,5 och 5 000 kW, fördelat på energislag, lokal- och regionnät

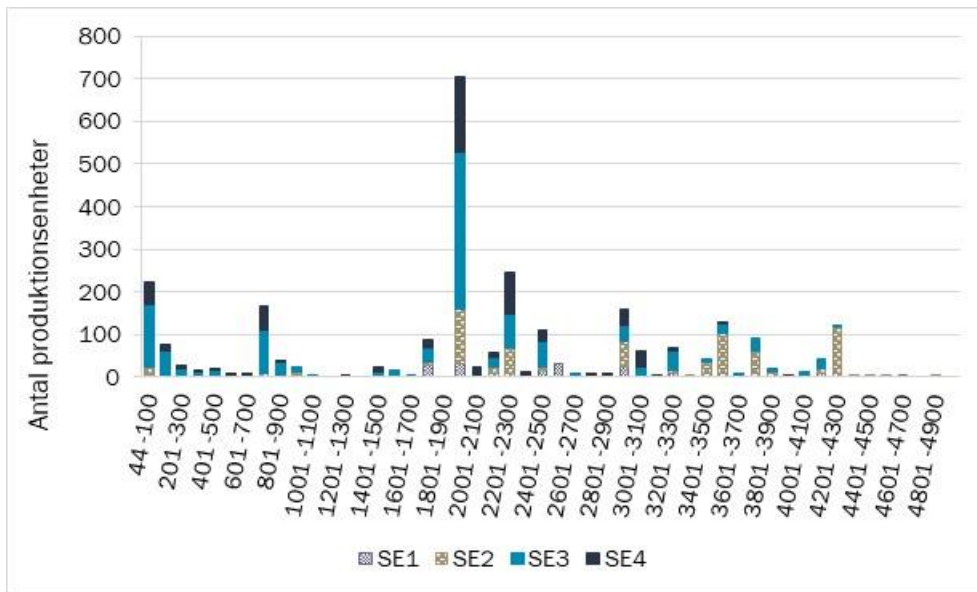


Källa: Ei:s bearbetning av Energimyndighetens anläggningsdata från elcertifikatsystemet.

Som nämnts ovan har drygt 2 700 nya produktionseinheter med en installerad effekt större än 43,5 kW anslutits till lokal- eller regionnäten. Flest produktionseinheter, omkring 700 vindkraftverk, har en installerad effekt på 2 000 kW.

De nya produktionseinheternas geografiska placering visas i Figur 5. De flesta småskaliga produktionseinheter finns i elområde SE3 och SE4, i mellersta och södra Sverige. Vindkraftverk i norra Sverige, det vill säga i SE1 och SE2, har oftast en installerad effekt över 1 500 kW.

Figur 5- Nytillkomna produktionsenheter 2006–2020, mellan 43,5 och 5 000 kW, fördelat på elområde, lokal- och regionnät



Källa: Ei:s bearbetning av Energimyndighetens anläggningsdata från elcertifikatsystemet.

5 Analys av konsekvenserna av nuvarande regelverk

I detta kapitel presenteras de konsekvenser som uppstår till följd av undantagsregeln i dess nuvarande utformning. I analysen har Ei bedömt effekter av nedgraderade anläggningar, studerat undantagsregeln utifrån ekonomisk teori kring tariffutformning, kvantifierat effekterna av omfördelning av kostnader till övriga kundkollektivet och gjort en bedömning av framtida effekter av undantagsregeln i dess nuvarande utformning.

5.1 Ett effektivt styrmedel bör vara ändamålsenligt

Styrmedel kan utformas för att påverka beteenden på en marknad. För att ett styrmedel ska vara motiverat bör det finnas ett underliggande problem som styrmedlet syftar till att lösa. Det kan exempelvis vara nödvändigt för att rätta till en felaktighet (marknadsmislyckande) eller styra mot ett önskvärt beteende på marknaden så att den kan fungera mer effektivt.

En grundförutsättning för ett effektivt stödsystem är att man har identifierat det problem som ska rättas till. Det kan exempelvis vara externa effekter som gör att det inte går att nå en optimal resursanvändning på marknaden. Det kan även handla om att gynna utvecklingen av en marknad med hjälp av en subvention, för att på så vis uppnå specifikt satta mål till en lägre total kostnad.

När ett behov av ingripande i en marknad har konstaterats, finns det flera faktorer som påverkar om styrmedlet blir ändamålsenligt.

Det är viktigt att styrmedlet utformas så att det är kostnadseffektivt, det vill säga att det går att nå det givna målet till lägsta möjliga samhällsekonomiska kostnad. Detta är viktigt oavsett anledning till införandet av styrmedlet, eftersom samhällets resurser annars förbrukas i onödan.

Styrmedlets resultat och effekter måste också följas upp kontinuerligt. Behovet av ett styrmedel och dess ändamålsenlighet kan förändras över tid. Exempelvis kan förändringar i elmarknadens struktur eller funktion medföra att det förhållande som ursprungligen motiverade styrmedlet inte längre existerar eller att förutsättningarna har ändrats på ett sådant sätt att styrmedlet inte längre är lämpligt för att nå målet. Om till exempel en specifik teknik som är subventionerad, i ett senare skede mognar och kan konkurrera på

marknadsmässiga villkor utan subvention kan det finnas behov av att revidera styrmedlet.

Till sist är det även viktigt att det finns en plan för att fasa ut ett styrmedel när styrmedlets syfte är uppnått. Styrmedel som inte är motiverade av ett faktiskt behov, riskerar att störa marknadens funktion.⁵⁰ Om ett styrmedel inte är ändamålsenligt riskerar det att leda till snedvridande effekter med välfärdsförluster som följd.

En subvention är ett bidrag till en viss sektor eller verksamhet för att öka produktionen eller konsumtionen av något. På en redan väl fungerande marknad riskerar en subvention att försämra effektiviteten. En kostnadsreduktion till viss produktion påverkar även annan produktion genom att det ändrar relativpriserna. På en i övrigt fungerande marknad skapar ingripandet därmed snedvridande effekter, där mer än de faktiska samhällsekonomiska kostnaderna för produktionen blir avgörande för vad som ska produceras.

En subvention per producerad enhet minskar produktionskostnaderna per enhet motsvarande subventionens storlek. På kort sikt innebär det att den kortsiktiga marginalkostnaden sjunker vilket påverkar valet mellan att producera och inte. På längre sikt kommer en subvention att påverka även investeringssignaler när de totala kostnaderna ställs mot de totala förväntade intäkterna. På en fungerande marknad är det prissignaler som ska ge incitament till vilka investeringar som ska genomföras. Om det inte finns ett behov av ingripande riskerar alltså en subvention att minska effektiviteten på marknaden, vilket leder till en ineffektiv allokering av samhällets resurser.

Att ge ett stöd i form av reducerade nätavgifter till vissa mindre elproducenter kommer att gynna dessa i förhållande till större producenter. Det kan inte uteslutas att effektiva investeringar i större produktionsanläggningar uteblir till följd av den kostnadsreduktion det medför att istället investera i en mindre anläggning. Kostnadsreduktionen belastar idag de övriga kunderna till nätföretagen och de betalar därmed högre nätavgifter. Undantagsregeln är inte ett ändamålsenligt styrmedel eftersom gränsvärdet saknar en koppling till ett tydligt syfte. Det finns inte heller någon form av löpande kontroller eller utfasningsmekanism för stödet. Det finns inte heller några specifika nyttor från mindre produktionsanläggningar jämfört med större som skulle motivera ett gränsvärde på 1 500 kW för att erhålla kostnadsreduktionen.

⁵⁰ För en mer utförlig diskussion om styrmedel och en kostnadseffektiv utformning av styrmedel inom den svenska klimat- och energipolitiken se exempelvis Lehmann och Söderholm (2018) och Konjunkturinstitutet (2018).

5.2 Nuvarande regelverk subventionerar mindre elproducenter

För de mindre producenterna innebär undantagsregeln att de inte behöver betala en fullständig inmatningstariff till nätföretagen. Det innebär i sin tur att produktionskostnaden per kWh sjunker, jämfört med om de skulle betala hela inmatningstariffen. Inom projektet *Vägval el* publicerade Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) en rapport där de uppskattat att skillnaden i kostnad per producerad kWh mellan 1 500 kW och 2 300 kW till följd av undantagsregeln i genomsnitt var 3,72 öre per kWh.⁵¹ I nätanslutningsutredningens betänkande (SOU: 2008:13) har effekterna på produktionskostnaderna till följd av undantagsregeln uppskattats för vatten- respektive vindkraft. För vattenkraften uppskattades undantagsregeln i genomsnitt ge en kostnadsreduktion på 3,51 öre per kWh och för vindkraften var uppskattningen 5,87 öre per kWh.

Ei har gjort beräkningar som till stor del stämmer överens med de tidigare skattningarna. I analysen har Ei utgått från de anläggningar som presenterats i Figur 3. För att uppskatta kostnadsminskningen för producenterna har de faktiska tarifferna använts, i de fall dessa funnits tillgängliga. För övriga anläggningar har en genomsnittlig tariff använts. Den genomsnittliga tariffen presenterades i Tabell 2. Kostnadsminskningen för producenterna har därefter ställts i relation till respektive anläggnings normalårsproduktion.⁵² För nedgraderade produktionsanläggningar har den ursprungliga effekten och normalårsproduktionen utan nedgradering använts. Skillnaden i produktionskostnader mellan att betala en ordinarie tariff och den reducerade tariffen visas i Tabell 4, som ett genomsnitt för varje kraftslag. Som visats tidigare skiljer sig tarifferna mycket mellan nätföretagen och därmed även påverkan på produktionskostnaderna för enskilda produktionsenheter.

Tabell 4 - Påverkan på produktionskostnaderna för de mindre produktionsanläggningarna och de nedgraderade produktionsenheterna.

Typ av anläggning	Antal produktionsenheter	Minskad kostnad per år (mnkr)	Normalårsproduktion per produktionsenhet (MWh)	Minskade produktionskostnader (öre/kWh)
Sol	294	8	160	18,3
Vatten	1009	61	1 770	3,4
Vind	858	83	1 580	6,1
Övrigt	16	1	1 390	3,1
Totalt	2 177	153	1470	4,8
Nedgraderade	210	50	5 630	4,2

⁵¹ IVA, 2016

⁵² Finns angiven i dataunderlaget från Energimyndigheten.

Produktionskostnaden för de nedgraderade anläggningarna uppskattas bli i genomsnitt 4,2 öre per kWh lägre till följd av undantagsregeln.⁵³ Den genomsnittliga påverkan på produktionskostnaden för övriga mindre anläggningar uppskattas bli 4,8 öre per kWh, men varierar beroende på energislag. Skillnaderna beror framförallt på att årsproduktionen för de olika energislagen är väldigt olika, där särskilt solkraftsanläggningarna sticker ut med en relativt låg produktion och många produktionsenheter med en låg effekt. Det är troligt att framförallt solkraften som i många fall ansluter till lågspänningsnätet därför har andra kostnadssamband, med bland annat mindre fasta kostnader, än vad som reflekteras i de tariffer för större produktionsanläggningar som används för samtliga energislag i den här analysen. För solkraftsanläggningar över 500 kW blir de minskade produktionskostnaderna cirka 12 öre per kWh istället för 18 öre per kWh, eftersom produktionen är högre.

Att produktionskostnaderna minskar för de mindre produktionsanläggningarna innebär, allt annat lika, att lönsamheten ökar för dessa i jämförelse med alternativa investeringar. Eftersom den initiala investeringen är mindre för dessa anläggningar blir tröskeln för investeringar lägre, vilket troligtvis öppnar upp för fler aktörer på marknaden. Samtidigt finns det en risk att kostnadseffektiva investeringar, som skulle vara lönsamma på en fri marknad, uteblir på grund av konkurrensfördelen som mindre produktionsanläggningar har.

Av kapitel 4 framgår att utbyggnaden av mindre produktionsanläggningar har ökat sedan undantagsregeln infördes. Den småskaliga vindkraften har byggts ut och många mindre solkraftsanläggningar omfattas idag av undantagsregeln. Det är troligt att de lägre produktionskostnaderna tack vare undantagsregeln har bidragit till en ökad mängd lokal småskalig produktion inom elsystemet. Samtidigt har vissa befintliga produktionsanläggningar anpassat sin maximala effekt för att klassas som mindre produktionsanläggningar.

5.3 Produktionsanläggningarnas kapacitet utnyttjas inte på grund av nedgradering av maximal effekt

På grund av det nuvarande gränsvärdet för att få en reducerad inmatningstariff finns det vindkraftsanläggningar som nedgraderat sin produktionskapacitet till att maximalt kunna leverera en effekt på 1 500 kW. Dessa nedgraderingar innebär att det finns installerad effekt i produktionsenheter som inte utnyttjas, vilket medför att förnybar energi och effekt som skulle kunna finnas inte kommer marknaden tillgodo. Genom att vissa anläggningar nedgraderat sin produktionskapacitet för att minska sina nätavgifter medför det att det resterande kundkollektivet får betala

⁵³ Där kostnaden är fördelad på den mängd kWh som anläggningen skulle kunna producera utan nedgradering.

tariffreduktionen för de nedgraderade anläggningarna, vilket diskuteras vidare i avsnitt 5.4 och 5.5.

Nedgraderad installerad effekt

Att det finns installerad kapacitet i befintliga produktionsanläggningar som inte utnyttjas är en direkt kostnad för samhället genom att den uteblivna elproduktionen inte kommer marknaden tillgodo. I vissa fall kan det innebära en påverkan på marknadspriset, eller att den uteblivna energin måste produceras i andra, inte alltid fossilfria, produktionsanläggningar.

I Ei:s kartläggning av nedgraderingar i avsnitt 4.2 uppskattas att cirka 210 vindkraftverk har minskat sin maximala produktionseffekt till 1 500 kW. Nedgraderingen gör att dessa produktionsenheter klassas som mindre produktionsanläggningar och därmed får reducerad nätavgift. Vattenkraftverken har inte samma incitament att nedgradera sin kapacitet eftersom de har fler fullasttimmar än vindkraft och därmed får en större produktionsminskning per nedgraderad effektenhet. Det finns dessutom endast ett 30-tal vattenkraftverk med en installerad effekt mellan 1 501 och 2 300 kW.

Variationen i andelen nedgraderade produktionsenheter är stor mellan nätföretagen. Andelen varierar även över tid eftersom vissa produktionsenheter kan ändra sina abonnemang mot nätföretagen. Hos några av de mindre nätföretagen är samtliga verk nedgraderade, medan andra mindre nätföretag inte har några nedgraderade verk anslutna. Hos framförallt de större nätföretagen är förekomsten mer blandad och de har både nedgraderade och icke-nedgraderade anläggningar. Att antalet nedgraderade produktionsenheter uppskattas till 210 ska därför ses som en ungefärlig skattning som kan förändras över tid, bland annat beroende på elpriset vilket påverkar lönsamheten. Ett lägre elpris innebär större anledning att nedgradera anläggningen, eftersom den förlorade produktionen inte är värd lika mycket i relation till de reducerade tarifferna. För varje öre som elpriset sjunker minskar värdet av den förlorade produktionen från en nedgradering med cirka 3 000 kronor per år för ett typiskt vindkraftverk med en installerad effekt på 2 000 kW som överväger en nedgradering till 1 500 kW.⁵⁴

De flesta av de nedgraderade anläggningarna har en installerad effekt på 2 000 kW, vilket innebär en förlorad effektpotential på 500 kW per verk. Totalt uppskattas de 210 anläggningarna summerna till nästan 110 MW i nedgraderad maximal effekt. Utifrån de ekonomiska förutsättningarna är det inte osannolikt att fler av de befintliga anläggningarna kommer att nedgradera sin produktion om elpriserna fortsätter vara låga. Endast 6 MW av den totalt 110 MW nedgraderade effekten

⁵⁴ Detta varierar mellan olika anläggningars förutsättningar men beräkningen avser genomsnitt.

avser anläggningar anslutna till regionnät. Dels är anläggningarna inom intervallet 1 501–2 300 kW färre där, dels är nedgraderingar mindre vanligt.

Suboptimering av energiproduktionen

Att produktionsenheter nedgraderar sin kapacitet kan skapa problem på flera nivåer. Energiproduktion som skulle kunna ske från förnybara energikällor kommer inte marknaden tillgodo, det vill säga det blir en produktionsförlust för samhället. Den samhällsekonomiska marginalkostnaden för nedgraderade anläggningar att öka sin produktion är nära noll, eftersom det redan finns installerad produktionskapacitet. Samtidigt är den privatekonomiska marginalkostnaden betydligt högre, eftersom en produktionsökning skulle innebära att producenterna behöver betala nätavgifter för överföring till nätföretagen. Att det är privatekonomiskt lönsamt att inte producera innebär att produktionsresurserna inte kommer att utnyttjas effektivt i samhället. I kapitel 4 visas att värdet av den uteblivna produktionen från ett vindkraftverk med en installerad effekt på 2 000 kW, som producerar med ett effekttak på 1 500 kW, är ungefär 100 000 kronor per år räknat utifrån ett elpris på 28 öre per kWh.

Undantagsregeln har även en suboptimerande effekt för valet av effektstorlek i samband med investeringsbesluten. Produktionsanläggningar med en effekt under 1 500 kW blir relativt mer lönsamma än större anläggningar på grund av undantagsregeln. Snedvridningen av relativpriserna gör att det blir relativt mindre lönsamt att anlägga produktion med en installerad effekt något högre än 1 500 kW. Undantagsregeln kan bidra till att den förnybara produktionen blir mindre än vad den annars skulle vara. .

Eftersom det inte blåser konstant har vindkraften färre fullasttimmar med produktion än de energislag som inte varierar lika mycket med väderförhållanden, exempelvis kärnkraft, värmekraft och vattenkraft där produktionen går att styra i större utsträckning. På grund av detta blir förlusten av produktion från vindkraft mindre än vad som skulle varit fallet vid 110 MW minskad effekt från de andra nämnda kraftslagen. Ett vindkraftverk med en installerad effekt på 2 000 kW som är nedgraderat till 1 500 kW har 25 procent lägre maximal effekt. Däremot minskar inte energiproduktionen lika mycket. Nedgraderingen innebär endast ett tak på effektkapaciteten, medan produktionen upp till det taket är lika stor, trots nedgraderingen. Den kapacitet som inte kan utnyttjas påverkar bara de produktionsstimmar som annars skulle genererat en effekt över 1 500 kW. För dessa timmar produceras istället en effekt på 1 500 kW. Vid en genomsnittlig nedgradering från 2 000 kW till 1 500 kW kan man räkna med att energiproduktionen bara minskar med en fjärdedel av effektminskningen, det vill

säga 6–7 procent.⁵⁵ Totalt resulterar skattningarna därmed i att cirka 80 GWh årligen uteblir på grund av nedgraderingen av produktionsanläggningar.

Eftersom problematiken med begränsningar i överföringskapacitet är som störst till de södra och mellersta delarna i Sverige, SE4 och SE3, är det relevant att ställa den nedgraderade potentialen i relation till den totala produktionen för respektive elområde. I Tabell 5 nedan visas hur den totala nedgraderade effekten och uteblivna produktionen är fördelad mellan Sveriges fyra elområden.⁵⁶ Där ser vi att den största delen av nedgraderad vindkraft finns i just de regionerna, SE3 och SE4.

Tabell 5 - Total installerad effekt (MW) och utebliven produktion (GWh) fördelat på elområden, inte IKN:

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Alla anläggningar (MW)	5 916	10 841	14 913	2 464	34 134
Nedgraderad effekt (MW)	0	10	65	33	108
Utebliven produktion (GWh)	0	7	47	26	80

Problemen med nedgraderad produktion uppstår ofta på lokal nivå i områden med produktionsunderskott där det i vissa fall är brist på överföringskapacitet till nätområdet. Förutsättningarna ser högst olika ut i olika koncessionsområden och varierar även över tid. I perioder när överföringskapaciteten är begränsad kan ett område som samtidigt har ett nettobehov av el få problem. I de situationerna, som särskilt förekommer i de södra delarna av landet, är det värdefullt att så mycket potentiell produktion som möjligt kan tillgängliggöras. När produktion från befintliga produktionsanläggningar uteblir påverkar det den så kallade "merit order", det vill säga vilka produktionsslag som kommer att få tillslag på marknaden att producera. Det medför att dyrare, ofta fossil, kraftproduktion måste startas upp med högre elpriser inom området som följd. I andra områden skulle det eventuellt kunna uppstå positiva effekter av nedgraderingar i form av "mer luft i nätet" och därmed bättre möjligheter att hantera en allt större andel variabel elproduktion. Det innebär dock att kunderna riskerar att betala för mycket för ett överdimensionerat nät. I ett optimalt elnät där kapaciteten är optimerad efter produktionsförutsättningarna, bör inte en nedgradering ses som annat än outnyttjad produktion.

Kostnad för att ersätta den nedgraderade produktionen

De nedgraderade produktionsanläggningarna motsvarar ett årligt produktionsbortfall på 80 GWh. Att den största delen av de nedgraderade

⁵⁵ En varaktighetskurva visar hur många timmar som produktionen överstiger en viss nivå. För ett vindkraftverk med en installerad effekt på 2 000 kW överstiger produktionen 1 500 kW under cirka 1375 timmar per år.

⁵⁶ Förutom att totala outnyttjade kapaciteten på 108 MW delvis är en skattning och därmed innehåller viss osäkerhet, så har vissa skattningar varit nödvändiga även avseende fördelningen mellan elområden. Proportionerna är ändå relativt säkra.

vindkraftverken är belägna i mellersta och södra Sverige, där det finns begränsningar i överföringskapaciteten till elområdena, innebär att den förlorade samhällsnyttan från utebliven produktion är högre än om produktionen skett i de norra delarna av Sverige.

För att göra en uppskattning av vad det skulle kosta att ersätta den nedgraderade produktionen med ny vindkraft kan Energimyndighetens data för produktionskostnader användas. Den senast tillgängliga publicerade informationen med färdiga beräkningar är från 2017,⁵⁷ där det i underlaget finns prognoser för 2020. Ei har även i en tidigare rapport uppskattat produktionskostnaderna och inkluderat en prognos för 2020.⁵⁸ Båda prognoserna tyder på sjunkande kostnader fram till 2020 även om det finns viss osäkerhet kopplat till detta. Eftersom Energimyndighetens data från 2017 är den senast tillgängliga har Ei valt att utgå från den vid uppskattningen av kostnaderna för att ersätta den nedgraderade produktionen. Kostnadsutvecklingen för vindkraft beskrivs vidare i avsnitt 7.3.

För att producera 80 GWh under ett år krävs vindkraftverk med en total installerad effekt kring 25 MW.⁵⁹ Investeringskostnaderna för vindkraft uppgick 2019, enligt The International Energy Agency (IEA), till 10 000 kronor per kW, exklusive finansieringskostnader och kostnad för drift och underhåll.⁶⁰ Kostnaden för att anlägga nya vindkraftverk med en livstid på 20–25 år, för att ersätta 80 GWh produktionsbortfall, blir således ungefär 250 miljoner kronor. Anläggningen behöver då göra anspråk på ny mark med bra vindförhållanden eftersom nuvarande mark redan används.

Ett annat sätt att uppskatta de årliga samhällsförlusterna av produktionsbortfallet är att använda de periodiserade produktionskostnaderna från Energimyndigheten. Produktionskostnaden för 2017 uppgick till 0,45 kronor per kWh och värdet av produktionsbortfallet är således 36 miljoner kronor, uttryckt i 2017 års prisnivå. Kostnaderna antas vara linjära, vilket innebär att om produktionskostnaderna ökar med 15 öre (till 0,6 kr/kWh) ökar värdet av produktionsbortfallet till 48 miljoner kronor. En minskning med 15 öre (till 0,3 kr/kWh) medför att värdet för produktionsbortfallet minskar till 24 miljoner kronor. Tabell 6 visar det uppskattade årliga värdet av produktionsbortfallet på 36 miljoner kronor uppdelat per elområde.

⁵⁷ Energimyndigheten, 2018

⁵⁸ Ei, R2016:14

⁵⁹ 2019 hade nya vindkraftverk i genomsnitt 3224 fullasttimmar. Vilket innebär att 25 MW motsvarar en produktion på 80 GWh.

⁶⁰ IEA, 2020

Tabell 6 - Nedgraderad effekt och utebliven produktion, fördelad på elområden och produktionskostnad för att ersätta den.

Elområde	Nedgraderad effekt	Utebliven produktion	Årlig kostnad för ny produktion
SE1	0	0	0
SE2	10 MW	7 GWh	3 mnkr
SE3	65 MW	47 GWh	21 mnkr
SE4	33 MW	26 GWh	12 mnkr
Totalt	108 MW	80 GWh	36 mnkr

Utebliven produktion kan leda till att priset på elmarknaden påverkas

Sett ur ett elmarknadsperspektiv utgör den minskade produktionen från nedgraderade anläggningar endast en väldigt liten del av den totala produktionen. Under normala förutsättningar, när det inte finns några begränsningar i överföringskapaciteten, ger det endast en högst marginell påverkan på elpriset.

Den största delen av produktionsenheterna som har nedgraderats är dock lokaliserade i de södra delarna av Sverige. I dessa delar av landet är överföringsbegränsningar vanligt förekommande och därför är det sannolikt att undantagsregeln under vissa timmar varje år har lett till en påverkan på elpriset i SE3 och SE4.

Det är dock stor osäkerhet förknippad med effekterna på elpriset från den nedgraderade produktionen. Detta eftersom det inte i efterhand går att rekonstruera när i tid som produktionen skulle ha skett. Vi har inom ramen för uppdraget inte genomfört någon analys där vi kvantifierat hur stor påverkan är.

5.4 Korrekta nätavgifter är en förutsättning för korrekta incitament för marknadens aktörer

Elnätstariffer ska enligt ekonomisk teori uppfylla två mål. För det första ska de ge nätföretagen intäkter som täcker deras effektiva kostnader för drift av och investeringar i elnätet. För det andra ska tarifferna ge nätkunderna skäliga priser och incitament att använda nätet effektivt. De här två målen skapar en möjlighet att dela upp nättariffen i två olika delar, en kostnadsreflektiv del och en kostnadstäckande del.

En tariff bör alltså bestå av minst två komponenter. En rörlig komponent som speglar de kostnader som uppstår i nätet till följd av överföring av energi, och en kostnadstäckande komponent som ska spegla de kostnader som inte varierar med överföringen. Den rörliga komponenten ska skicka prissignaler som främjar ett effektivt användande av elnätet, medan komponenten för att säkerställa kostnadstäckning ska vara utformad på ett sätt som inte påverkar den kortsiktiga efterfrågan på överföring av energi. Kostnadsreflektiva tariffer som reflekterar det

ekonomiska värdet av överföringen sänder prissignaler som vägleder kunder och producenter så att de kan fatta beslut utifrån sina preferenser.

För producenter innebär en kostnadsreflektiv tariff att den är teknikneutral, att tariffen vid den specifika tidpunkten och platsen är oberoende av om det är energi från sol, vatten, kraftvärme eller andra energislag som matas in på nätet. Det är istället de extra kostnader som en produktionsanläggning innebär för elnätet, både på kort och lång sikt, som ska reflekteras i de inmatningstariffer som producenterna betalar. Om dessa istället belastar exempelvis den rörliga delen hos övriga elnätsanvändare, så ger det felaktiga prissignaler, både för dessa kunder och hos den subventionerade producenten.⁶¹

De kostnader och nyttor som produktionsanläggningar medför för nätägarna bör, enligt ekonomisk teori, hanteras genom att producenterna får betalt för den nytta de bidrar med samtidigt som de kompenserar nätägarna för de kostnader de orsakar nätet.

Nuvarande undantagsregel medför att nätföretagen inte fullt ut kan utforma kostnadsriktiga inmatningstariffer eftersom mindre produktionsanläggningar inte står för mer än de direkt kundspecifika kostnaderna för mätning, beräkning och rapportering som de orsakar i nätet. I de fall produktionen medför negativa marginalkostnader, minskade kostnader i nätet, kompenseras de via nätnyttoersättningen som tidigare beskrivits i kapitel 3. I de fall där den småskaliga produktionen medför ökade kostnader i nätet faller den kostnaden i dagsläget på det övriga kundkollektivet, vilket medför att principerna om objektiva och icke-diskriminerande tariffer frångås.

5.5 Producenters nätavgifter för överföring omfördelas på resterande nätkunder

I avsnittet nedan görs en kvantitativ uppskattning av storleken på omfördelningen av nätavgifter mellan mindre producenter och det övriga kollektivet.

Uppskattningen avser mindre produktionsanläggningar på lokalnät, regionnät och nedgraderade produktionsenheter.

Reducerade tariffer för mindre anläggningar

De produktionsanläggningar som har en installerad effekt som är mindre än eller lika med 1 500 kW betalar en reducerad nätavgift för inmatning. Det gäller även produktionsanläggningar med flera produktionsenheter, som var för sig är mindre än eller lika med 1 500 kW. I Ei:s analys har anläggningar med en kapacitet upp till

⁶¹ För ett djupare resonemang kring elnätstariffer, se *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande* (Ei, PM2020:06).

43,5 kW, det vill säga så kallad mikroproduktion, exkluderats eftersom de inte omfattas av uppdraget. I kapitel 4 framkommer att det är nästan 2 200 produktionsenheter som har en installerad effekt mellan 43,5–1 500 kW. Utifrån produktionsenheternas installerade effekt (kW) och normalårsproduktion (kWh) har vi uppskattat hur stora kostnader som de undgår att betala och som istället belastar nätföretagens övriga kundkollektiv. I de fall vi har uppgifter om nätföretagets inmatningstariffer, vilket vi har för produktion motsvarande 80 procent av den totala installerade effekten, tillämpas dessa i beräkningen som om de skulle gälla även för de mindre produktionsanläggningarna.⁶² Genom detta antagande skapas ett scenario för hur mycket dessa aktörer skulle betala ifall undantagsregeln inte fanns. För övriga anläggningar används en viktad genomsnittstariff.⁶³

Kostnadsminskningen till följd av undantagsregeln för de mindre produktionsanläggningarna summerar årligen till 153 miljoner kronor, varav 146 miljoner kronor tillhör produktionsanläggningar anslutna till lokalnätet. Även om vi inte känner till alla tariffer så bedömer vi att skattningen för produktionsenheterna anslutna till lokalnäten är relativt träffsäker, eftersom vi inte gör några ytterligare antaganden.⁶⁴ I Tabell 7 sammanställs resultaten för anläggningar som är anslutna till koncessionspliktiga nät, fördelat på de olika energislagen.

Tabell 7 - Årliga kostnader till följd av undantagsregeln i dagsläget, ungefärliga skattningar

	Antal produktionsenheter	Genomsnittlig storlek (kW)	Kostnader som producenterna inte betalar (mnkr)	därav äldre anläggningar (-1996)	Kostnader per enhet (tkr)
Sol	294	170	8	0 %	29
Vatten	1 009	450	61	91 %	61
Vind	858	730	83	12 %	96
Övrigt	16	280	1	17 %	43
Totalt	2 177	510	153	43 %	70

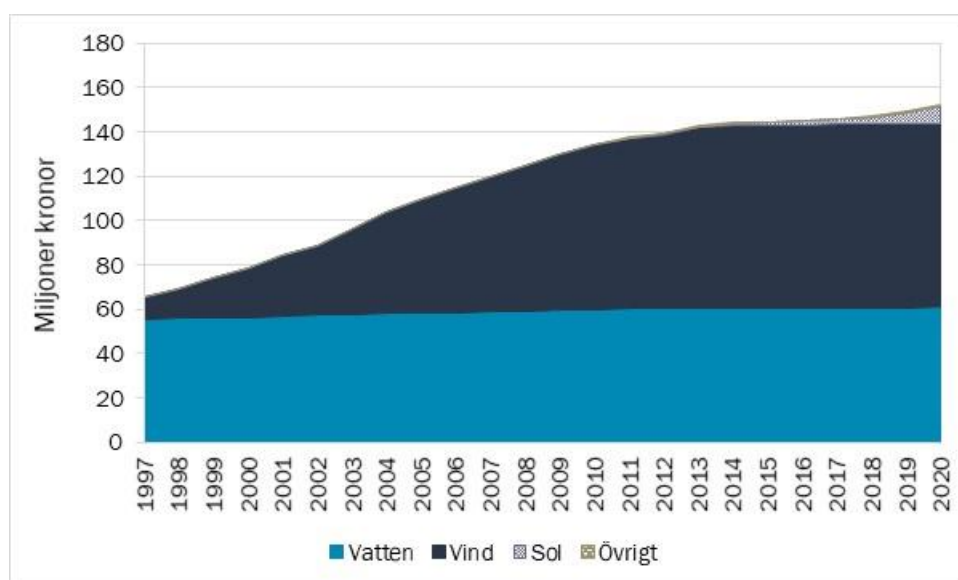
⁶² Cirka 80 procent av summan av de mindre produktionsanläggningarnas installerade effekt.

⁶³ Ett viktat genomsnitt beräknas för respektive tariffkomponent som sedan appliceras på respektive anläggnings effekt och energiproduktion. Viktningen är gjord utifrån effekt eftersom denna är den generellt största komponenten. Se Tabell 2 i avsnitt 4.1.

⁶⁴ Det är troligt att inmatningstarifferna skiljer sig på regionnäten jämfört med lokalnäten och skattningen för regionnäten ska därför tolkas med viss försiktighet. Eftersom tarifferna får vara geografiskt differentierade så kan det skilja sig mellan samtliga anläggningar och det är därför betydligt mer osäkert hur korrekt bild den använda genomsnittstariffen ger. Å andra handlar det om en betydligt lägre nivå, endast 7 miljoner kronor att jämföra med lokalnätens 146 miljoner kronor.

I Tabell 7 visas att det är vatten- och vindkraftsanläggningar som får de största kostnadsreduktionerna genom de reducerade nätavgifterna. Av vattenkraftsanläggningarna har 91 procent tagits i drift 1996 eller tidigare, det vill säga första året när undantagsregeln infördes. Vindkraftsanläggningarna, som har en generellt högre kapacitet än vattenkraft, är nyare. Dock byggs vindkraftverken numera oftast med betydligt högre kapacitet än 1 500 kW och omfattas därmed inte av undantagsregeln. Solkraftsanläggningarna har däremot blivit fler i antalet och kan komma att bidra till omfördelningen av kostnader i allt högre grad. Kategorin övrigt består huvudsakligen av mindre kraftvärmeverk. Totalt, oavsett energislag, uppgick kostnaderna som behövde omfördelas till kundkollektivet till följd av undantagsregeln till ungefär 65 miljoner kronor under det första året (1996), givet nuvarande tariffutformning. I Figur 6 visas utvecklingen under perioden 1997–2020, fördelat på energislag.

Figur 6 - Totala reducerade tariffer för mindre produktionsenheter anslutna till koncessionspliktigt nät, årligen 1997–2020⁶⁵, fördelat på energislag.



Det framgår av Figur 6 att tillämpningen av undantagsregeln vuxit i omfattning. Sedan den infördes 1996 har omfördelningen till kundkollektivet, räknat med dagens tariffnivåer, mer än fördubblats. Med solkraftens kommande utveckling är det troligt att fler anläggningar kommer att omfattas av undantagsregeln i framtiden, även om vindkraftens bidrag kommer att minska när anläggningarna blir uttjänta och ersätts med större produktionsenheter. Detta diskuteras vidare i avsnitt 5.6 utifrån att problemen med nuvarande regelverk därmed förväntas öka.

Endast 80 produktionsenheter av de som totalt omfattas av undantagsregeln är anslutna till regionnätet, varav de flesta är tagna i drift före regelns införande 1996.

⁶⁵ Dessa data utgår från de anläggningar som finns idag. Eventuella anläggningar som tagits ur bruk under perioden är inte med.

Dessa är huvudsakligen vattenkraftsanläggningar. Utöver ovanstående skattningar tillkommer reducerade tariffer för vissa av de knappt 1 400 anläggningar som ingår i icke-koncessionspliktiga nät (IKN) tillkomma. Osäkerheten om omfattningen är dock alltför stor för att inkludera dessa anläggningar i analysen.

Reducerade tariffer för nedgraderade anläggningar

Utöver de tidigare nämnda kostnaderna från nedgraderade produktionsanläggningar, skapar även nedgraderingarna omfördelning mellan olika kundgrupper. På samma sätt som när omfördelningseffekterna uppskattades för produktionsenheterna med en installerad effekt mindre än 1 500 kW, har Ei utgått från nätföretagens inmatningstariffer och produktionsenheternas installerade effekt innan nedgradering. På så vis har vi uppskattat hur stora kostnader som produktionsenheterna slipper betala till följd av undantagsregeln. Den kostnadsminskning som uppstår för de nedgraderade anläggningarna måste i stället betalas av det övriga kundkollektivet. Totalt summerar kostnadsminskningen årligen till cirka 50 miljoner kronor, vilket motsvarar ungefär 240 000 kronor per nedgraderad produktionsenhet.

Total omfördelning till följd av reducerade tariffer

Omfördelningseffekterna inom nätföretagens kundkollektiv uppstår dels till följd av de knappt 2 200 mindre produktionsanläggningar som är anslutna till lokal- eller regionnät (153 miljoner kronor), dels till följd av de cirka 210 vindkraftverk som är nedgraderade (50 miljoner kronor). Det innebär sammantaget att mindre produktionsanläggningar årligen slipper betala inmatningstariffer på 203 miljoner kronor till nätföretagen. Istället behöver nätföretagen inhämta de uteblivna intäkterna från andra kunder. Nätföretagens totala intäkter bestäms genom intäktsramar som beslutas av Ei, vilka utgår från nätföretagens effektiva kostnader för att bedriva elnätets verksamhet. Hur intäkterna fördelas mellan olika grupper av kunder regleras däremot inte, men tarifferna ska som nämnts tidigare vara objektiva och icke-diskriminerande. Att drygt 200 miljoner kronor behöver omfördelas till andra kunder kan tolkas som att man frångår dessa principer.

De sju miljoner kronor som enligt ovanstående beräkningar omfördelas inom regionnäten kommer att belasta regionnätets kunder, vilka är större producenter, industrier och lokalnätet. Även denna omfördelning, som är relativt liten, kommer alltså till viss del att belasta lokalnätskunderna.

Att en kundgrupp subventioneras via nätavgifterna innebär att andra kundgrupper betalar för mer än de kostnader de orsakar i nätet, vilket kan ses som både diskriminerande och icke objektivt. Det finns i dagsläget ingen vägledning eller begränsning för hur stor del av omfördelningen som kan belasta övriga kunders nätavgifter eller hur dessa ska fördelas mellan övriga kundgrupper. Det

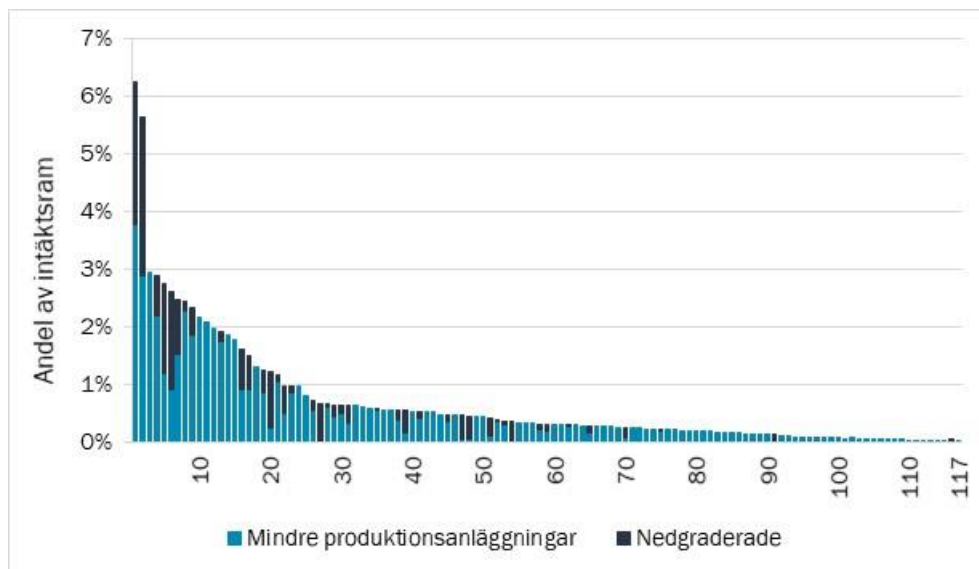
mest troliga är att kostnaderna fördelas till hela det resterande kundkollektivet, både konsumenter och större produktionsanläggningar.

Beräkningen av de omfördelade tarifferna, som summerar till 203 miljoner kronor, utgår från de tariffer som de större producenterna i dagsläget betalar. Eftersom omfördelningen leder till högre tariffer för övriga kunder, bland annat just för de större producenterna, är tarifferna för dessa kunder högre än vad de skulle vara utan undantagsregeln. Därmed blir beräkningen av de totala omfördelningseffekterna något överskattad. Ju större del av omfördelningen av tarifferna som hamnar på de större producenterna, istället för på uttagskunderna, desto större blir överskattningen av effekterna av de omfördelade tarifferna. Samtidigt innebär det ett desto större avsteg från principen om kostnadsriktighet för den specifika kundgruppen. Om alla kunder belastas proportionellt lika mycket, blir överskattningen i beräkningen däremot mycket liten.

Om man jämför omfördelningen av 203 miljoner kronor från mindre och nedgraderade produktionsenheter med de totala intäktsramarna, det vill säga tarifferna för alla kunder hos nätföretagen, är beloppet i sammanhanget relativt litet. Lokalnätens totala intäktsramar uppgår till cirka 37 miljarder kronor per år, vilket innebär att omfördelningen motsvarar ungefär en halv procent.⁶⁶ Denna andel varierar dock mycket mellan olika nätföretag, beroende på antalet mindre produktionsanläggningar och antalet kunder i övrigt. I Figur 7 har alla de 117 nätföretag som har mindre produktionsanläggningar anslutna, sorterats utifrån omfördelningseffekternas förhållande till intäktsramen. Flertalet ligger under en procent, medan ett 20-tal nätföretag ligger mellan 1 och 3 procent. Två företag sticker ut med särskilt höga andelar, där båda har ett stort antal nedgraderade vindkraftverk. Omräknat till extra kostnad per kund (oavsett storlek) motsvarar detta upp till 100 kronor för de flesta, ett 20-tal företag ligger mellan 100 och 300 kronor och de två extremfallen belastar alla sina kunder (utom de mindre och nedgraderade produktionsanläggningarna) med 500 kronor extra per år.

⁶⁶ Även de reducerade tarifferna för mindre och nedgraderade anläggningar anslutna till regionnät (totalt 10 miljoner kronor) kan förväntas omfördelas till kunderna på lokalnäten, eftersom dessa finansierar regionnäten genom avgifter till överliggande nät.

Figur 7 - Omfördelade tariffer som andel av nätföretagens intäktsram. 117 av de nätföretag som har mindre produktionsanläggningar. Sorterade i storleksordning utifrån andelen, 2019.



5.6 Problemen med nuvarande regelverk förväntas öka framöver

Ovanstående beräkningar av konsekvenserna av dagens regelverk utgår från de anläggningar som finns i dagsläget. För de flesta nätanvändarna är konsekvenserna av undantagsregeln i dagsläget relativt små. Med ett oförändrat regelverk förväntas dessa konsekvenser öka i framtiden, både på grund av att fler mindre produktionsanläggningar tillkommer, främst solkraft, och att det finns en risk att betydligt fler anläggningar, främst vindkraft, kan komma att nedgradera sin produktion till 1 500 kW.

Fler mindre produktionsanläggningar medför större omfördelningar

Det har under de senaste åren funnits en tydlig trend mot utbyggnad av lokal produktion, det vill säga inmatning av energi direkt på lokalnätet. Av totalt inmatad energi år 2013 utgjorde den lokala produktionen 7,3 procent, medan motsvarande siffra 2019 stigit till 16,1 procent, en ökning med 120 procent. Antalet inmatningsabonnemang för anläggningar upp till 1 500 kW har samtidigt ökat från 2 300 till 31 800 på lokalnäten. Bland dessa är även abonnemang för mikroproduktionsanläggningar inkluderade. Ökningen av antalet anläggningar med en effekt om högst 1 500 kW har sedan 2013 huvudsakligen kommit från utbyggnaden av solkraftsanläggningar med en effekt under 43,5 kW. Endast ett tiotal vattenkraftsanläggningar med en kapacitet upp till 1 500 kW har tillkommit och det finns inget skäl att tro att de kommer att öka i någon större omfattning framöver.

Inte heller vindkraftverken med en installerad effekt upp till 1 500 kW har under denna period ökat i någon större omfattning och de förväntas heller inte göra det

framöver. Den tekniska utvecklingen har lett till att kapaciteten i vindkraftverken har ökat och nyinvesteringar görs därför ofta i anläggningar med betydligt högre kapacitet än 1 500 kW. Även i takt med att vissa av de mindre verken tas ur drift när deras tekniska livslängd är slut, kan de komma att ersättas av större anläggningar, som inte omfattas av undantagsregeln. Därmed kan man räkna med att vindkraftens bidrag till omfördelningsproblematiken minskar något framöver.

Solkraftsanläggningarna anslutna till elcertifikatsystemet som har en installerad effekt på 43,5–1 500 kW har däremot ökat i antal med 240 sedan 2013, varav ungefär hälften är mindre än 100 kW. Här är det troligt att antalet fortsätter att öka framöver och att anläggningarnas kapacitet ökar successivt, men där de flesta fortfarande kommer att klassas som mindre produktionsanläggningar. Energimyndighetens prognos för solkraftsproduktion är att den fram till 2023 kommer att öka från dagens 400 GWh till cirka 3 000 GWh per år och att utbyggnaden av solkraft på längre sikt kommer att fortsätta öka.⁶⁷ Idag står mikroproduktionen för ungefär hälften av den totala solkraftproduktionen. Om vi antar att hälften av de tillkommande solkraftsanläggningarna även i fortsättningen kommer att ha en installerad effekt mellan 43,5 och 1 500 kW, kommer antalet solkraftsanläggningar i intervallet att sexdubblas fram till 2023. Det motsvarar en ökning med cirka 50 miljoner kronor utöver de totalt drygt 200 miljoner kronor som i dagsläget årligen omfördelas till andra kunder. Då antar vi att inga förändringar sker i övriga energislag. Summan som årligen belastar andra kunder skulle därmed stiga till cirka 250 miljoner kronor till år 2023. Ökningen kommer inte att vara jämnt fördelad mellan alla nätanvändare. Vissa nät kommer att ansluta mer småskalig produktion vilket medför att deras kunder belastas mer än kunder i andra nät.

Risk för att ny produktion anpassar anläggningarna till 1 500 kW-gränsen

De tekniska förutsättningarna är stora för solkraftsproducenterna att dela upp anläggningarna i flera produktionsenheter, där varje enhet producerar med en effekt mindre än 1 500 kW. Det är därför mycket troligt att dessa kommer att anpassa sig till 1 500 kW-nivån redan vid installationen, vilket kan innebära att utvecklingen av den totala kapaciteten hålls tillbaka och större anläggningar inte byggs ut.

Det är också betydligt lägre kostnader för att öka eller minska storleken på en solkraftsanläggning jämfört med en vindkraftsanläggning. Det är tämligen enkelt att anlägga solkraftsanläggningar så att en solcellspark kan fördelas upp i tekniskt åtskilda anläggningar. Det ställer ökade krav på hur definitionen av en anläggning och dess abonnemang förhåller sig till undantagsregeln.

⁶⁷Energimyndigheten, ER 2020:21

Betydande risk att fler nedgraderade anläggningar tillkommer med rådande regelverk

Om det tillkommer fler mindre produktionsenheter leder det till att omfördelningseffekterna ökar. Detta medför högre nätavgifter för resterande nätanvändare, bland annat de större producenterna. Om dessutom elpriset skulle ligga på en låg nivå eller sjunka ytterligare försämrar lönsamheten för producenterna, vilket innebär att incitamenten för att nedgradera en produktionsanläggning till att producera högst 1 500 kW ökar. De anläggningar som är aktuella att kunna nedgradera till 1 500 kW är huvudsakligen vindkraftverk med en installerad effekt inom intervallet 1 501–2 300 kW. Dessa är i dagsläget nästan 1 200 varav ungefär 210 redan är nedgraderade. Det är även troligt att det kommer ske en viss ökning av antalet anläggningar i detta intervall.

De i dagsläget uppskattningsvis 210 nedgraderade anläggningarna minskar årligen sina kostnader med ungefär 50 miljoner kronor som en följd av reducerade nätavgifter. Den produktion som de därmed inte kan sälja har dock bara ett värde på cirka 22 miljoner kronor.⁶⁸ Med andra ord finns det ekonomiska incitament för att fler anläggningar nedgraderar sig. Givet en prisnivå på 28 öre per kWh har de flesta anläggningar i intervallet 1 501–2 300 kW incitament att nedgradera, även om det kan skilja sig beroende på vilken tariffnivå deras nätföretag har. Det är lönsamt för en anläggning på 2 000 kW att nedgradera, även om de totala intäkterna för produktionen ökar upp till 60 öre per kWh.⁶⁹ Om alla befintliga anläggningar inom lokal- och regionnäten, med en installerad effekt från 1 501 kW upp till 2 300 kW, nedgraderar till att producera med en maximal effekt på 1 500 kW kommer den nedgraderade potentialen, uttryckt i installerad effekt, att uppgå till 640 MW. Den produktion av förnybar energi som samhället går miste om kan då uppskattas till ungefär 520 GWh per år.

Sammantaget förväntas nuvarande undantagsregel få en ökad betydelse i framtiden, vilket kommer att förstärka dagens effekter ytterligare. Omfördelningseffekterna kommer att öka och antalet nedgraderade produktionsenheter förväntas öka om det låga elpriset kvarstår. Genom att solkraften är så pass skalbar är det troligt att många mindre solkraftsanläggningar kommer att anläggas med en installerad effekt under gränsvärdet, vilket hämmar utvecklingen av större, mer kostnadseffektiva, investeringar i solkraft.

⁶⁸ Baserat på totalt 80 GWh utebliven produktion och antagande om framtida elpris på 28 öre per kWh.

⁶⁹ Detta varierar kraftigt mellan olika anläggningars förutsättningar och nätföretagens tariffer, men beräkningen avser genomsnitt.

6 Analys av konsekvenserna vid en förändring av gränsvärdet

I uppdraget ingår att utreda och beskriva konsekvenserna av dels en ändring av undantagsregeln som innebär en höjning av effektgränsen till 2 300 kW, dels en ändring som innebär en nedre gräns med en linjär anpassning av olika effektgränser upp till en lämplig nivå. Följande kapitel gör denna analys och jämför konsekvenserna med nuvarande utformning av undantagsregeln.

6.1 Höjning av effektgränsen till 2 300 kW

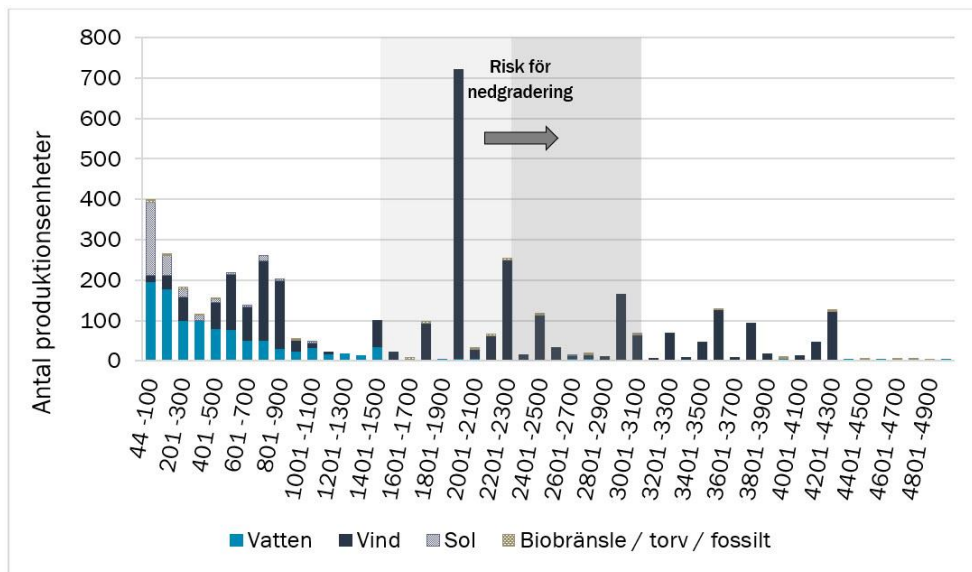
För att bedöma konsekvenserna av en eventuell ändring av undantagsregeln som innebär en höjning av effektgränsen till 2 300 kW behöver beståndet av produktionsanläggningar beskrivas närmare. Det finns idag närmare 2 200 produktionsenheter med en maximal effekt på 1 500 kW. Över denna gräns finns ett stort antal vindkraftverk till följd av den kraftiga utbyggnad som skett efter att undantagsregeln infördes. Detta gäller särskilt under perioden 2007–2012, när det investerades i omkring 900 vindkraftverk i storleken 1 501–2 300 kW. Det finns sammanlagt fler vindkraftverk i storleken 1 501–2 300 kW än antalet vindkraftverk som är mindre än 1 500 kW.

Osäker förändring av outnyttjad effekt hos nedgraderade anläggningar

I Figur 8 ser vi att antalet produktionsenheter med en installerad effekt inom intervallet 2 301–3 100 kW, alltså strax över ett eventuellt nytt gränsvärde, i dagsläget är betydligt färre än inom det nuvarande aktuella intervallet 1 501–2 300 kW. Det är i dessa storleksintervall som det är troligt att det kan vara ekonomiskt lönsamt för anläggningarna att nedgradera produktionen. I det ljusgråa intervallet i Figur 8 ryms knappt 1 200 produktionsenheter medan det vid en höjning av gränsen resulterar i omkring 430 verk inom det mörkare intervallet. Om vi antar att samma andel nedgraderar sig hos dessa anläggningar, inom lokal- respektive regionnät, som med nuvarande utformning av undantagsregeln, kommer den nedgraderade effekten att uppgå till cirka 17 MW fördelat på 40 verk.⁷⁰ Denna skattning bör dock tolkas med stor försiktighet, eftersom anläggningarnas förutsättningar och deras ekonomiska incitament att nedgradera kan skilja sig åt.

⁷⁰ Att 40 verk i förhållande till 430 är betydligt mindre än 210 i förhållande till 1 200, beror på att andelen regionnät är större på den högre effektnivån och hos dessa är nedgraderingar mer ovanliga.

Figur 8 - Produktionsenheter 43,5–5 000 kW, anslutna till lokal- och regionnäten, fördelat på energislag. De grå fälten visar intervallen där nedgradering kan vara aktuellt, vid dagens respektive ett höjt gränsvärde.



Källa: E:s bearbetning av Energimyndighetens anläggningsdata från elcertifikatsystemet.

Utifrån dessa antaganden skulle problemen med outnyttjad kapacitet hos de nedgraderade produktionsenheterna alltså kunna bli mindre vid en höjning av undantagsregelns gränsvärde. Frågan är dock om det är ett rimligt antagande att utgå från vid en analys av en höjd effektgräns till 2 300 kW. Att utgå från att samma andel nedgraderar sig även bland de vindkraftverk som finns på högre effektnivåer är ett mycket osäkert antagande och ger bara en statisk bild utifrån dagens situation och säger inte så mycket om framtida scenarier.

Det ska även noteras att det inom intervallet 2 301–3 100 kW finns över 400 vindkraftverk i dataunderlaget som är rapporterade som anslutna till icke-koncessionspliktiga nät. Dessa IKN kan i sin tur vara anslutna till koncessionspliktigt nät, men det finns inga uppgifter om vare sig detta eller till vilket nät de i så fall är anslutna. Därför är de inte inkluderade i Figur 8 och ingår heller inte i analysen. Inom intervallet 1 501–2 300 kW finns det 190 vindkraftverk anslutna till IKN. En del av dessa anläggningar har endast interna nät mellan produktionsenheterna och matar gemensamt ut till de koncessionspliktiga näten. För dessa anläggningar finns en risk att hela parker kan nedgradera för att på så vis undvika nätavgifter för överföring. Andra nät kan vara helt isolerade och inte ha något inmatningsabonnemang till koncessionspliktiga nät. På högre effektnivåer är det också mer vanligt förekommande med vindkraftparker och anslutningar till regionnäten, där också förutsättningarna ser annorlunda ut.

6.2 Problemet med nedgraderingar elimineras inte vid en höjning av gränsvärdet till 2 300 kW

Som vi beskrivit är det svårt att uppskatta andelen verk som skulle välja att nedgradera sin maximala kapacitet vid en eventuell höjning av gränsvärdet. Däremot kan vi få en bild av det potentiella problemet med outnyttjad kapacitet om vi tittar på hur stort utrymmet för nedgraderingar är. Som redovisats i avsnitt 5.6 finns det ekonomiska incitament, även med nuvarande gränsvärde, att nedgradera i större utsträckning än vad som faktiskt gjorts. Det är ett val som görs av respektive anläggningsinnehavare. Valet påverkas sannolikt av betydligt fler faktorer än bara rådande elpris och inmatningstariff, vilka varierar över både tid och mellan företag. Om samtliga anläggningar med storleken 1 501–2 300 kW, även IKN-an slutna, nedgraderar sin maximala kapacitet till 1 500 kW så summerar den outnyttjade kapaciteten till 750 MW. Om vi räknar på samma vis men antar en höjning av gränsvärdet till 2 300 kW, så summerar effektförlusten till 370 MW. Även om det är ett extremt scenario att anta att alla anläggningar nedgraderas, så visar det att det finns en stor risk för outnyttjad kapacitet och utebliven produktion även vid en höjning av gränsen.

Problemet med nedgraderingar kan alltså inte antas försvinna om gränsvärdet höjs till 2 300 kW. Aktörernas agerande hittills talar för att problemet minskar, men det finns också risk för att det ökar, beroende på förutsättningar som är svåra att både styra och förutse. En ytterligare faktor är att de nyinvesteringar i vindkraft som görs, snarare sker på nivåer runt 3 000 kW än runt 2 000 kW, vilket innebär att nytillkommande produktion riskerar att ytterligare öka problemet med nedgraderad effekt vid en eventuell höjning av gränsen.

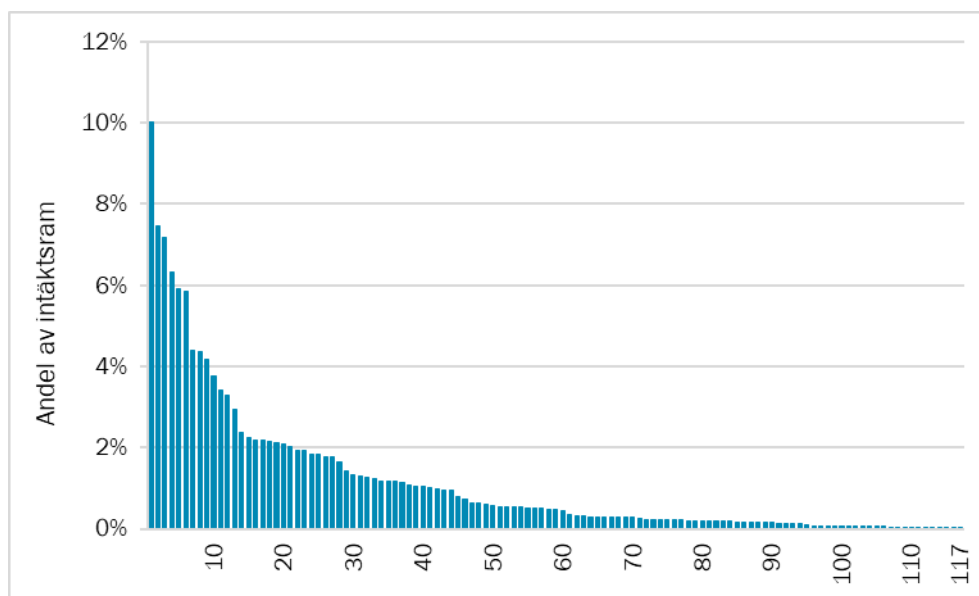
Omfördelning av reducerade tariffer ökar kraftigt av en höjd gräns

Av Figur 9 framgår att antalet anläggningar inom lokal- och regionnäten, som hamnar under en eventuell ny brytpunkt på 2 300 kW, ökar kraftigt och därmed även den summa som behöver omfördelas till övriga kundkollektivet. En beräkning enligt samma metod som i avsnitt 5.5 visar att omfördelningen från mindre produktionsanläggningar kommer att öka med nästan 300 miljoner kronor per år och totalt uppgå till cirka 450 miljoner kronor per år.⁷¹ Det gör att nättarifferna för övriga kundkollektivet i genomsnitt behöver vara 1,2 procent högre om omfördelningarna fördelas på samtliga elanvändare. Andelen blir högre i de nätområden som har många mindre produktionsanläggningar anslutna i förhållande till övriga antalet kunder. I Figur 9 kan vi se att kostnadsreduktionen för de mindre producenterna skulle utgöra mellan 1 och 10 procent av den totala intäktsramen för ungefär 40 lokalnätsföretag. Det skulle alltså innebära att de övriga kunderna till dessa nätföretag måste betala 1–10 procent högre nätavgifter

⁷¹ Nedgraderade produktionsenheter är exkluderade här. Även 192 anläggningar anslutna till IKN skulle troligtvis omfattas av det förhöjda gränsvärdet.

på grund av att de mindre produktionsenheterna inte betalar för de kostnader de orsakar i nätet. I diagrammet ingår dock inte omfördelningseffekterna av vare sig nedgraderingar, anslutningar till regionnät eller IKN, eftersom vi inte vet till vilka lokalnätsföretag dessa beräknade kostnader hör.⁷² De kostnader som belastar övriga kunder skulle alltså bli ännu högre än vad som redovisas här. Av de 40 företagen med störst påverkan på kundernas avgifter har ungefär 85 procent koncession i elområdena SE3 och SE4.

Figur 9 - Skattade reducerade tariffer som andel av lokalnätföretagens intäktsram, vid höjning av gränsen till 2 300 kW. 117 av de nätföretag som har mindre produktionsanläggningar. Sorterade i storleksordning utifrån andel, 2019. Exklusive reducerade tariffer till följd av nedgraderingar och regionnätsanslutningar.



Givet dagens befintliga anläggningar skulle alltså omfördelningseffekterna mer än fördubblas mot dagens nivåer om gränsvärdet höjs till 2 300 kW. Utöver de befintliga anläggningarna visar prognoser på en stor ökning av småskalig solkraft under de kommande åren, vilket kommer att öka omfördelningseffekterna ytterligare.

Vid en höjning av gränsvärdet skulle det därför kunna bli aktuellt med att införa ett tak för hur mycket övriga nätanvändare får belastas genom de reducerade nätavgifterna till mindre produktionsanläggningar.⁷³ Ett sätt att utforma ett tak är ett system där kostnaderna fördelas ut på andra nät, när ett företag nått taket för omfördelningar bland sina egna kunder. Ett sådant system skulle medföra stora

⁷² De nedgraderade produktionsenheterna är skattningar av totalen, utifrån samma andel som med gränsen 1 500 kW, och inte av enskilda enheter. Däremot vet vi vilka regionnätsanslutningar som vid en höjning kommer att klassas som mindre produktionsanläggningar, men vi vet dock inte hur kostnaderna fördelas till lokalnätsföretagen.

⁷³ En lösning med ett tak för reducerade nätavgifter är ett förslag i uppdragsbeskrivningen.

administrativa utmaningar.⁷⁴ Om taket istället skulle innebära att det inom varje nätkoncessionsområde får finnas en viss maximal mängd produktionsanläggningar som erhåller reducerad nätavgift, skulle andra konsekvenser uppstå. Exempelvis påverkar det incitamenten för etablering av ny elproduktion. Vidare uppstår en situation där produktionsanläggningar behandlas olika mellan och eventuellt även inom ett och samma nätföretag. Sammantaget är ett sådant tak därför inte realistiskt att införa.

Utöver omfördelningseffekterna från de mindre produktionsanläggningarna tillkommer omfördelade tariffer på grund av nedgraderingar. Under antaganden om att en lika stor procentuell andel kommer att anpassa sin produktion till ett förändrat gränsvärde, skulle antalet nedgraderade produktionsenheter minska från dagens 210 till 40 vid en höjning av gränsen. Det skulle även medföra att omfördelningseffekterna från nedgraderingar sjunker från 50 miljoner kronor till uppskattningsvis 12 miljoner kronor. Att samma procentuella andel skulle nedgraderas vid en höjning av gränsen, är dock ett mycket osäkert antagande. Som diskuterats ovan finns det fortfarande risk för att nedgraderingarna istället blir betydligt större.

6.3 Linjär anpassning av olika effektgränser

Istället för en absolut gräns som avgör om undantagsregeln ska gälla, i nuläget 1 500 kW, så kan en progressiv modell användas. Där skulle produktionsenhetens effekt avgöra i vilken grad inmatningstariffen ska vara reducerad. Inom ett intervall reduceras tariffen proportionellt (linjärt) från 0 till 100 procent av nätföretagets ordinarie tariff för produktion. En sådan konstruktion har fördelen att incitamentet att nedgradera en produktionsenhets kapacitet minskar eller till och med försvinner. Däremot kvarstår problemet med att övriga kunder hos nätföretagen belastas med de reducerade tarifferna.

Ett sätt att utforma en progressiv modell är att utgå från intervallet 43,5–1 500 kW. Då skulle samma produktionsanläggningar som tidigare omfattas av regeln, men till olika grad beroende på effektstorlek. Om man önskar att förändringen av tariffreduktionen inte ska bli alltför stor för anläggningar med förhållandevis hög effekt, så kan intervallet vara större, exempelvis upp till 2 300 kW. Oavsett om intervallet skulle sträcka sig upp till 1 500 eller 2 300 kW, så försvinner incitamenten att nedgradera anläggningarnas kapacitet i syfte att undgå inmatningstariffer.

⁷⁴ I Ei:s rapport (R2015:08). *Tröskeeffekter och förnybar energi*, finns förslag på hur en sådan omfördelning skulle kunna hanteras.

Det går även att utforma en linjär modell där den nedre gränsen är 1 500 kW och den övre gränsen är 2 300 kW. Då blir det inga förändringar för befintliga mindre produktionsanläggningar samtidigt som åtminstone en del av incitamenten att nedgradera försvinner. Det är däremot svårt att dra slutsatser om i vilken omfattning incitamenten att nedgradera försvinner eftersom det beror på anläggningarnas individuella förutsättningar och nätföretagens avgifter för överföring. Beräkningar utifrån genomsnittliga förutsättningar visar dock att vi kan dra slutsatsen att åtminstone hälften av de nuvarande nedgraderade anläggningarna fortfarande har ekonomiska incitament att nedgradera.

Omfördelning av reducerade tariffer förändras

Reduktionen av inmatningstariffer som mindre produktionsanläggningar slipper betala och som istället belastar övriga kundkollektivet hos nätföretagen, kommer däremot att finnas kvar om en linjär modell skulle införas. Hur stor omfördelningen blir beror på utformningen av de linjära förslagen. Med en linjär modell där mindre produktionsanläggningar med effekt på 44 kW inte betalar mer än tidigare, medan de med 1 500 kW däremot betalar full tariff, summerar de reducerade tarifferna till cirka 75 miljoner kronor, varav 71 miljoner kronor avser anslutningar till lokalnät. Det är alltså mer än en halvering jämfört med dagens utformning av undantagsregeln.

Vid en linjär modell där den övre gränsen istället är 2 300 kW blir de extra kostnaderna för övriga kunder hos nätföretagen högre, ungefär 130 miljoner kronor. Det beror på att det finns ett stort antal produktionsanläggningar framförallt runt 2 000 kW, vilka har en relativt hög ordinarie tariff på grund av deras relativt höga effekt. Även om den procentuella reduktionen av tariffen är liten för dem, så summerar de ändå till en stor summa.

Med en delvis linjär modell där den nedre gränsen är 1 500 kW och den övre gränsen är 2 300 kW, blir det inga förändringar för befintliga mindre produktionsanläggningar samtidigt som en del av incitamenten att nedgradera försvinner. Utöver de 153 miljoner kronor som i dagsläget omfördelas tillkommer här cirka 85 miljoner kronor från anläggningar i intervallet 1 501–2 300 kW som då betalar delvis reducerade tariffer. Dessutom visar beräkningar att hälften av tidigare skattade nedgraderingseffekter förväntas kvarstå, vilket innebär cirka 25 miljoner kronor.

6.4 Sammanfattande konsekvenser av en ändring av effektgränsen

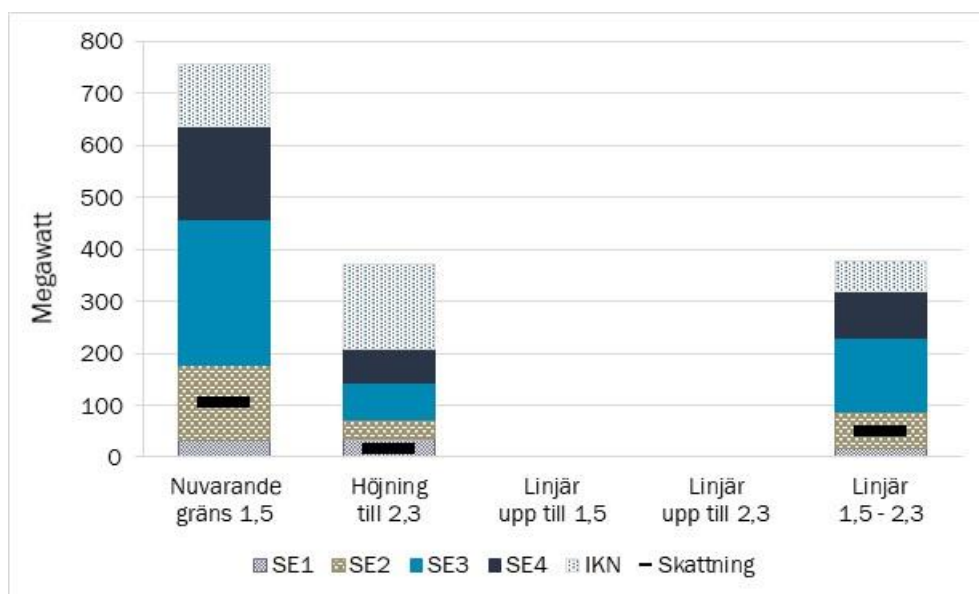
En förändring av undantagsregeln, där gränsen antingen höjs eller där en proportionell ökning av tariffen görs utifrån effektstorleken, innebär olika konsekvenser jämfört med dagens modell.

Outnyttjad kapacitet hos nedgraderade anläggningar

I Figur 10 sammanfattas de olika modellernas påverkan på nedgraderingarna. En höjning av gränsen skulle kunna innebära en minskning av den outnyttjade effekten, från 110 till 17 MW, eftersom antalet produktionsenheter med kapacitet mellan 2 300 och 3 100 kW i dagsläget är få. Den skattningen bygger dock på att samma andel av anläggningarna nedgraderar sig som i dagsläget. Eftersom förutsättningarna ser olika ut för olika typer och storlekar av anläggningar så är dock denna skattning mycket osäker.

Att utgå från att samma andel nedgraderas även bland de vindkraftverk som finns på högre effektnivåer är ett mycket osäkert antagande och ger bara en statisk bild utifrån dagens situation och säger inte så mycket om framtida scenarier. Om alla anläggningar, inklusive anslutningar till IKN⁷⁵, nedgraderas skulle den totalt outnyttjade effekten kunna bli hela 370 MW. Även om det inte skulle bli utfallet så visar det att det finns en stor risk för fortsatt outnyttjad kapacitet och utebliven produktion även vid en höjning av gränsen.

Figur 10 - Risk för outnyttjad installerad effekt (MW) på grund av nedgraderingar, samt skattningar utifrån dagens nedgraderingar. Nuvarande gräns jämfört med en förändring. Fördelat mellan elområden inom lokal- och regionnät.



Problemet med nedgraderingar kan alltså inte antas försvinna vid en höjning av gränsvärdet till 2 300 kW. Aktörernas agerande hittills talar för att problemet minskar, men det finns också risk för att det ökar, beroende på förutsättningar som är svåra att både styra och förutse. En ytterligare faktor är att de nyinvesteringar i vindkraft som görs snarare sker på nivåer runt 3 000 kW än runt 2 000 kW, vilket

⁷⁵ Det ska noteras att det finns fler anläggningar under nätområde "IKN" som kan vara aktuella för nedgradering jämfört med tidigare, vilket eventuellt skulle kunna påverka skattningen.

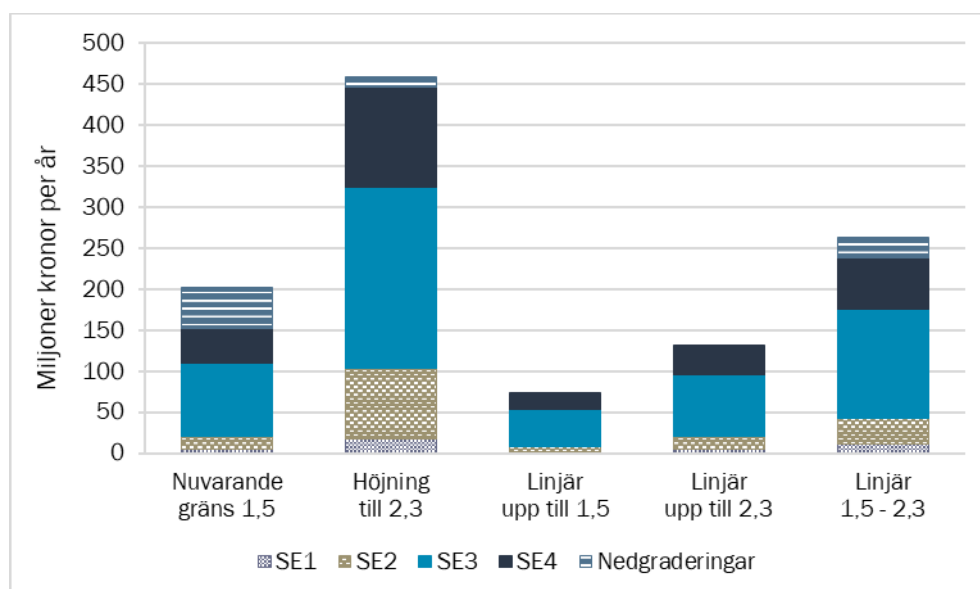
innebär att nytillkommande produktion riskerar att ytterligare öka problemet med nedgraderad effekt, vid en eventuell höjning av gränsen.

Med en rent linjär modell finns knappast några incitament att nedgradera överhuvudtaget, även om anläggningar i dessa storlekar skulle tillkomma, och vi antar därför att den outnyttjade kapaciteten blir noll. Med den delvis linjära modellen, där tariffen är proportionellt reducerad mellan 1 501 och 2 300 kW, beräknas att en anläggning på 2 000 kW går ungefär plus minus noll mellan förtjänsten av reducerad tariff och minskad intäkt av produktion. Eftersom variationen i tariffer är stor kommer vissa fortfarande ha incitament till nedgradering, varför vi antar att cirka hälften av nedgraderingseffekterna kvarstår.

Omfördelning av reducerade tariffer

Som visas i Figur 11 innebär en höjning av gränsen till 2 300 kW mer än en fördubbling av de kostnader som totalt omfördelas till andra kunder i lokalnäten. Visserligen minskar omfördelningen som följd av nedgraderingar med 38 miljoner kronor utifrån befintliga anläggningar, men omfördelningseffekterna av att fler omfattas av undantagsregeln ökar med nästan 300 miljoner kronor. Även den delvis linjära modellen, med intervallet 1 501–2 300 kW, innebär en ökning av de omfördelade tarifferna. De helt linjära modellerna innebär däremot en viss minskning, beroende på var taket sätts.

Figur 11 - Omfördelade tariffer (mnrkr per år) på grund av undantagsregeln. Nuvarande gräns jämfört med skattning av en höjning till 2 300 kW, samt tre linjära modeller. Fördelat på elområden.



En linjär modell kan minska problematiken med den nuvarande undantagsregeln men stora problem kvarstår

Utöver dagens nivåer på omfördelade tariffer kommer solkraftsanläggningarna som omfattas av undantagsregeln att bli fler framöver, vilket resulterar i ytterligare

omfördelningseffekter. Oavsett utformning av undantagsregeln innebär tillkomsten av nya anläggningar att övriga kundkollektivet drabbas, vilket är ett avsteg från en korrekt tariffutformning, både i ekonomisk och juridisk mening. Subventionen, i form av reducerade tariffer, riktas dessutom till alla anläggningar, även till fossil produktion och till investerare som inte längre har ekonomiskt behov av stödet.

Som visas ovan innebär både en höjning av gränsvärdet till 2 300 kW och den delvis linjära modellen (1 501–2 300 kW) att problematiken med omfördelade tariffer ökar, samtidigt som det fortfarande finns incitamentet att nedgradera produktionsenheterna. Däremot resulterar en helt linjär modell i att både incitamenten att nedgradera försvinner och att omfördelingsproblematiken minskar, vilket är att föredra. Dock innebär det också att förutsättningarna för de mindre produktionsanläggningarna ändras, särskilt de som är relativt stora bland dessa upp till 1 500 kW, som därmed får betala en betydligt högre inmatningstariff.

Konsekvenser för produktionskostnaden av en eventuell ändring av gränsvärdet

I tabellerna 8–10 nedan redovisas den subvention per kWh som den reducerade tariffen resulterar i vid olika utformning av undantagsregeln. Eftersom produktionen är olika stor för olika energislag, redovisas sol-, vatten- och vindkraft var för sig. Effektnivåerna för de olika energislagen har valts utifrån vilka som är vanliga bland de befintliga anläggningarna, samt vad som är mest relevant. Resultaten i nedanstående tabeller kan i viss mån skilja sig från Tabell 4 eftersom resultaten i den tabellen har beräknats utifrån faktiska tariffer och normalårsproduktion för de individuella anläggningarna. I tabellerna 8–10 har resultaten i stället beräknats utifrån schabloner och genomsnitt för respektive effektnivå.

Tabell 8 - Subvention av produktionen (öre/kWh) vid solkraftsanläggningar, utifrån respektive variant av undantagsregeln och vissa typstorlekar.

Solkraft (öre/kWh)	Nuvarande gräns 1,5 MW	Höjning till 2,3 MW	Linjär upp till 1,5 MW	Linjär upp till 2,3 MW	Linjär 1,5 - 2,3 MW
200 kW	18,1	18,1	16,1	16,8	18,1
800 kW	12,5	12,5	6,0	8,3	12,5
1 500 kW	11,1	11,1	-	4,0	11,1

90 procent av solkraftsanläggningarna är i nuläget mindre än 400 kW, men det finns även ett antal runt 800 kW. Framöver är det troligt att storleken kommer bli större men förmodligen anpassas efter undantagsregelns gränsvärde.

Solkraftsanläggningarna är tekniskt lätta att dela upp i olika produktionsenheter vilket möjliggör att de kan dra nytta av undantagsregeln som den är skriven idag. Subventionen som solkraftsproduktionen får är, enligt Tabell 8, relativt stor jämfört med andra energislag oavsett hur modellen för regeln är utformad. Anledningarna till detta förklaras i avsnitt 5.2.

De flesta vattenkraftsanläggningarna är mindre än 1 500 kW och har ett genomsnitt på 450 kW.⁷⁶ 90 procent av dessa anläggningar har funnits sedan undantagsregeln infördes och nyinvesteringar i sådana anläggningar är ovanligt. Det förekommer även vattenkraftsanläggningar med högre effekt men dessa har en mer storskalig karaktär och är inte aktuella för den här typen av stöd, vilket de heller inte haft historiskt.

Tabell 9 - Subvention av produktionen (öre/kWh) vid vattenkraftsanläggningar, utifrån respektive variant av undantagsregeln och vissa typstorlekar.

Vattenkraft (öre/kWh)	Nuvarande gräns 1,5 MW	Höjning till 2,3 MW	Linjär upp till 1,5 MW	Linjär upp till 2,3 MW	Linjär 1,5 - 2,3 MW
400 kW	3,5	3,5	2,7	3,0	3,5
800 kW	3,2	3,2	1,5	2,1	3,2
1 500 kW	3,0	3,0	-	1,1	3,0
2 000 kW	-	2,9	-	0,4	1,1

För en vattenkraftsanläggning på 400 kW är effekterna på produktionskostnaderna vid en förändring av gränsvärdet likartade jämfört med dagens undantagsregel. För anläggningar på 800, 1 500 och 2 000 kW skulle förutsättningarna förändras av de helt linjära modellerna. Kostnadsreduktionen skulle då minska med mellan 1–3 öre per kWh.

Som framgår av Tabell 10 är det de linjära modellerna som innebär störst påverkan för vindkraftsanläggningarnas produktionskostnader jämfört med dagens undantagsregel. En stor del av de investeringar som gjordes i vindkraftsanläggningar under 1990-talet gjordes med en effektstorlek på upp till 600 kW. Under 2000-talet var det vanligast med anläggningar på 800–900 kW och 2 000 kW, medan det på 2010-talet främst investerades i storlekar på 2 000 kW och 2 300 kW eller större.

Tabell 10 - Subvention av produktionen (öre/kWh) vid vindkraftsanläggningar, utifrån respektive variant av undantagsregeln och vissa typstorlekar.

Vindkraft (öre/kWh)	Nuvarande gräns 1,5 MW	Höjning till 2,3 MW	Linjär upp till 1,5 MW	Linjär upp till 2,3 MW	Linjär 1,5 - 2,3 MW
600 kW	6,6	6,6	4,1	5,0	6,6
900 kW	5,9	5,9	2,4	3,7	5,9
1 500 kW	5,0	5,0	-	1,8	5,0
2 000 kW	-	4,5	-	0,6	1,7
2 300 kW	-	4,3	-	-	-

⁷⁶ Genomsnittet beräknat exklusive de anläggningar som är större än 1 500 kW.

Sammantaget medför de helt linjära modellerna de största minskningarna av omfördelningseffekter och nedgraderingar men de innebär också en viss ökning av produktionskostnaderna för befintliga mindre produktionsanläggningar. Den delvis linjära modellen minskar problematiken med nedgraderingar men ökar omfördelningseffekterna och kommer att innebära oförändrade produktionskostnader för befintliga mindre anläggningar. Den delvis linjära modellen minskar även produktionskostnaderna för större anläggningar. Även en förändring av gränsen för undantag från 1 500 kW till 2 300 kW skulle lämna de befintliga produktionsanläggningarna opåverkade medan de något större anläggningarna skulle få lägre produktionskostnader, på bekostnad av övriga nätanvändare.

6.5 Ytterligare alternativ till förändring av undantagsregeln

Utöver att analysera de förslag på förändringar som specifikt framgår i uppdragsbeskrivningen kan det också finnas andra alternativ vid utformningen av eventuella undantagsregler. Nedan ges en översikt av några sådana alternativ och vilka effekter de skulle medföra.

Ta bort undantagsregeln

Ett alternativ är att helt ta bort undantaget för produktionsanläggningar med en effekt om högst 1 500 kW. Ett sådant förslag innebär att befintlig korssubventionering till mindre produktionsanläggningar från övriga kundkollektivet försvinner. Det uppstår heller inget incitament att nedgradera kapaciteten och samhället går därmed inte miste om den potential av effekt och energi som i dagsläget är outnyttjad. För framtida produktion skulle en borttagen undantagsregel minska suboptimeringen av storleken på produktionsanläggningar.

Ei anser att det i grunden vore bra att ta bort undantagsregeln. Då skulle alla investeringar i kraftproduktion ske på samma marknadsvillkor oavsett storleken på anläggning. Nätavgifterna skulle också bli mer kostnadsriktiga och kunna minskas för många uttagskunder. Vi ser även att ett borttagande är i linje med ACERs tolkning av elmarknadsförordningen (EU) 2019/943 som beskrivs i kapitel 2.

Vi ser även risker med att ta bort undantagsregeln. För de vindkraftverk som analyserats inom uppdraget skulle de ekonomiska förutsättningarna försämrats ytterligare på ett sätt de inte hade kunnat förutse. Även ägare av andra befintliga anläggningar som omfattas av undantagsregeln, särskilt småskalig vattenkraft, skulle drabbas negativt av en sådan förändring. En borttagen undantagsregel får även negativa konsekvenser för ägare av småskaliga solkraftsparker och framtida mindre produktionsanläggningar.

Av uppdragsbeskrivningen framgår också att ett förslag sammantaget inte ska innebära en försämring jämfört med dagens läge. Utifrån de konsekvenser som beskrivits är det dock uppenbart att detta alternativ innebär en försämring för befintliga anläggningar.

Ta bort undantagsregeln, men behåll undantaget i en övergångsbestämmelse för befintliga produktionsanläggningar

Ett alternativ till att ta bort dagens undantag är att låta nuvarande regelverk fortsätta att gälla för befintliga anläggningar. Ett sådant alternativ kan motiveras med att det är rimligt att inte ändra förutsättningarna för befintliga anläggningar, men att det ändå förbättrar regelverket framöver. De problem som finns med undantagsregeln i dagsläget kommer då att kvarstå på kort sikt. En ökning på grund av framtida utbyggnad av solkraft, som är enkelt skalbar, undviks däremot.

Genom att bibehålla regelverket för befintliga anläggningar påverkas inte de ekonomiska förutsättningarna för dessa. Samtidigt kan, om det bedöms nödvändigt, ett nytt ändamålsenligt stöd utformas för att gynna utbyggnaden av framtida elproduktion, exempelvis solkraft. För solkraft kan det vara motiverat att stödja tekniker som inte ännu är konkurrenskraftiga om det förekommer tekniskt lärande och obehindrad kunskapsspridning. Stödet bör i så fall vara teknikspecifikt (teknikpolitiskt stöd) så att det inte tillfaller investeringar i energislag eller tekniker som redan är lönsamma utan stöd. Ett sådant stöd bör dock inte finansieras via nätanvändarnas tariffer. Det är heller inte lämpligt att ha en skarp effektgräns för att få stödet, eftersom det leder till suboptimering vid anläggning av produktion.

Alternativet medför vissa nackdelar. Om det finns två parallella regelverk, ett för befintliga och ett för nya anläggningar, skulle det innebära en viss ökad administrativ belastning för nätföretagen att hålla ordning på vilka som går under vilket regelverk.

7 Analys av de ekonomiska förutsättningarna för ägare av vissa produktionsanläggningar

Som en del i uppdraget har Ei analyserat de ekonomiska förutsättningarna för ägare till produktionsanläggningar med tidiga investeringar inom elcertifikatsystemet. I kapitel 4 framgår att det huvudsakligen är vindkraften som byggts ut under åren 2006–2020. Därför presenteras i följande kapitel en lönsamhetsanalys för vindkraften. Analysen är kopplad till de förändrade förutsättningar som skett på marknaden för elcertifikat. Därför inleds kapitlet med en överblick av den marknaden. Därefter följer en beskrivning av intäkter, kostnader och en analys kring ett eventuellt ekonomiskt stöd till de berörda produktionsanläggningarna.

7.1 Beskrivning av elcertifikatsystemet

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem som ska öka produktionen av förnybar el på ett kostnadseffektivt sätt. Elcertifikatsystemet berör främst producenter av förnybar el, elhandelsföretag och elanvändare. Reglerna finns i lagen (2011:1200) om elcertifikat, förordningen (2011:1480) om elcertifikat och Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd (STEMFS 2011:4) om elcertifikat.

Elcertifikat har funnits i Sverige sedan 2003. Det ursprungliga målet med stödsystemet var att öka den förnybara elproduktionen i Sverige med 10 TWh till år 2010 jämfört med 2002 års nivå. Målet har sedan justerats vid ett flertal tillfällen. Sedan den 1 januari 2012 har Sverige och Norge en gemensam elcertifikatmarknad, där målet var att öka den förnybara elproduktionen med 28,4 TWh mellan åren 2012 och 2020. Sverige har sedan 2016 även som mål att öka den förnybara elproduktionen med ytterligare 18 TWh till 2030.

Ett elcertifikat tilldelas den som producerat 1 MWh el. De energikällor som har rätt att tilldelas elcertifikat är vindkraft, viss vattenkraft, vissa biobränslen, solenergi, geotermisk energi, vågenergi och torv i kraftvärmeverk. För att tilldelas elcertifikat ska anläggningen vara godkänd för tilldelning av elcertifikat. Nya anläggningar som tagits i drift efter elcertifikatsystemets införande har rätt till elcertifikat i 15 år.

Elproducenterna kan sälja elcertifikaten på en öppen marknad där priset bestäms mellan köpare och säljare baserat på tillgång och efterfrågan. Elcertifikaten ger på

så sätt en extra intäkt till den förnybara elproduktionen, utöver elförsäljningen. På marknaden finns sedan 2012 både svenska och norska elcertifikat.

Elcertifikatsystemet har påverkat marknadens funktion genom att förändra relativpriserna mellan olika produktionsteknologier. Att producenter som erhåller elcertifikat ges en ytterligare intäkt, gör att den företagsekonomiska risken vid investeringsbesluten minskar.⁷⁷ Allt annat lika stimulerar elcertifikatsystemet till ett ökat utbud av el genom att stimulera investeringar upp till det förutbestämda målet. Styrmedlet beaktar inte om det finns efterfrågan på elkraft. I praktiken kan styrmedlet leda till för mycket produktion eftersom investerare inte möter korrekta prissignaler. Elcertifikatsystemet är utformat för att priset på elcertifikat ska sjunka när produktionskostnaden för förnybara energilag blir lägre.

Köpare av elcertifikat är svenska eller norska kvotpliktiga aktörer, främst elhandelsföretag. Den som är kvotpliktig måste köpa en viss andel elcertifikat i förhållande till sin elförsäljning eller elanvändning. Hur stor andel elcertifikat de kvotpliktiga måste köpa varje år bestäms genom en kvot i lagen om elcertifikat.

Kvotplikten påverkar priset på elcertifikat, eftersom den styr efterfrågan. Givet att teknikutvecklingen går framåt kommer kostnaderna för produktion av förnybar el att sjunka. Samtidigt förväntas de mest effektiva investeringarna göras först, vilket innebär ökade kostnader över tid. Kvotplikten måste således justeras för att beakta hur dessa två motsatta effekters påverkan förändras. Sammantaget är elcertifikatsystemet inte en del av marknadsdesignen för en renodlad *energy only*-marknad, eftersom systemet påverkar prisbildningen för de kraftslag som ingår.⁷⁸

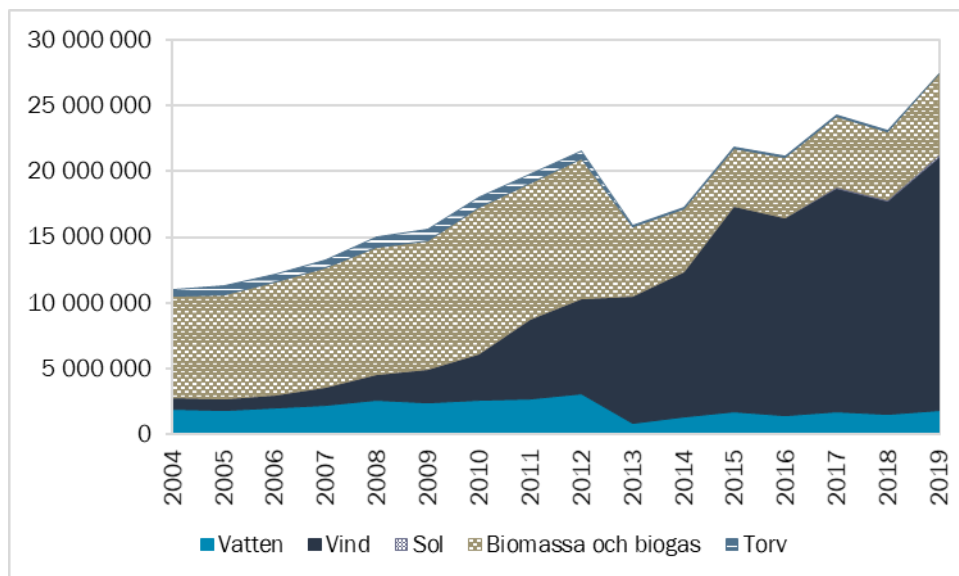
Utfärdade elcertifikat och prisutveckling

I takt med att utbyggnaden av förnybar elproduktion fortskrider, utfärdas varje år fler elcertifikat. År 2012 utfärdades totalt cirka 11 miljoner elcertifikat och 2019 var den siffran drygt 27 miljoner. Vilka teknikslag som dominerar har förändrats över tid, som vi kan se i Figur 12 nedan. Mellan åren 2004–2012 var biomassa och biogas den teknik som erhöll flest elcertifikat, men från 2012 och framåt har vindkraften varit den starkt dominerande tekniken inom elcertifikatmarknaden. Solkraft står för en väldigt liten del av de utfärdade elcertifikaten och kommer sannolikt inte att öka markant inom stödsystemet.

⁷⁷ Energimyndigheten, 2021

⁷⁸ Ei, R2016:04

Figur 12 - Utfärdade elcertifikat per energikälla



Prisutvecklingen på elcertifikaten mellan 2003 och 2020 illustreras i Figur 13 nedan. I början av perioden låg priset på cirka 200 kronor per MWh. Det har sedan varit volatilt, med pristoppar på över 350 kronor per MWh under vissa perioder. Den genomgående trenden är att priset sjunkit över tid och det senaste året har priserna för elcertifikat legat på en väldigt låg nivå. I december 2020 var det genomsnittliga spotpriset på elcertifikat cirka 2 kronor per MWh.

Figur 13 - Prisutveckling elcertifikat 2003-2020



Källa: Svensk Kraftmäklning (SKM)

Elcertifikatsystemet kommer att avslutas i förtid, vilket påverkar tidiga investerare inom elcertifikatsystemet

Riksdagen antog i november 2020 regeringens proposition om att avsluta elcertifikatsystemet i förtid.⁷⁹ Riksdagens beslut innebär att stoppdatumet för nya anläggningar inom elcertifikatsystemet tidigareläggs till utgången av 2021 och att elcertifikatsystemet avslutas 2035 istället för 2045.

Anledningen till beslutet är att det gemensamma målet med Norge inom elcertifikatsystemet om 46,4 TWh ny förnybar elproduktion till 2030 bedöms nås inom närtid. Stoppdatumet kan dock komma att flyttas fram om inte målet om förnybar elproduktion i systemet uppnås.

Om elcertifikatsystemet inte stängs i balans kommer elcertifikatpriset att närma sig noll. Det skulle innebära att investerare inte får den extra intäkt från försäljning av elcertifikat som de räknat med. Det finns en risk att riksdagens beslut om stoppdatum innebär att balans inte kommer att nås eftersom tillgänglig statistik indikerar att vi redan är väldigt nära det uppsatta målet för 2030, vilket Ei uttryckt i remissvar till Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019.⁸⁰ Hur elcertifikatsystemet bör avslutas berörs inte i denna rapport. Det som analyseras är vilka effekter utvecklingen av elcertifikatsystemet haft för mindre produktionsanläggningar som gjort tidiga investeringar inom systemet. På det viset kan vi få underlag för att bedöma hur investerarens lönsamhet kan kopplas till förändringar inom elcertifikatsystemet.

7.2 Totala intäkter för investerare inom ramen för elcertifikatsystemet

För att beräkna ett genomsnittligt resultat för investerare inom elcertifikatsystemet behöver vi titta på hela intäktssidan, det vill säga både intäkter från försäljning av el och elcertifikat, samt kostnaderna för att producera el. Vid elförsäljning har vi i denna analys antagit att investerare inom ramen för elcertifikatsystemet prissäkrar 75 procent av sin portfölj och att återstående 25 procent säljs på dagen före marknaden. Denna fördelning härstammar från Energimyndighetens rapport Vindkraftsstatistik 2017 där det anges att cirka 70–80 procent prissäkras.⁸¹ Som prissäkring används ofta forwardkontrakt som sträcker sig långt in i framtiden, till exempel så kallade PPA-kontrakt, men i denna analys används tvååriga forwardkontrakt eftersom tillgången på data är bättre för de kontrakten. Även om dessa forwardkontrakt kan antas spegla PPA-kontrakten ganska bra, finns en risk för att i någon grad underskatta intäkterna från försäljning av el eftersom PPA-

⁷⁹ Prop. 2020/21:16 – Elcertifikat–Stopregel och kontrollstation 2019

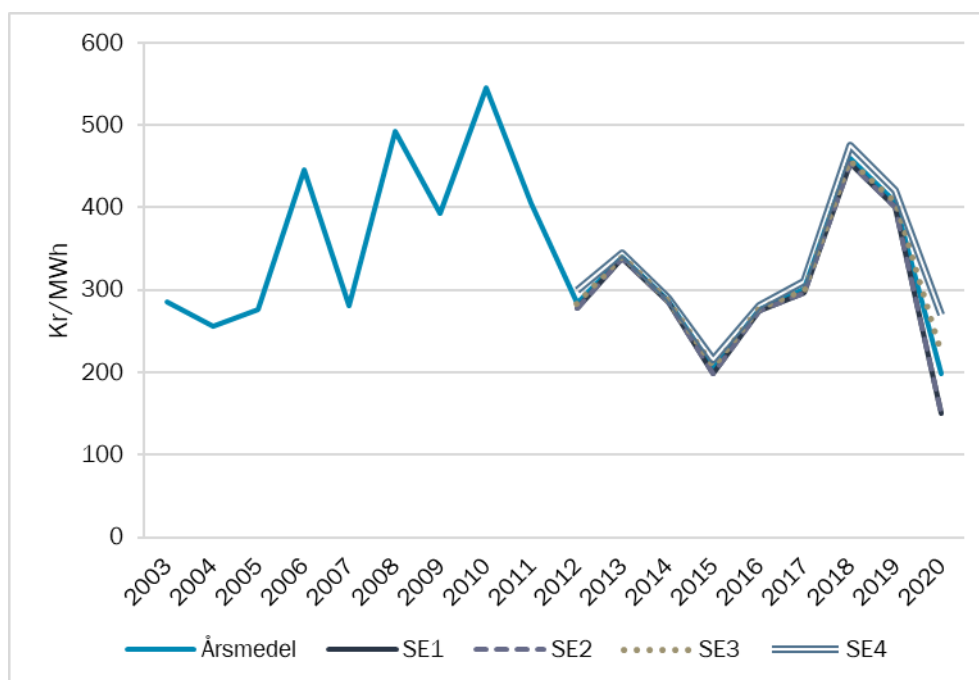
⁸⁰ Ei remissvar – Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019

⁸¹ Energimyndigheten, ER2018:13

kontrakten historiskt gett något högre pris.⁸² I analysen har inte intäkter från försäljning av ursprungsgarantier beaktats, vilket är ytterligare en faktor som innebär en risk för underskattning av intäkterna.

I Figur 14 nedan presenteras spotprisets utveckling i Sverige åren 2003–2020. Sedan 1 november 2011 är Sverige indelat i fyra elområden. Från den tidpunkten och framåt används det genomsnittliga spotpriset i elområde SE1–SE4 i analysen. Givet antagandet att aktörer endast säljer 25 procent av sin producerade energi till spotpriset, samt att spotpriserna i de svenska elområdena till stor del följs åt⁸³, bedöms det inte ha någon större påverkan på resultatet. Denna avgränsning innebär att vi analyserar den genomsnittliga intäktsportföljen för en aktör i Sverige, och inte i något särskilt elområde.

Figur 14 - Spotpris, Nord Pool, årsmedel 2003–2020, SEK/MWh



Källa: Nord Pool

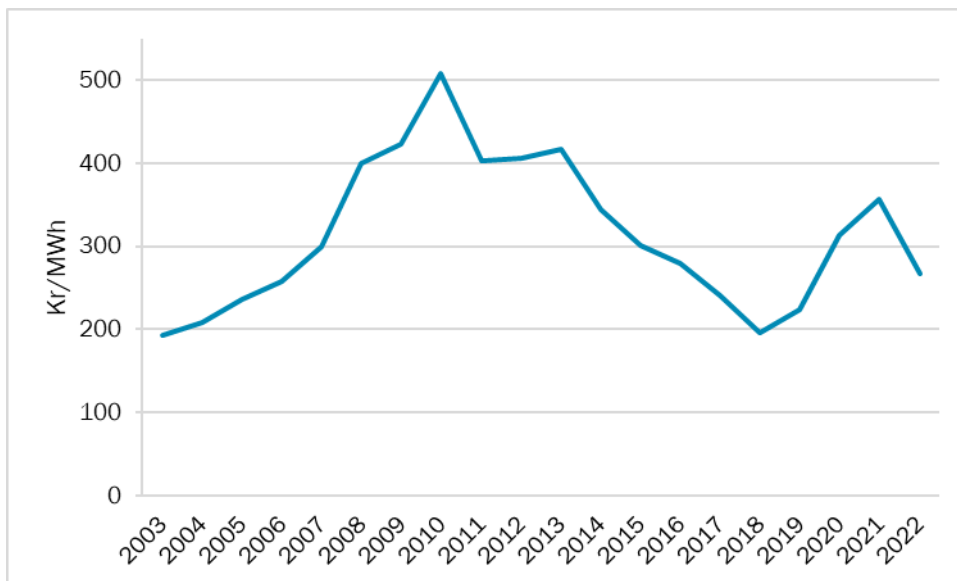
Det finns många typer av forwardkontrakt som aktörer kan använda sig av för prissäkring. På grund av god tillgång på data har vi valt att använda Nord Pools tvååriga forwardkontrakt i den här analysen. Generellt följer olika prissäkringskontrakt varandra ganska bra eftersom de reflekterar marknadens bedömning om framtida grossistpriser på energi. Eftersom vi i analysen antagit att en aktörs portfölj består av 25 procent spotkontrakt och 75 procent forwardkontrakt, påverkar forwardprisets utveckling aktörernas intäkter i större

⁸² ELS Analysis, 2020

⁸³ I genomsnitt har spotpriset varit 4,3 % högre i SE4 i jämförelse med SE1 (2012–2019). Detta innebär att intäkterna från försäljning av el för en aktör i SE4 skulle vara cirka 1 % högre än för en aktör i SE1, i genomsnitt.

utsträckning än spotprisets utveckling. Över tid har forwardpriset varierat ganska mycket, även om det av förklarliga skäl inte är lika volatilt som spotpriset. I Figur 15 nedan ser vi prisutvecklingen för Nord Pools tvååriga forwardkontrakt för perioden 2003–2022. Ett tvåårigt forwardkontrakt som köps exempelvis i januari 2020, innebär en intäkt för aktören i januari 2022. Detta har beaktats i analysen.

Figur 15 - Forwardpris, Nord Pool 2 år, årsmedel 2003–2022, Kr/MWh



Källa: Nord Pool

Intäkterna från försäljning av el måste också kompletteras med den extra intäkt som aktörer inom elcertifikatsystemet får från försäljning av elcertifikat.

Elcertifikatprisets utveckling finns presenterat i avsnitt 7.1 och den generella trenden är att priset på elcertifikat sjunkit över tid. I Tabell 11 nedan adderas investerarens intäkter från försäljning av el och elcertifikat för att summeras till deras uppskattade totala intäkter. Tabellen visar de genomsnittliga intäkter i kronor per kWh som en genomsnittlig investerare vid respektive år får under den 15-årsperiod som de deltar på elcertifikatmarknaden. En investerare vid exempelvis 2004 representerar där en investerare vars produktionsanläggning tagits i drift 2004. Intäkterna redovisas då som genomsnitt för åren 2004–2018 för den genomsnittlige investeraren från 2004.

Tabell 11 - Genomsnittliga intäkter, kr/kWh

Investerare vid år	Försäljning av EI	Försäljning av elcertifikat	Totalt
2004	0,33	0,20	0,53
2005	0,34	0,19	0,52
2006	0,34	0,17	0,52
2007	0,34	0,16	0,50
2008	0,34	0,15	0,49
2009	0,33	0,14	0,47
2010	0,32	0,12	0,44
2011	0,30	0,10	0,40
2012	0,29	0,08	0,38
2013	0,29	0,07	0,36
2014	0,28	0,06	0,34
2015	0,28	0,05	0,32
2016	0,28	0,04	0,31
2017	0,27	0,03	0,30
2018	0,28	0,02	0,30
2019	0,28	0,02	0,29

I Tabell 11 kan vi se att de genomsnittliga intäkterna under en 15-årsperiod successivt har sjunkit under perioden och att de för en investerare från 2019 endast uppgår till 29 öre per kWh. En orsak till de låga värdena för de senare årens investerare är att forwardkontrakten för 2022, vars prisnivå antas gälla för intäkter längre framåt i tiden, utgår från det låga elpris som varit under 2020.

7.3 Kostnadsutveckling för vindkraften

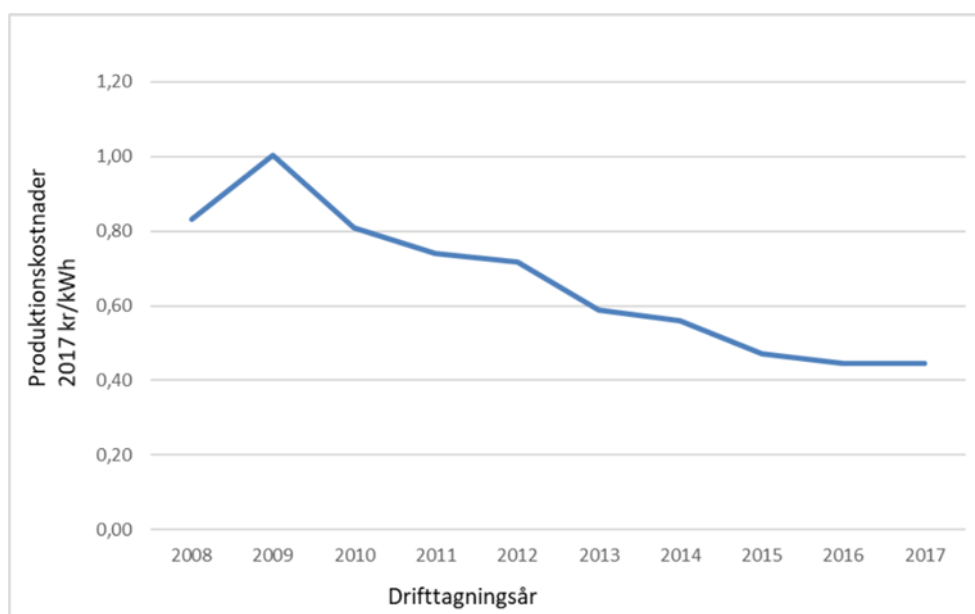
Produktionskostnaderna för vindkraft har i den här rapporten definierats som kostnaden för att producera en kWh. För att mäta den kostnaden används de genomsnittliga totala kostnaderna för att bygga och driva en produktionsanläggning delat på antalet förväntade producerade kWh under en anläggnings livstid. Att uppskatta den totala produktionskostnaden för en kWh kallas ofta för levelized cost of energy, LCOE. Varje år rapporterar Energimyndigheten in de uppgifter som behövs för att kunna beräkna produktionskostnaden för vindkraften till IEA. Det finns även sammanställningar som Energimyndigheten tagit fram över kostnadsutvecklingen av vindkraft.⁸⁴

För vindkraften har produktionskostnaderna från 2008 till 2017 minskat med 45 procent, från 0,83 kronor per kWh till 0,45 kronor per kWh uttryckt i 2017 års

⁸⁴ Exempelvis Energimyndigheten, 2018 och ER2018:13

prisnivå.⁸⁵ Värt att notera är att det sker en viss eftersläpning i rapporteringen av produktionskostnaderna eftersom kostnadsberäkningen utgår från årsrapportdata. Det betyder att uppgifter kommer in tidigast ett år efter idrifttagande, vilket ofta sker ett till två år efter investeringsbesluten. I Energimyndighetens rapport *Vindkraftens teknik och kostnadsutveckling* från 2018 framkommer att vissa projekt angett att de räknar med att kunna producera till en kostnad av cirka 0,3 kronor per kWh runt 2019.

Figur 16 - Utveckling av produktionskostnader för vindkraft 2008–2017, uttryckt i 2017 års prisnivå



Källa: Energimyndigheten (2018)

I Figur 16 kan vi se att produktionskostnaderna minskat kraftigt sedan toppen 2009. Det är flera faktorer som har bidragit till den kraftiga kostnadsminskningen. En förbättrad kapacitetsfaktor till följd av högre vindkraftverk med större rotorerna har gjort att de nyare vindkraftverken kan producera under fler timmar. Antalet fullasttimmar har under perioden stigit med 40 procent till drygt 3 200 under 2019. Även investeringskostnaderna har sjunkit, med i genomsnitt 25 procent per installerad kW till drygt 10 000 kronor per installerad kW 2019. De minskade investeringskostnaderna har skett dels till följd av teknikutvecklingen, dels på grund av utvecklingen på den internationella marknaden. Drift och underhållskostnader har också sjunkit. En anledning till det är att arrendekostnader i många fall varit kopplade till intäkterna, vilka har sjunkit till följd av ett lägre elpris och minskade intäkter från elcertifikat. Den sista posten som bedömts ha en större påverkan på produktionskostnaderna är finansieringskostnaderna. Dessa har sedan 2008 sjunkit och en WACC⁸⁶ för 2019 uppskattas av IEA till 5 procent för investerare i Sverige. En anledning till de

⁸⁵ Energimyndigheten, 2018

⁸⁶ kostnaden för kapital är uttryckt i nominella termer efter skatt.

minskande finansieringskostnaderna är en ökad tillgång till kapital. Men även sjunkande ränteläge, samt mer och längre prissäkring av elförsäljning har gjort att avkastningskraven på investeringarna minskat, vilket gjort att fler investeringar bedömts lönsamma och kunnat genomföras.

Produktionskostnader till grund för analys

För analysen av produktionskostnader har data inhämtats från IEA.⁸⁷ Inhämtade kostnadsdata har räknats om till svenska kronor med medelväxelkursen för 2019, där 1 euro motsvarar 10,6 svenska kronor. För att räkna om investeringskostnaderna till produktionskostnad per kWh har normalårsproduktionen använts. Produktionskostnaderna är beräknade som summan av aktörers investeringskostnader samt kostnader för drift och underhåll.

Räntekostnader är exkluderade i den här analysen eftersom det är svårt att beräkna dem på ett sätt som skapar en rättvis bild av verkligheten. Dessutom är det rörelseresultatet före finansiella poster som är av intresse när vi uppskattar lönsamheten för tidiga investerare inom elcertifikatsystemet.

Investeringskostnaderna är beräknade utifrån en avskrivningstid på 20 år. Om en längre avskrivningstid använts i analysen, exempelvis 25 år, hade kostnaderna för respektive år sjunkit – vilket innebär att de genomsnittliga kostnaderna för de 15 år som investerare kan erhålla elcertifikat kan vara något överskattade, i just detta hänseende.

Kostnaderna för drift och underhåll har minskat över tid, både tack vare lägre kostnader räknat i kronor per kWh och förbättrad kapacitet – det vill säga att nyare vindkraftverk beräknas ha fler fullasttimmar per år.

Vidare är det viktigt att komma ihåg att dessa uppskattade produktionskostnader är genomsnittliga för samtliga aktörer. Investerare med mindre produktionsanläggningar blir till exempel subventionerade genom undantaget i 4 kap. 10 § ellagen vilket innebär att dessa kostnader kanske är något överskattade för dem, och på samma sätt kanske underskattade för investerare med större produktionsanläggningar. Även andra faktorer kan såklart påverka produktionskostnaderna, positivt eller negativt, för den enskilde aktören.

Tabell 12 nedan visar de genomsnittliga produktionskostnaderna i kronor per kWh som en genomsnittlig investerare vid respektive år får under den 15-årsperiod som de deltar på elcertifikatmarknaden. En investerare vid exempelvis 2004 representerar i tabellen en genomsnittlig investerare vars produktionsanläggning

⁸⁷ IEA, 2020

tagits i drift 2004. Produktionskostnaderna redovisas där som ett genomsnitt per kWh för åren 2004–2018.

Tabell 12 - Genomsnittlig produktionskostnad, kr/kWh

Investerare vid år	Investeringskostnad	Drift och underhåll	Totalt
2004	0,25	0,21	0,46
2005	0,24	0,21	0,45
2006	0,33	0,26	0,59
2007	0,30	0,26	0,56
2008	0,30	0,29	0,59
2009	0,33	0,35	0,68
2010	0,35	0,21	0,56
2011	0,30	0,21	0,51
2012	0,29	0,21	0,51
2013	0,27	0,18	0,44
2014	0,26	0,19	0,45
2015	0,23	0,15	0,38
2016	0,22	0,16	0,38
2017	0,23	0,14	0,37
2018	0,20	0,12	0,32
2019	0,16	0,12	0,28

Källa: Ei:s bearbetning av data från IEA (2020)

7.4 Vindkraftens lönsamhet

För att uppskatta lönsamheten för tidiga investerare inom elcertifikatsystemet har vi först summerat aktörernas totala intäkter, det vill säga både från försäljning av el och försäljning av elcertifikat, i avsnitt 7.2. Vi har sedan beräknat produktionskostnaderna för dessa tidiga investerare, vilket presenterades i avsnitt 7.3. I det här avsnittet slår vi ihop de två delarna och får då ett genomsnittligt rörelseresultat för vindkraftsproducenter inom elcertifikatsystemet.

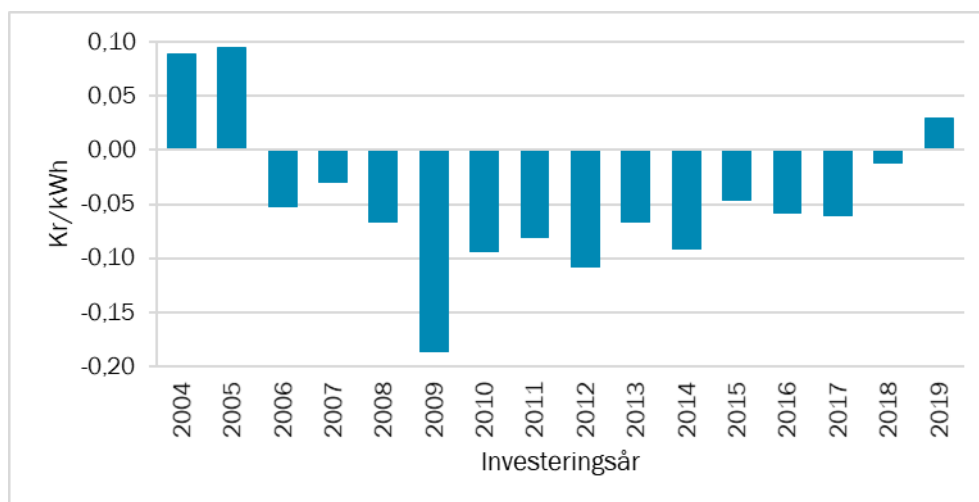
I Tabell 13 nedan visas resultatet för en genomsnittlig investerare från respektive år (2004–2019), för de 15 år som investerarna får elcertifikat. Resultatet är uttryckt i kronor per kWh. En investerare vid exempelvis 2004 representerar i tabellen det årliga resultatet för en genomsnittlig investerare vars produktionsanläggning tagits i drift 2004.

Tabell 13 - Sammanställning över den genomsnittlige investerarens resultat, för 15 år inom elcertifikatsystemet, kr/kWh

Invest- erare	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	År 9	År 10	År 11	År 12	År 13	År 14	År 15
2004	0,03	0,03	0,03	0,04	0,20	0,33	0,39	0,21	0,12	0,15	0,08	0,01	-0,02	-0,10	-0,18
2005	0,04	0,05	0,06	0,22	0,34	0,41	0,23	0,13	0,16	0,08	0,02	-0,01	-0,08	-0,17	-0,05
2006	-0,10	-0,08	0,08	0,21	0,26	0,09	0,00	0,02	-0,06	-0,12	-0,15	-0,22	-0,31	-0,19	-0,24
2007	-0,05	0,12	0,25	0,31	0,12	0,03	0,06	-0,03	-0,09	-0,13	-0,19	-0,28	-0,15	-0,20	-0,20
2008	0,10	0,23	0,30	0,11	0,00	0,04	-0,04	-0,11	-0,15	-0,22	-0,30	-0,18	-0,22	-0,22	-0,32
2009	0,13	0,21	0,02	-0,08	-0,06	-0,13	-0,20	-0,24	-0,31	-0,40	-0,27	-0,31	-0,31	-0,41	-0,42
2010	0,33	0,15	0,05	0,08	-0,01	-0,07	-0,11	-0,19	-0,27	-0,15	-0,19	-0,18	-0,28	-0,29	-0,29
2011	0,21	0,11	0,14	0,05	-0,02	-0,06	-0,13	-0,22	-0,09	-0,14	-0,13	-0,23	-0,23	-0,24	-0,24
2012	0,11	0,15	0,06	-0,01	-0,06	-0,13	-0,21	-0,09	-0,14	-0,13	-0,23	-0,23	-0,23	-0,24	-0,24
2013	0,21	0,13	0,06	0,01	-0,06	-0,15	-0,02	-0,07	-0,07	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,18
2014	0,13	0,06	0,02	-0,06	-0,15	-0,02	-0,07	-0,07	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,18	-0,18
2015	0,12	0,08	0,01	-0,08	0,04	0,00	0,00	-0,10	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,12
2016	0,09	0,01	-0,08	0,05	0,00	0,01	-0,10	-0,10	-0,11	-0,11	-0,10	-0,10	-0,11	-0,11	-0,12
2017	0,02	-0,06	0,06	0,02	0,02	-0,08	-0,09	-0,09	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,11
2018	-0,01	0,12	0,08	0,08	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05
2019	0,16	0,12	0,13	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,01

För att få en mer överskådlig bild av de tidiga investerarnas resultat har vi sammanställt det genomsnittliga resultatet för hela 15-årsperioden, för investerare från respektive år, i Figur 17 nedan. Investerare från 2004, 2005 och 2019 har ett positivt genomsnittligt resultat medan investerare från övriga år uppskattas ha ett negativt resultat. Bäst har det, enligt vår uppskattning, gått för investerare vars produktionsanläggningar togs i drift 2005. Deras genomsnittliga resultat för 15-årsperioden beräknades till 9,5 öre per kWh. Sämst har det gått för investerare från 2009, vars genomsnittliga resultat under 15-årsperioden inom elcertifikatsystemet beräknades till minus 18,6 öre per kWh.

Figur 17 - Resultat exklusive räntekostnader medelvärden för investerare 2004–2019



Källa: Ei:s bearbetning av kostnader och intäkter publicerade ovan

Innan några slutsatser om tidiga investerares behov av stöd dras, är det viktigt att uppmärksamma att dessa siffror är baserade på antaganden, bland annat om portföljutformning. För den enskilde aktören kan resultatet avvika kraftigt från våra uppskattningar eftersom både intäkter och kostnader kan variera. Intäkterna är dessutom möjligen något underskattade eftersom ursprungsgarantier är exkluderade i analysen samt att den antagna portföljutformningen eventuellt underskattar aktörers genomsnittliga intäkter. Anledningen till den möjliga underskattningen av framtida intäkter är att analysen använder tvååriga forwardkontrakt, som alltså sträcker sig till 2022 som längst. För åren som följer har sedan prisnivån från 2022 använts eftersom vi inte har annan data. Skulle man istället baserat analysen på prognoser om framtida elpriser skulle de vara något högre.⁸⁸ Om det funnits tillförlitlig tillgång på data gällande PPA-kontrakt skulle det också rimligtvis gett en högre uppskattning av framtida intäkter för aktörer efter år 2022.⁸⁹

Eftersom kostnadssidan kan vara överskattad, i och med antagandet om 20 års avskrivningstid, bör resultatet i denna analys tolkas med dessa osäkerheter i beaktande. Ei:s sammantagna bedömning av antaganden och osäkerheter kring de uppskattade resultaten är att de förmodligen visar en något sämre bild av investerares ekonomiska situation än vad som faktiskt är fallet. Som grund för en kvalitativ analys av lönsamheten är det ändå viktigt att kvantifiera situationen och uppskatta ett genomsnittligt resultat för investerare inom elcertifikatsystemet.

Anledningen till att uppskattningarna pekar mot att de allra tidigaste investerarna har haft positiva resultat, kan vara att de inte exponerats för det låga

⁸⁸ I Svenska kraftnäts rapport Långsiktig marknadsanalys 2018, SVK 2018/2260, uppskattas elpriserna till cirka 50 EUR per MWh för 2030, vilket är väsentligt högre än prisnivån för forwardkontrakten 2022.

⁸⁹ ELS Analysis, 2020

elcertifikatpriset under de senare åren av analysperioden. Dessutom är det rimligt att vindkraftverk byggdes på platser med de mest gynnsamma förhållandena först, vilket gör att dessa investerares produktionskostnader förmodligen är lägre jämfört med de som investerade under de närmaste åren därefter, trots att en teknikutveckling antas ha skett. En investerare från 2019 uppskattas också ha ett positivt genomsnittligt resultat för sin 15-årsperiod inom elcertifikatsystemet. Detta kan bero på att teknikutvecklingen kommit så långt att dessa vindkraftverk har väldigt låga produktionskostnader. Energimyndigheten har uppskattat att landbaserad vindkraft uppnådde prisparitet runt 2018,⁹⁰ vilket stöder detta resonemang.

Sämst resultat har, enligt våra beräkningar, investerare från 2009. Tänkbara anledningar är att produktionskostnaderna var höga för de som investerade runt den tiden. Teknikutvecklingen hade inte kommit så långt att kostnaderna börjat sjunka. Detta tillsammans med sämre vindlägen resulterade i ökade produktionskostnader under de inledande åren som beaktats i analysen. Dessutom är investerare, vars produktionsanläggningar togs i drift 2009, exponerade för de senare årens låga elcertifikatpriser. Deras 15-årsperiod inom elcertifikatsystemet sträcker sig från 2009 till 2023 och i analysen antar vi att elcertifikatpriset kommer ligga kvar på den låga nivån vi ser i dag även i framtiden.

En slutsats vi kan dra av analysen är att många tidiga investerare har haft en bristande lönsamhet i sina investeringar. I nästa avsnitt presenteras en analys av vad vi kallar "intäktsbortfall", det vill säga den förlorade intäkt för tidiga investerare inom elcertifikatsystemet som hör samman med felaktiga prognoser av elcertifikatpriset – vilka i sin tur kan bero på förändrade förutsättningar inom stödsystemet.

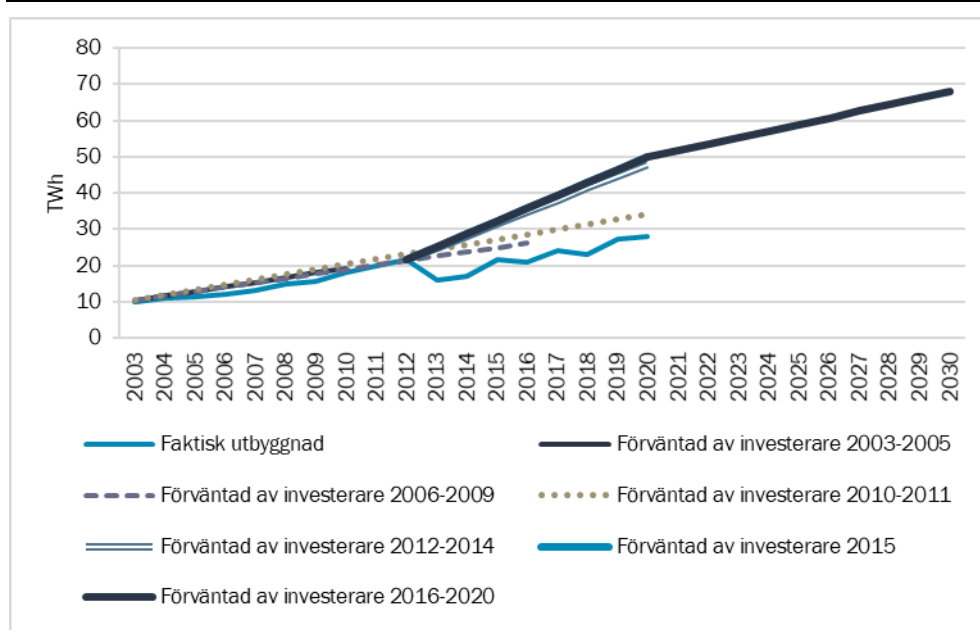
7.5 Intäktsbortfall för investerare inom elcertifikatsystemet

Potentiella investerare i förnybar elproduktion har i sina investeringsbeslut rimligtvis beaktat den extra intäkt som elcertifikatpriset förväntats inbringa. Eftersom elcertifikatpriset är beroende av antalet utfärdade certifikat, kan man med hjälp av en förväntad utbyggnad av förnybar elproduktion också prediktera ett förväntat elcertifikatpris, givet kvotnivåerna. Investerare kan alltså antas ha förväntat sig att utbyggnaden av förnybar elproduktion kommer att följa planen för elcertifikatsystemets målutbyggnad, vilken har förändrats under ett flertal tillfällen. Dessa förändringar har inneburit att investerares bedömningar av den risk som följer av teknikutveckling har blivit felaktiga. Det vill säga bedömningarna var inte fel från början utan har blivit det genom yttre faktorer.

⁹⁰ Energimyndigheten, ER2018:25

Figur 18 nedan visar den förväntade utbyggnadstakten och jämför den med den faktiska. Investerare från olika år har haft olika förväntningar vad gäller utbyggnad av förnybar produktion. Faktisk utbyggnad är baserat på antalet utfärdade elcertifikat. Åren i diagrammet refererar till elcertifikatsystemets bokslut i mars.

Figur 18 - Utbyggnad förnybar produktion, baserat på utfärdade elcertifikat, TWh



År 2003 har exkluderats från den vidare analysen av två skäl. Dels blir våra uppskattningar av hur en investerare från 2003 predikterade framtida elcertifikatpriser osäkra på grund av att inga historiska prisdata fanns att tillgå för dem. Dels hade inte vindkraften hunnit byggas ut i någon större omfattning. Vid analysen av storleken av stöd är det viktigt att beakta att investeringsbesluten togs 1–2 år före anläggningen togs i drift och att det därmed är de förutsättningarna som gällt för investerarna.

För att uppskatta hur elcertifikatpriset ska utvecklas i framtiden har vi i denna analys först tittat på elcertifikatmarknadens forwardkontrakt. När vi uppskattar priset längre in i framtiden, utifrån varje investerares synvinkel, finns dock inte några forwardpriser att titta på utan vi har fått komplettera med en egen beräkning. I analysen har vi jämfört sambandet mellan det observerade antalet utfärdade elcertifikat och det faktiska elcertifikatpriset (årsmedel). Sambandet multipliceras med antalet förväntat utfärdade elcertifikat (utifrån målet) för att räkna ut predikterat elcertifikatpris. En investerare från exempelvis 2004 kunde bara titta på sambandet det året för att prediktera elcertifikatpriset. Nästa steg i analysen visar en exempelinvestor från varje år mellan åren 2004–2019.

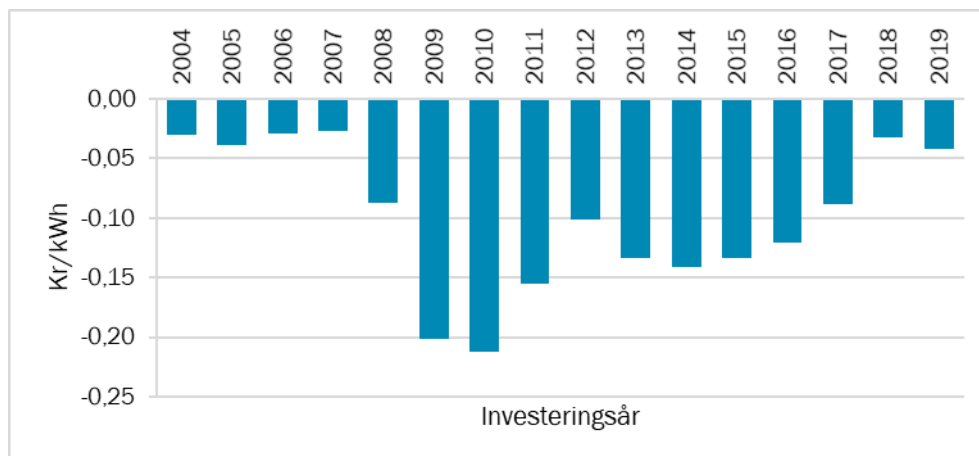
I Tabell 14 nedan visas intäktsbortfallet för en genomsnittlig investerare från respektive år, för varje år de kan delta i elcertifikatsystemet. Intäktsbortfallet är uttryckt i kronor per kWh. En investerare från exempelvis 2004 representerar en investerare vars produktionsanläggning tagits i drift 2004.

Tabell 14 - Sammanställning över den genomsnittlige investerarens uteblivna intäkter från elcertifikat, för 15 år inom elcertifikatsystemet, kr/KWh

Invest- erare	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	År 9	År 10	År 11	År 12	År 13	År 14	År 15
2004	0,00	0,00	-0,03	0,05	0,05	0,09	0,08	0,02	0,06	0,04	0,02	0,07	0,08	0,11	0,17
2005	0,00	-0,03	-0,05	0,01	0,06	0,06	0,01	0,08	0,04	0,05	0,00	0,09	0,11	0,17	0,08
2006	0,00	-0,02	0,02	0,13	0,06	0,03	0,05	0,04	0,03	0,04	0,01	0,10	0,14	0,04	0,18
2007	0,00	0,04	0,15	0,11	0,02	0,05	0,02	0,02	0,03	0,05	0,03	0,14	0,03	0,15	0,20
2008	0,00	0,11	0,07	0,01	0,13	0,08	0,07	0,09	0,10	0,13	0,12	0,09	0,20	0,24	0,26
2009	0,00	-0,04	-0,10	0,17	0,22	0,18	0,18	0,21	0,22	0,27	0,09	0,31	0,33	0,34	0,36
2010	0,00	-0,06	-0,16	0,14	0,21	0,19	0,20	0,23	0,26	0,16	0,20	0,34	0,33	0,33	0,35
2011	0,00	-0,07	-0,06	0,07	0,13	0,12	0,15	0,20	0,09	0,21	0,18	0,26	0,25	0,25	0,27
2012	0,00	0,01	0,01	0,01	0,07	0,08	0,12	0,03	0,14	0,18	0,14	0,19	0,18	0,18	0,19
2013	0,00	-0,01	-0,03	0,06	0,13	0,16	0,05	0,17	0,20	0,20	0,15	0,22	0,21	0,21	0,22
2014	0,00	-0,02	-0,05	0,08	0,17	0,05	0,17	0,20	0,20	0,20	0,15	0,21	0,20	0,20	0,21
2015	0,00	-0,02	-0,06	0,11	0,05	0,15	0,18	0,19	0,18	0,18	0,13	0,19	0,18	0,18	0,19
2016	0,00	-0,03	-0,09	0,01	0,14	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,12	0,16	0,16	0,16	0,16
2017	0,00	-0,05	0,05	0,07	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,08	0,12	0,11	0,11	0,12
2018	0,00	0,10	-0,02	0,04	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05
2019	0,00	-0,12	-0,10	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03

När vi summerar uppskattningarna om varje investerarens felberäkningar av framtida elcertifikatpris, ser vi en tydlig koppling till de förändrade förutsättningarna inom elcertifikatsystemet – det vill säga uppdateringarna av utbyggnadsmålen. Den största uppdateringen av målet för utbyggnad av förnybar elproduktion skedde i samband med sammanslagningen med den norska elcertifikatmarknaden 2012. I och med sammanslagningen uppdaterades målet från en ökning på 25 TWh till 2020 i jämförelse med 2002 år nivå, till en ökning på 26,4 TWh mellan åren 2012–2020, varav 20 TWh skulle bekostas av svenska konsumenter. Denna stora förändring är förmodligen anledningen till att många investerare från åren före 2012 missberäknade den framtida utbyggnaden av förnybar elproduktion och som en följd av det även elcertifikatpriset. I Figur 19 nedan presenteras våra uppskattningar av hur stora de uteblivna intäkterna blivit för investerare från respektive år, på grund av felberäkningar om framtida elcertifikatpriser. Figuren visar medelvärden för de 15 år varje investerare kan erhålla elcertifikat.

Figur 19 - Medelvärde för differensen mellan faktiskt och förväntat elcertifikatpris, för investerare vid åren 2004–2019.



I vår analys av uteblivna intäkter för tidiga investerare inom elcertifikatsystemet finns vissa osäkerheter. När det gäller det faktiska priset som aktörer fått för elcertifikat, har vi antagit att de uteslutande sålt på spotmarknaden och inte prissäkrat. Här kan aktörer agerat annorlunda och således haft en annan faktisk intäkt än den vi räknat med. När det gäller de förväntade intäkterna så har aktörer förmodligen räknat på många olika sätt. Vi har, som tidigare nämnts, antagit att de först och främst tittat på forwardkontrakten för att uppskatta de närmaste årens elcertifikatpris. Vi har sedan en kompletterande beräkning som tar hänsyn till den förväntade utbyggnadstakten för förnybar elproduktion – som i sin tur antas vara lika med målutbyggnaden för elcertifikatsystemet tillsammans med kvotnivåerna. Även här skiljer sig såklart verkligheten åt mellan olika aktörer, där vissa kan ha predikerat framtida elcertifikatpriser bättre, medan andra gjort det sämre.

De allra tidigaste investerarna har generellt, enligt våra beräkningar, förutspått framtida elcertifikatpriser bättre än senare investerare, under sina respektive 15-årsperioder. En förklaring till det kan vara att de bara exponerats för de låga elcertifikatpriserna under ett fåtal år, eller inte alls. Då vi i analysen antagit att elcertifikatpriserna även i framtiden kommer vara lika låga som de varit under 2020, exponeras senare investerare för många år av extremt låga priser. De allra senaste investerarna, de från 2018 och 2019, kan dock förutspå de framtida låga priserna ganska bra eftersom de observerat de sjunkande priserna och tittar på forwardpriser för de kommande åren, vilka också varit låga.

Sämst prognos av de framtida elcertifikatpriserna har gjorts av investerarna från åren före sammanslagningen av den norska och svenska elcertifikatmarknaden. Anledningen till att de räknat mest fel kan vara att förutsättningarna, det vill säga målutbyggnaden, förändrades väldigt mycket i och med sammanslagningen. I vår analys har vi, som tidigare nämnts, antagit att investerare förväntat sig att utbyggnaden av förnybar elproduktion skulle följa målutbyggnaden inom

elcertifikatsystemet. Investerare som haft förväntningar utifrån utbyggnadskurvan före sammanslagning får då en kraftig underskattning av utvecklingen av förnybar produktion. Dessutom exponeras investerare från åren före 2012 för ganska många år med låga elcertifikatpriser under sina 15 år inom elcertifikatsystemet.

Att uppskatta hur mycket investerare räknat fel är inte enkelt. Ovanstående analys utgör bara ett sätt att beräkna förväntade intäkter från elcertifikatsystemet. Det är troligt att många investerare har genomfört sina prognoser annorlunda och man bör därför vara försiktig med att dra alltför långtgående slutsatser av vår analys.

Uppskattningarna av uteblivna intäkter som härrör från förändrade förutsättningar, vilka investerare antagligen har haft svårt att kunna förutse, skapar ändå en uppfattning av utfallet för den genomsnittlige investeraren från respektive år.

7.6 Det saknas förutsättningar och skäl för ett stöd till ägare av tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet

En fråga i uppdraget är om det finns behov av ytterligare ekonomiskt stöd till ägare av vissa produktionsanläggningar av förnybar el som gjort tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet. Vår analys av de ekonomiska förutsättningarna för dessa ägare har ett tydligt resultat. De som har gjort tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet, särskilt åren kring 2010, har kunnat anta högre framtida elcertifikatpriser än vad utfallet senare har blivit. Till följd av de lägre intäkterna från elcertifikaten har även lönsamheten varit dålig för många aktörer inom systemet.

Dålig lönsamhet är i sig inte ett motiv till att ge ett ekonomiskt stöd. På en marknad där investerare tar risk för att få avkastning på sin investering kan utfallet alltid avvika från den förväntade avkastningen. Detta kan bero på många faktorer såsom teknikutveckling, ytterligare konkurrens eller ändrade förutsättningar. För berörda investerare på elmarknaden får förändringar i både marknaden och förutsättningarna för elcertifikatsystemet, anses vara en risk som varje investerare bör ha tagit i beaktande.

För att ett eventuellt stöd ska kunna övervägas blir den första frågan vad som kan anses vara ett ändamålsenligt stöd och hur det kan utformas. Detta har närmare beskrivits i avsnitt 5.1. Där framgår att ett stöd ska vara kostnadseffektivt, kontinuerligt utvärderas och ha en tydlig utfasningsmekanism som är kopplad till stödsystemets syfte och mål.

För att utforma ett effektivt och ändamålsenligt stöd måste alltså flera aspekter beaktas. Som beskrivs i avsnitt 5.1 är en grundförutsättning för ett

samhällsekonomiskt effektivt stödsystem att det finns ett marknadsmisslyckande som ska rättas till. Frågan är således om prisutvecklingen inom elcertifikatsystemet som drabbat elproducenter med tidiga investeringar inom systemet är ett marknadsmisslyckande. Vår bedömning är, som framkommit ovan, att så inte är fallet. Det är visserligen klarlagt att vissa elproducenter har drabbats ekonomiskt av den faktiska prisutvecklingen på elcertifikat. Denna prisutveckling är en konsekvens av ett antal faktorer. Ett särskilt stöd som kompenserar för dessa skulle inte ge någon ökad produktion och därmed inte heller några samhällsekonomiska vinster.

Vår slutsats är därmed att grundförutsättningar för ett samhällsekonomiskt effektivt stödsystem saknas. Vi har trots detta närmare belyst ett antal frågeställningar gällande ett eventuellt stöd. Dessa redovisas i bilaga 1.

8 Sammanfattande analys, slutsatser och förslag

I det här kapitlet presenteras en sammanfattning av vad som analyserats och beskrivits i rapporten. I ett första steg beskrivs vår analys av de ekonomiska förutsättningarna för vissa produktionsanläggningar samt bedömning av behovet av ett särskilt stöd till tidiga investerare. I ett andra steg sammanfattas analysen och effekterna av undantagsregeln. Kapitlet avslutas med våra bedömningar och förslag avseende undantagsregeln.

8.1 Negativt ekonomiskt utfall för tidiga investeringar som gjorts inom ramen för elcertifikatsystemet men inget extra stöd är motiverat

Bedömning: Inget extra stöd bör ges till ägare av produktionsanläggningar som gjort tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet.

I uppdraget har ingått att analysera de ekonomiska förutsättningarna för ägare av vissa produktionsanläggningar av förnybar el som gjort tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet. Om en investering är lönsam beror på hur de totala intäkterna från försäljning av el och elcertifikat förhåller sig till kostnaderna sett över anläggningarnas normala avskrivningstid. Den snabba utbyggnadstakten av vindkraft och de låga priserna på elcertifikat, har enligt vår analys inneburit lönsamhetsutmaningar för många investeringar som gjorts inom elcertifikatsystemet.

Analysen visar att bland de investeringar som skett efter elcertifikatsystemets införande finns både positiva och negativa ekonomiska utfall. De anläggningar som har störst utmaningar med lönsamheten finns framförallt bland de som tagits i drift under åren 2009 och 2010.

Anledningen till avvikelsen i utfallet är att den så kallade kvotkurvan i elcertifikatsystemet vid investeringstillfället indikerade betydligt högre framtida elcertifikatpriser, än vad utfallet senare har blivit. De lägre intäkterna kan alltså främst kopplas till förändringar i elcertifikatsystemet. Att dessa ägare generellt sett har drabbats ekonomiskt av de ändrade förutsättningarna för elcertifikatmarknaden är således klart.

Vi har sedan analyserat om, och på vilket sätt, det finns behov av ytterligare ekonomiskt stöd till dessa ägare av produktionsanläggningar. Frågan är vad som kan anses vara ett ändamålsenligt stöd och hur det samhällsekonomiskt kan motiveras.

Ett eventuellt stöd ska vara kostnadseffektivt, kontinuerligt utvärderas och ha en tydlig utfasningsmekanism som är kopplad till stödsystemets syfte och mål. För att utforma ett effektivt och ändamålsenligt stöd måste alltså flera aspekter beaktas.

En grundförutsättning för ett samhällsekonomiskt effektivt stödsystem är att det finns ett marknadsmisslyckande som ska rättas till. Frågan är således om prisutvecklingen inom elcertifikatsystemet som drabbat elproducenter med tidiga investeringar inom systemet är ett marknadsmisslyckande. Vår bedömning är att så inte är fallet. Det är visserligen klarlagt att vissa elproducenter har drabbats ekonomiskt av den faktiska prisutvecklingen på elcertifikat. Denna prisutveckling är dock inte ett marknadsmisslyckande. På en marknad där investerare tar risk för att få avkastning på sin investering kan utfallet alltid avvika från den förväntade avkastningen. Detta kan bero på många faktorer såsom teknikutveckling, ytterligare konkurrens eller ändrade förutsättningar. För berörda investerare på elmarknaden får förändringar i både marknaden och förutsättningarna för elcertifikatsystemet anses vara en risk som varje investerare bör ha tagit i beaktande.

När det gäller den samhällsekonomiska bedömningen innebär ett stöd till enbart befintliga produktionsanläggningar att det inte påverkar elproduktionen. Eftersom ett sådant stöd inte tillfaller nya producenter så tillförs ingen ny produktion till följd av ett sådant stöd. Istället riskerar ett sådant stöd att snedvrider konkurrensen mellan befintliga och tillkommande anläggningar till de befintligas fördel, vilket skulle kunna hämma etablering av ny produktion. Stödet kommer inte heller att ha någon påverkan på den befintliga produktionsnivån för berörda anläggningar, eftersom ägarna av anläggningarna har incitament att producera så mycket som möjligt för att täcka de kostnader som finns. För de fall där verksamheterna drabbas av insolvens (exempelvis konkurs) kommer anläggningarna att kunna säljas till ett marknadsmässigt pris och med en ny ägare fortsätta producera el. Det finns således inget samhällsekonomiskt värde i att kompensera den ursprungliga investeraren.

Förutom att grundförutsättningarna för ett samhällsekonomiskt effektivt stödsystem saknas, skulle det även vara förenat med stora svårigheter att fastställa beloppet för ett eventuellt stöd. Investeringar har gjorts i olika energislag och olika storlek, under flera år, men med stor variation i utfallet mellan antaganden och faktiska priser. Olika aktörer har bedömt nivån på framtida elcertifikatpriser utifrån olika förutsättningar. Det är inte heller säkert att investeringarna skett till effektiva kostnader. Ett stödsystem till samtliga berörda anläggningar skulle bli tämligen omfattande, samtidigt som behovet varierar stort mellan anläggningarna.

Om ett stöd skulle betalas ut är det vår bedömning att ett faktiskt behov ska kunna konstateras och definieras, så att stödet går till rätt mottagare med rätt belopp. Det

förutsätter ett system med individuella ansökningar och prövning i varje enskilt fall. Många av de berörda anläggningarna har överlåtits sedan den initiala investeringen gjordes. Ett stöd förutsätter således en tydlig avgränsning och kontroll av vem som får ta emot stödet.

För att ett särskilt stöd till tidiga investerare ska vara tillåtet krävs också att det är förenligt med EU:s regelverk om statsstöd. Det innebär bland annat att ett särskilt stöd inte får snedvrیدا eller hota att snedvrیدا konkurrensen och påverka handeln mellan EU:s medlemsstater. En djupare utredning krävs för att göra denna bedömning, vilket inte gjorts här eftersom vi inte föreslår något stöd.

Vår samlade bedömning är att inget extra stöd bör ges för tidiga investeringar som gjorts inom ramen för elcertifikatsystemet. Anledningen är ett sådant stöd inte går att motivera utifrån samhällsekonomisk nytta. Det skulle också vara mycket svårt att utforma i praktiken.

8.2 Undantaget i 4 kap. 10 § ellagen ger flera negativa effekter på elmarknaden

Vår analys av undantaget i 4 kap. 10 § första stycket ellagen visar att bestämmelsen påverkar aktörernas agerande på ett sätt som ger flera negativa effekter på elmarknaden. Dessa effekter är omfördelning av kostnader till övriga kunder, suboptimering av tillgänglig produktion samt en betydande risk för att problemen med undantaget kommer att öka. Vi har ur ett samhällsekonomiskt perspektiv inte kunnat se några positiva konsekvenser av undantagsregeln så som den är utformad i dag.

Undantaget innebär omfördelning av kostnader från producenter till förbrukningskunder

Undantaget för mindre produktionsanläggningar är ett avsteg från grundprincipen i ellagen att nätavgifterna ska vara kostnadsriktiga (objektiva och icke-diskriminerande). Att ha en undantagsregel som innebär särreglering av en specifik kundkategori innebär ett avsteg från tariffens syfte att effektivt allokera kostnader för investeringar, drift och underhåll.

Genom undantaget påverkas inte bara kostnadsriktigheten för innehavarna av de mindre produktionsanläggningarna, som inte betalar för de kostnader de orsakar, utan också för övriga kunder. Eftersom nätföretagets totala intäkter är reglerade innebär det att dessa nätkostnader måste bäras av övriga kunder inom nätområdet. Dessa kunder får således inte heller kostnadsriktiga nätavgifter och undantagsregeln skapar därför felaktiga prissignaler för nätanvändarna, vilket motverkar ett effektivt utnyttjande av elnäten.

Vår analys visar att det omfördelade beloppet, på grund av undantaget med nuvarande gränsvärde, uppgår till omkring 200 miljoner kronor årligen. Det har medfört att produktionskostnaderna minskat med i genomsnitt 4,6 öre per kWh för de mindre produktionsanläggningarna, hur stor påverkan är varierar mellan energislagen. För de mindre producenterna innebär undantagsregeln en konkurrensfördel som medför att de får lägre produktionskostnader än större producenter, vilket kan påverka både beslut om drift och investeringar. Kostnadsreduktionen kan ses som en subvention från det resterande kundkollektivet till de mindre producenterna, vilket skapar välfärdsförluster på marknaden. Dessa uppkommer eftersom subventionen skapar kostnader utan motsvarande nytta för systemet.

Undantaget i ellagen innebär en suboptimering av tillgänglig elproduktionskapacitet

Våra analyser visar att det nuvarande gränsvärdet för att få en reducerad inmatningstariff har lett till att det finns ett betydande antal vindkraftsanläggningar som har nedgraderat sin produktionskapacitet till att maximalt kunna leverera en effekt på 1 500 kW. Dessa nedgraderingar innebär att det finns installerad effekt i produktionsenheter som inte utnyttjas, vilket gör att förnybar elproduktion inte kommer marknaden till del.

Det är uppskattningsvis 210 produktionsenheter som är nedgraderade i förhållande till sin installerade produktionskapacitet, för att på det viset hamna under det nuvarande gränsvärdet. Den nedgraderade effekten från anläggningarna uppgår i dagsläget till drygt 110 MW, varav merparten av anläggningarna finns i elområdena SE3 och SE4. Undantagsregeln riskerar också att leda till att ytterligare effekt försvinner från marknaden genom att fler nedgraderingar genomförs i framtiden.

Eftersom produktionen är väderberoende är bortfallet i elproduktion inte lika stort som en motsvarande effektminskning från baslast som inte är beroende av vädret för att producera. Analysen i avsnitt 5.3 indikerar att produktion på cirka 80 GWh årligen uteblir från de nedgraderade anläggningarna.

Den nuvarande utformningen av undantagsregeln skapar också incitament för nytillkommande elproducenter att anlägga mindre produktionsenheter alternativt att stycka upp produktionsenheterna i syfte att undvika elnätsavgifter för överföring. Detta innebär således risk för suboptimering för nytillkommande elproduktion.

Risken för att problemen med undantaget ökar är betydande

Vi har visat att sedan undantagsregeln infördes har den kommit att omfatta betydligt fler anläggningar än vid införandet. Det var då vattenkraftverk som

utgjorde flertalet av de mindre produktionsanläggningarna, som sedan utökades i och med den stora utbyggnaden av vindkraftverk. Under de senaste fem åren har endast ett fåtal vind- och vattenkraftsanläggningar med en effekt under 1 500 kW tagits i drift. Samtidigt har utbyggnaden av solkraften ökat kraftigt. Solkraften är enkelt skalbar, vilket gör att produktionsenheter kan anläggas utifrån vilken lönsamhet som befintliga gränsvärden ger upphov till. Den framtida utbyggnaden av solkraften bedöms öka omfördelningseffekterna med cirka 50 miljoner kronor årligen redan till 2023.

Utöver att nya mindre produktionsanläggningar kommer att bidra till en ökning av omfördelningseffekterna finns även risken att fler befintliga produktionsanläggningar nedgraderar sin produktionskapacitet. Vid ett fortsatt lågt elpris har vi visat att det skulle vara ekonomiskt lönsamt att nedgradera sin produktionskapacitet för ett vindkraftverk med en ursprungligt installerad effekt på 2 000 kW, givet genomsnittliga förutsättningar. Om alla vindkraftverk med en installerad effekt inom intervallet 1 501–2 300 kW skulle nedgradera sin produktion skulle den minskade kapaciteten uppgå till 640 MW och motsvara en utebliven produktion på ungefär 520 GWh.

8.3 Både en ändrad gräns till 2 300 kW och ett linjärt alternativ förvärrar problemen med undantaget

<p>Bedömning: Undantaget avseende nättariffer för mindre produktionsanläggningar i 4 kap. 10 § första stycket ellagen (1997:857) bör inte utökas.</p>
--

En utökning av undantaget till att omfatta fler anläggningar, genom en höjning av effektgränsen till 2 300 kW, skulle i hög grad förstärka problemet med kostnadsriktighet och heller inte göra att problemet med nedgraderad produktionskapacitet försvinner.

En linjär anpassning av undantaget istället för ett skarpt gränsvärde skulle däremot kunna minska problemet med nedgraderad kapacitet, beroende på utformning. En linjär anpassning av den reducerade tariffen från mikroproduktion upp till ett tak, exempelvis 1 500 kW, skulle helt ta bort incitamenten för nedgraderingar. Däremot skulle detta ändra förutsättningarna för de befintliga mindre produktionsanläggningarna, som då bara delvis skulle bli befriade från tariffen. För att undvika det, kan ett alternativ till utformning vara en linjär anpassning endast inom intervallet 1 501–2 300 kW. Då förstärks dock problemet med bristande kostnadsriktighet till följd av omfördelning och risken för nedgraderad produktionskapacitet kvarstår.

Vår bedömning av effekterna av ett utökat undantag är att någon utökning inte bör ske. Det är därmed inte aktuellt att beskriva konsekvenserna av och

förutsättningarna för ett tidsbegränsat undantag enligt de i uppdraget angivna två alternativen (1) och (2) där tidsbegränsningen kopplas till tilldelningsperioden för elcertifikat för respektive anläggning.

8.4 Undantaget i 4 kap. 10 § ellagen bör fasas ut

Förslag: Undantaget avseende nättariffer för mindre produktionsanläggningar i 4 kap. 10 § första stycket ellagen (1997:857) ska upphöra att gälla.

Undantaget ska fortsätta att gälla för befintliga anläggningar som är anslutna och omfattas av bestämmelsen när lagändringen träder i kraft. För dessa produktionsanläggningar ska även bestämmelsen i 3 kap. 14 § ellagen fortsätta att gälla. Därmed får inte nätkoncessionshavaren debitera innehavaren kostnaden för mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten avseende dessa anläggningar.

Kravet att en mikroproducent måste vara nettoanvändare under ett kalenderår för att inte behöva betala någon avgift för inmatningen tas bort.

Lagändringen bör träda i kraft den 1 januari 2023.

Vår analys av undantaget i 4 kap. 10 § första stycket ellagen visar att bestämmelsen påverkar aktörernas agerande på ett sätt som ger flera negativa effekter på elmarknaden.

Undantaget för mindre produktionsanläggningar är också ett avsteg från grundprincipen i ellagen att nätavgifterna ska vara kostnadsriktiga (objektiva och icke-diskriminerande). Att ha en undantagsregel som innebär särreglering av en specifik kundkategori innebär ett avsteg från tariffens syfte att effektivt allokera kostnader för investeringar, drift och underhåll.

Om undantaget togs bort helt skulle incitamentet att nedgradera installerad effekt försvinna. Produktionen i de befintliga produktionsanläggningarna kommer därmed att öka. Vidare skulle incitamenten för nytillkommande elproduktion bli neutrala istället för att som idag vara styrande mot mindre produktionsenheter.

De redovisade problemen med undantaget i 4 kap. 10 § ellagen leder till att vi bedömer att det bör övervägas att helt ta bort undantaget. Som vi har redovisat har liknande förslag tidigare lämnats av flera utredningar. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv ser vi flera fördelar om undantaget tas bort. Nätavgifterna kommer att kunna bli mer kostnadsriktiga, vilket ger ökade incitament för ett mer effektivt utnyttjande av elnätet.

Bedömningen är att ett borttagande av undantaget inte heller skulle påverka elproduktionen i befintliga elproduktionsanläggningar, även om det skulle påverka enheternas ekonomiska utfall.

Undantaget innebär de facto en subvention till berörda produktionsanläggningar. Ur samhällsekonomisk synvinkel finns det inget som motiverar ett fortsatt stöd till dessa befintliga anläggningar. För produktion generellt sker kompensation för lokala nyttor i nätet genom nätnyttoersättningen och kompensation för eventuella stödtjänster betalas av Svenska kraftnät. De nyttor som uppkommer från produktion är inte specifika för mindre produktionsanläggningar och bör inte hanteras genom tarifferna. Undantaget skapar istället snedvridningar som försämrar marknadens funktion.

Enligt uppdragsbeskrivningen ska Ei dock bara lämna förslag som sammantaget inte innebär en försämring jämfört med dagens läge för berörda produktionsanläggningar. Ett borttaget undantag skulle innebära en försämring av de ekonomiska villkoren för de befintliga anläggningar som idag har reducerad nätavgift på grund av undantaget. Det finns också ett värde i att elmarknadens aktörer ges förutsägbara och långsiktigt stabila ekonomiska förutsättningar.

Vårt förslag är därför att undantaget bör begränsas på så vis att det inte längre omfattar nytillkommande elproduktionsanläggningar men att det fortsätter gälla för de befintliga anläggningar som idag omfattas av bestämmelsen. Villkoret för att regeln ska fortsätta att gälla är att produktionsanläggningen är ansluten när lagändringen träder i kraft. Innebörden av att bestämmelsen i 4 kap. 10 § fortsätter att gälla för vissa produktionsanläggningar är att även rätten att kunna begära prövning av tvister om tillämpningen av första stycket fortsätter att gälla för innehavarna av dessa anläggningar.

De produktionsanläggningar som fortsatt ska falla in under undantagsregeln, ska även omfattas av bestämmelsen i 3 kap. 14 §. Därmed får inte nätkoncessionshavaren debitera innehavaren av dessa anläggningar kostnaden för mätare med tillhörande insamlingsutrustning och dess installation i inmatningspunkten.

Vi föreslår samtidigt att kravet att en mikroproducent måste vara nettoanvändare under ett kalenderår för att inte behöva betala någon avgift för inmatningen tas bort. Ett liknande förslag har tidigare lämnats i promemorian *Elmarknadslag* (Ds 2017:44) och i Ei:s rapport *Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter* (Ei R2020:02). Ändringen är nu nödvändig för att en mikroproducent, som är nettoproducent, inte ska behöva betala full nätavgift för inmatning.

Lagändringen bör träda i kraft den 1 januari 2023. Datumet är valt med hänsyn till lagstiftningsprocessen och det faktum att många nätföretag beräknar och sätter sina nättariffer från årsskiftet. Dessutom kan berörda aktörer behöva en viss förberedelsestid.

9 Konsekvensutredning

9.1 Problem- och målformulering

Nättariffer är avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning. För mindre elproduktionsanläggningar finns särskilda bestämmelser om nättariffer i 4 kap. 10 § ellagen (1997:857). En innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW ska endast betala den del av avgiften för överföring av el som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Om flera sådana anläggningar som är belägna i närheten av varandra gemensamt matar in el på ledningsnätet, ska anläggningarna betraktas som separata anläggningar. Innehavare av mindre produktionsanläggningar är även befriade från kostnaden för mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation enligt 3 kap. 14 § ellagen. Däremot påverkas inte engångsavgiften för anslutning.

Energimarknadsinspektionen (Ei) har fått regeringens uppdrag att göra en översyn av regelverket för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar. Enligt uppdraget ska Ei göra en översyn av 4 kap. 10 § första stycket ellagen som ska innehålla en kartläggning av undantagsregelns tillämpning och omfattning i dess nuvarande utformning. Eventuella förslag får enligt uppdraget sammantaget inte innebära någon försämring för berörda produktionsanläggningar jämfört med dagens läge.

Ei:s kartläggning visar på att framför allt två marknadsmisslyckanden uppkommer till följd av bestämmelsen:

- Bestämmelsens utformning ger incitament att nedgradera anläggningar så att de kan leverera en effekt om högst 1 500 kW. Den genom nedgradering tappade produktionen uppskattas för år 2020 uppgått till 80 GWh och 108 MW i installerad effekt.
- En grundprincip i ellagen är att nättarifferna ska vara kostnadsriktiga. Bestämmelsen är ett avsteg från denna princip och leder till att kostnader omfördelas till övriga kunder. Omfördelningen av kostnader uppskattas till 203 miljoner kronor per år⁹¹, vilket är relativt lite i förhållande till det totala avgiftsuttaget. Den procentuella påverkan på övriga kunder varierar dock beroende på nätföretag och kan i vissa fall uppgå till 5–6 procent.

⁹¹ 203 miljoner kronor avser anläggningar och nätavgifter för år 2020.

Vi har däremot inte ur ett samhällsekonomiskt perspektiv kunnat se några positiva konsekvenser av undantagsregeln så som den är utformad i dag.

9.2 Branschbeskrivning

Följande branschbeskrivning är koncentrerad till de aktörer som påverkas av förslagen i rapporten. Elmarknaden är därför större än de aktörer som nedan beskrivs i detalj.

Sedan omregleringen av den svenska elmarknaden 1996 är handel och produktion av el konkurrensutsatt och kunderna kan välja vilket elhandelsföretag de vill köpa sin el från. Nätverksamheten bedrivs däremot som reglerade monopol. I syfte att förhindra korssubventionering mellan företag som bedriver olika typer av elverksamhet måste nätverksamhet vara både legalt och redovisningsmässigt åtskild från företag som bedriver produktion av eller handel med el.

Det finns två flöden från producent till elanvändare: ett fysiskt och ett ekonomiskt. Det fysiska flödet, det vill säga elleveransen, går från producenterna via elnätet till elanvändaren. Det ekonomiska flödet går från elanvändaren till producenten via elhandelsföretaget och elbörsen (nätägarna får också betalt för nätleveransen). I varje ögonblick måste inmatning och utmatning av el till elnätet var lika stora för att elsystemet ska vara i balans. Därför finns även balansansvariga som en viktig aktör på elmarknaden.

Elproducenter

I Sverige finns många elproducenter av varierande storlek. Den största elproducenten, Vattenfall, står för över 40 procent av den svenska produktionen. Fortum och Uniper (Sydkraft) står tillsammans för cirka 30 procent av produktionen. Dessa tre bolag producerar främst vattenkraft och kärnkraft. Ytterligare två större aktörer på den svenska marknaden är Statkraft och Skellefteå kraft som tillsammans står för omkring 10 procent av den totala produktionen. Resterande 20 procent kommer från mindre aktörer som producerar vattenkraft, vindkraft, värmekraft och solkraft.

Den totala elproduktionen år 2019 var över 165 TWh, medan användningen (exklusive energiförluster) var 127 TWh. Sverige producerade alltså mer el än vad som förbrukades. Totalt exporterade Sverige drygt 35 TWh och importerade drygt 9 TWh. Elkraftsutbytet mot utlandet resulterade alltså i ett överskott på cirka 26 TWh. Resterande energi utgjorde överföringsförluster. Den installerade effekten i svenska produktionsanläggningar uppgår till drygt 41 gigawatt (GW). Kärnkraften stod 2019 för 39 procent av elproduktionen, vattenkraft för 39 procent, vindkraft för 12 procent, kraftvärme för 9,5 procent och solkraft för 0,4 procent (SCB 2020).

De mindre elproduktionsanläggningarna är många. Inom ramen för elcertifikatsystemet samlar Energimyndigheten in uppgifter om över 23 000 produktionsanläggningar. Av anläggningarna i dataunderlaget har cirka 17 000 anläggningar en installerad effekt under 43,5 kW, det vill säga mikroproduktion. Eftersom en analys av villkoren för mikroproduktion inte ingår i uppdraget har vi exkluderat dessa anläggningar från dataunderlaget.⁹² Totalt uppgår den installerade effekten från mikroproduktionsanläggningar till 242 MW, varav en majoritet utgörs av solkraftsanläggningar. Vidare är över 2 600 produktionsanläggningar, med en installerad effekt över 43,5 kW, anslutna till icke koncessionspliktiga nät (IKN). Därmed återstår drygt 3 500 anläggningar, som är större än mikroproduktion och är anslutna till ett koncessionspliktigt nät. Dessa anläggningar består av totalt 4 900 produktionsenheter.⁹³

Det största antalet produktionsenheter har en installerad effekt på 2 000 kW. På de lägre effektnivåerna är spridningen mellan förnybara produktionsslag stor, medan vindkraft är det dominerande energislaget för anläggningar över 1 500 kW upp till 5 000 kW. Uppgifterna utgår från anläggningens ursprungligt installerade effekt och inte den faktiskt tillämpade.

Elnätet i Sverige

Det svenska elnätet består av 569 000 km ledning, varav ungefär 391 000 km är jordkabel och 178 000 km är luftledning. Elnätet kan delas in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Regionnäten transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare. Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Lokal- och regionnätsföretagen ansvarar för att nivån på underhållet av det egna nätet är tillräcklig för att garantera att leveranssäkerheten upprätthålls. Det svenska elsystemet är tätt sammankopplat med angränsande länder, särskilt Norge, Danmark och Finland, men även med Tyskland, Polen och Litauen.

Transmissionsnätet i Sverige förvaltas av Affärsverket svenska kraftnät och regionnäten ägs i huvudsak av Ellevio, Eon och Vattenfall. Lokalnäten ägs till cirka 60 procent av Ellevio, Eon och Vattenfall och resterande del av olika privata och kommunala aktörer.

Sammanlagt finns det cirka 175 elnätsföretag i Sverige. Av dessa bedriver cirka 155 lokalnätsverksamhet, 20 regionnätsverksamhet och

⁹² En annan förutsättning för att omfattas av reglerna om mikroproduktion i 4 kap. 10 § tredje stycket ellagen är att de är nettoförbrukare, vilket däremot inte framgår i dataunderlaget. De anläggningar bland dessa som inte är nettoförbrukare har dock minimal påverkan på resultatet i kommande analys, varför vi kan behandla dem såsom mikroproduktion och därmed exkludera dem.

⁹³ Omfattar både lokal- och regionnät, men inte anläggningar som är anslutna till icke koncessionspliktiga nät.

två transmissionsnätverksamhet eller enbart utlandsförbindelse.⁹⁴ Fem företag har både lokalnät och regionnät.⁹⁵ Storleken på elnätsföretagen varierar från små ekonomiska föreningar med ett tiotal kunder till stora företag med flera hundra tusen kunder. De tre största företagen har cirka 800 000 uttagsabonnemang vardera och ytterligare sju företag mellan 100 000 och 300 000 abonnemang i uttagspunkt. Dessa tio företag har sammanlagt över 3 300 000 uttagsabonnemang, medan de tio minsta företagen sammanlagt har färre än 7 000 uttagsabonnemang. Medelvärdet är cirka 36 000 uttagsabonnemang per nätföretag, medan medianen är betydligt lägre, cirka 11 000.

Det krävs tillstånd, så kallad **nätkoncession**, för att få bygga och använda elektriska starkströmsledningar (kraftledningar). Förutsättningarna för att meddela tillstånd framgår av ellagen och elförordningen (2013:208) samt miljöbalken.

Det finns två typer av nätkoncession. **Nätkoncession för linje** avser en kraftledning med en i huvudsak bestämd sträckning. **Nätkoncession för område** är ett tillstånd att inom ett visst geografiskt område bygga och använda kraftledningar upp till en viss bestämd spänning.

Den som har nätkoncession för område har i princip ensamrätt att inom det området bygga och använda kraftledningar upp till och med den högsta tillåtna spänningen för området. För kraftledningar över den högsta tillåtna spänningsnivån krävs nätkoncession för linje. En nätkoncession för område får inte geografiskt sammanfalla med en annan nätkoncession för område.

Ei reglerar elnätsföretagens intäkter på förhand under en fyraårsperiod. Intäkterna ska täcka skäliga kostnader för att driva nätverksamhet samt ge en rimlig avkastning på investerat kapital. Syftet med intäktsramsmodellen är att säkerställa att kunderna får betala ett skäligt pris för elnätstjänsten och ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet, samt trygga den svenska elförsörjningen. Förhandsregleringen bidrar också till att elnätsföretagen får stabila och långsiktiga villkor för sin elnätsverksamhet.

9.3 Nollalternativet

Mindre produktionsanläggningar betalar idag en reducerad inmatningstariff till nätföretaget, vilken endast får omfatta kostnaden för mätning, beräkning och rapportering. Det medför att mindre produktionsanläggningar årligen slipper betala inmatningstariffer på 203 miljoner kronor, som nätföretagen istället behöver hämta in från andra kunder. Vidare har uppskattningsvis cirka 210 vindkraftverk

⁹⁴ Svenska kraftnät och Baltic Cable

⁹⁵ Eon Energidistribution, Ellevio, Skellefteå Kraft Elnät, Vattenfall Eldistribution, Öresundskraft

minskat sin maximala produktionseffekt för att klassas som mindre produktionsanläggningar och därmed få reducerad nätavgift. Nuvarande undantagsregel förväntas få en ökad betydelse i framtiden, vilket kommer att förstärka dagens effekter ytterligare.

Den reducerade avgiften varierar mycket mellan nätföretagen och beroende på vilken spänningsnivå som produktionsanläggningen är ansluten på. Anläggningar anslutna till högspänningsnätet betalar generellt mer än de som är anslutna till lågspänningsnätet. Vanligtvis ligger den reducerade tariffen mellan 3 000 och 5 000 kronor per år, i form av en fast avgift.⁹⁶

För en produktionsanläggning med en effekt på 1 500 kW skulle en årlig inmatningstariff, om inte undantagsregeln fanns, i genomsnitt uppgå till cirka 180 000 kronor, baserat på rådande tariffstruktur för större produktionsanläggningar. Variationerna för den totala tariffen är också stor, där de flesta produktionsanläggningar om 1 500 kW skulle möta kostnader mellan 90 000 och 280 000 kronor per år, beroende på vilket lokalnät de är anslutna till.

Av de nedgraderade anläggningarna har de flesta en ursprunglig installerad effekt på 2 000 kW. Utifrån strukturen på den genomsnittliga tariffen skulle det motsvara en årlig nätavgift på cirka 230 000 kr.⁹⁷ Vid ett elpris på 28 öre per kWh går ett vindkraftverk, med en installerad effekt på 2 000 kW som har nedgraderat den maximala effekten till 1 500 kW, i genomsnitt miste om nästan 100 000 kronor per år till följd av minskad försäljning av sin energiproduktion.⁹⁸ Det innebär att producenterna i genomsnitt skulle spara cirka 130 000 kronor genom att nedgradera sin produktionsenhet. För en produktionsanläggning med installerad effekt på 2 000 kW finns det ekonomiska incitament, utifrån genomsnittliga förutsättningar, att nedgradera så länge de totala intäkterna från produktionen understiger 60 öre per kWh. För en större anläggning, exempelvis 2 300 kW, blir försäljningsförlusten högre, eftersom dessa anläggningar tappar mer produktion. Även om reduktionen av tariffen också är något högre, så blir incitamenten att nedgradera mindre.

Ei uppskattar att cirka 210 vindkraftverk har minskat sin maximala produktionseffekt till 1 500 kW. Nedgraderingen gör att dessa produktionsenheter klassas som mindre produktionsanläggningar och därmed får reducerad nätavgift. Vattenkraftverken har inte samma incitament att nedgradera sin kapacitet,

⁹⁶ Alla ekonomiska uppgifter i rapporten avser exklusive moms, om inte annat anges.

⁹⁷ Utifrån en genomsnittlig inmatningstariff som använts i denna rapport för anläggningar där tariffen inte är känd: Fast avgift 16 146 kr/år, effektavgift 104 kr/kWh/år och energiavgift 0,2 öre/kWh, vilket ger en total tariff på 181 000 kr/år för 1 500 kW.

⁹⁸ Beräknat utifrån ett elpris på 28 öre/kWh, vilket är genomsnittet sedan 2013 och förväntat framtida elpris till 2028. 2013 har valts utifrån att utbyggnadstakten av vindkraftverk med en effekt upp till 2 000 kW avtog då.

eftersom de har fler fullasttimmar än vindkraft och därmed får en större produktionsminskning per nedgraderad effektenhet. Det finns dessutom endast ett trettiotal vattenkraftverk med en installerad effekt mellan 1 501 och 2 300 kW.

Tabell 15 - Nedgraderad effekt och utebliven produktion, fördelad på elområden och produktionskostnad för att ersätta den.

Elområde	Nedgraderad effekt	Utebliven produktion	Årlig kostnad för ny produktion ⁹⁹
SE1	0	0	0
SE2	10 MW	7 GWh	3 mnkr
SE3	65 MW	47 GWh	21 mnkr
SE4	33 MW	26 GWh	12 mnkr
Totalt	108 MW	80 GWh	36 mnkr

Undantagsregeln har även en suboptimerande effekt för valet av effektstorlek i samband med investeringsbesluten, där produktionsanläggningar med en effekt under 1 500 kW på grund av undantagsregeln blir relativt mer lönsamma än större anläggningar. Snedvridningen av relativpriserna gör att det blir relativt mindre lönsamt att anlägga produktion med en installerad effekt något högre än 1 500 kW, vilket även det kan bidra till att den förnybara produktionen är mindre än vad den annars skulle vara, utan undantagsregeln.

Den reducerade inmatningstariffen medför att mindre produktionsanläggningar sammanlagt, utifrån 2020 års tariffer, årligen slipper betala inmatningstariffer på 203 miljoner kronor till nätföretagen. Istället behöver nätföretagen inhämta de uteblivna intäkterna från andra kunder. Om man jämför omfördelningen av 203 miljoner kronor från mindre och nedgraderade produktionsenheter med de totala intäktsramarna, det vill säga tarifferna för alla kunder hos nätföretagen, är beloppet i sammanhanget relativt litet. Lokalnätens totala intäktsramar uppgår till cirka 37 miljarder kronor per år, vilket innebär att omfördelningen motsvarar ungefär en halv procent.¹⁰⁰ Denna andel varierar dock mycket mellan olika nätföretag, beroende på antalet mindre produktionsanläggningar och antalet kunder i övrigt. Flertalet ligger under en procent, medan ett tjugotal nätföretag ligger mellan 1 och 3 procent. Två företag sticker ut med särskilt höga andelar, där båda har ett stort antal nedgraderade vindkraftverk. Omräknat till extra kostnad per kund (oavsett storlek) motsvarar detta upp till 100 kronor för de flesta, ett tjugotal företag ligger mellan 100 och 300 kronor och de två extremfallen belastar

⁹⁹ Vid beräkning av produktionskostnad har värden för vindkraft från år 2017 använts.

¹⁰⁰ Även de reducerade tarifferna för mindre och nedgraderade anläggningar anslutna till regionnät (totalt 10 miljoner kr) kan förväntas omfördelas till kunderna på lokalnäten, eftersom dessa finansierar regionnäten genom avgifter till överliggande nät.

alla sina kunder (utom de mindre och nedgraderade produktionsanläggningarna) med 500 kronor extra per år.

Nuvarande undantagsregel förväntas få en ökad betydelse i framtiden, vilket kommer att förstärka dagens effekter ytterligare. Ökade omfördelningseffekter riskerar att öka och antalet nedgraderade produktionsenheter särskilt om det låga elpriset kvarstår. Genom att solkraften är så pass skalbar är det troligt att många mindre solkraftsanläggningar kommer att anläggas med en installerad effekt under gränsvärdet, vilket hämmar utvecklingen av större, mer kostnadseffektiva, investeringar i solkraftsanläggningar.

9.4 Alternativa lösningar

Nedan presenteras olika alternativa lösningar på övergångsbestämmelser om undantaget från överföringsavgifter för mindre produktionsanläggningar tas bort. Enligt uppdraget får eventuella förslag sammantaget inte innebära någon försämring för berörda produktionsanläggningar jämfört med dagens läge.

Inga övergångsbestämmelser

Ett alternativ är att låta bestämmelsen upphöra utan särskilda övergångsbestämmelser. Detta skulle omedelbart ta bort incitamentet att såväl nedgradera produktionsanläggningar som att behålla befintliga nedgraderingar. Med tanke på de kraftiga avgiftshöjningar som skulle drabba befintliga mindre produktionsanläggningar skulle det tvärtom finnas incitament att ta bort befintliga nedgraderingar för att kunna producera så mycket el som möjligt och genom intäkter täcka upp de ökade kostnaderna. Samtidigt skulle nätavgifterna kunna justeras för att bli mer kostnadsriktiga.

Alternativet skulle således kunna leda till ökad elproduktion samt ge utrymme för lägre nätavgifter för övriga kunder, det vill säga kostnadsriktiga tariffer med korrekta prissignaler. Förslagen får dock enligt uppdraget sammantaget inte innebära någon försämring för berörda produktionsanläggningar jämfört med dagens läge. Alternativet är därmed inte förenligt med uppdraget.

Behålla undantaget för befintliga produktionsanläggningar

Ett alternativ till att ta bort dagens undantag utan att försäkra för berörda produktionsanläggningar är att låta nuvarande regelverk fortsätta att gälla för dessa anläggningar. Ett sådant alternativ kan motiveras med att det är rimligt att inte ändra förutsättningarna för befintliga anläggningar, men ändå förbättra regelverket framöver. Undantaget kommer även att gälla för anläggningar som har planerats utifrån gällande regelverk om de ansluts före ikraftträdandet.

Genom att bibehålla regelverket för befintliga anläggningar påverkas inte de ekonomiska förutsättningarna för dessa.

Alternativet medför vissa nackdelar. Genom att ha två regelverk, ett för befintliga och ett för nya anläggningar, skulle det innebära en viss ökad administrativ belastning för nätföretagen att hålla ordning på vilka som går under vilket regelverk.

Sammantaget bedömer vi fördelarna som större än nackdelarna och detta är därför det alternativ som vi föreslår. Vi har även övervägt om förslaget bör kompletteras med ytterligare bestämmelser om nedgradering av befintliga anläggningar, nyinvesteringar i befintliga anläggningar, slutdatum för undantaget eller ett förskjutet ikraftträdandedatum. Dessa frågor behandlas nedan.

Stoppregel för nedgradering av befintliga anläggningar

Om undantagsregeln fortsätter att gälla för befintliga anläggningar som omfattas av bestämmelsen finns förstås risken att ytterligare befintliga anläggningar nedgraderas innan regeln upphör för att omfattas av undantaget. Detta kan hanteras i övergångsbestämmelserna genom att villkora undantagets fortsatta giltighet för befintliga anläggningar med att de vid ett angivet datum innan lagändringen träder i kraft ska vara anslutna med en effekt om högst 1 500 kW. En befintlig anläggning som därefter sänker den anslutna effekten skulle således inte omfattas av övergångsbestämmelsen.

Enligt övergångsbestämmelserna skulle undantagsregeln även gälla för nya produktionsanläggningar som ansluts innan lagändringen träder i kraft. Därmed skulle undantaget gälla för anläggningar som har planerats utifrån hittills gällande regelverk om de ansluts före ikraftträdandet.

Vi ser dock risker med alternativet. Datumet för när befintliga anläggningar ska vara anslutna för att även fortsättningsvis omfattas av övergångsbestämmelsen måste ligga nära i tiden. Det kan i sin tur medföra flera snabbt fattade beslut om nedgradering. Detta skulle teoretiskt kunna undvikas genom att välja ett datum som infaller innan förslaget lämnas. Bestämmelsen skulle då få en retroaktiv verkan. Förutom det legala problem detta innebär skulle förslaget vara i konflikt med uppdragets skrivning om att förslagen sammantaget inte får innebära någon försämring för berörda produktionsanläggningar jämfört med dagens läge. Sammantaget bedömer vi att nackdelarna med detta förslag är större än fördelarna.

Stopp för nyinvesteringar

Om undantaget fortsätter att gälla för befintliga anläggningar som är anslutna vid ett visst datum uppstår frågan om hur länge dessa anläggningar kan anses vara

befintliga. För att uppnå konkurrensneutralitet mellan framtida investeringar i mindre produktionsanläggningar kan det i övergångsbestämmelser definieras när en anläggning inte längre är att betrakta som en befintlig utan en nyansluten. Löpande drift och underhåll inklusive utbyte av enstaka delar i utrustningen måste förstås vara möjligt med bibehållet undantag för att inte göra övergångsbestämmelsen verkningslös och hämma att anläggningarna underhålls. Samtidigt kan det ifrågasättas om till exempel ett uttjänt vindkraftverk kan bytas ut mot ett nytt med bibehållet undantag samtidigt som ett likadant verk nyanslutet på en annan plats får betala full nätavgift. En rimlig gränsdragning skulle kunna vara när investeringen antingen ger nätägaren rätt att ta ut en ny anslutningsavgift eller när hela turbinen byts ut. Med anslutning avses enligt 1 kap. 4 § ellagen också återkoppling av en befintlig anläggning och höjning av avtalad effekt i inmatningspunkt.

Vi ser dock tillämpningsproblem med en sådan övergångsbestämmelse. Den skulle troligen medföra många gränsdragningsproblem för nätföretagen och Ei att ta ställning till. Osäkerheten som bestämmelsen medför kan även få negativ påverkan på viljan att investera hos innehavarna av befintliga produktionsanläggningar. Sammantaget bedömer vi att nackdelarna med detta förslag är större än fördelarna.

Slutdatum

Om undantaget genom övergångsbestämmelser fortsätter att gälla för befintliga anläggningar kan ett definitivt slutdatum övervägas. Det skulle då finnas en tidpunkt när tillämpningen av undantaget upphör. Det valda datumet bör i så fall kunna motiveras utifrån någon omständighet, till exempel elcertifikatets upphörande och att upphörandet därmed inte är negativt för anläggningar som omfattas av elcertifikatsystemet (som då inte längre existerar). Alternativa motiveringar skulle kunna vara kopplade till avskrivningstiderna för de befintliga anläggningarna.

För att sammantaget inte innebära någon försämring för berörda produktionsanläggningar jämfört med dagens läge, och därigenom strida mot uppdraget, skulle ett slutdatum behöva ligga relativt långt fram i tiden. Vi bedömer nyttan av att i förväg bestämma ett slutdatum kanske 10–15 år fram i tiden som ringa.

Förskjutet upphörande

Eftersom solkraft enligt uppgift från branschen har en planeringshorisont på cirka två år har vi övervägt att föreslå ett ikraftträdandedatum lite längre fram i tiden. Den nya lagstiftningen skulle då träda i kraft cirka två år efter att den har beslutats. Detta skulle innebära att flertalet av de anläggningar som är under planering hinner anslutas innan regeln upphör att gälla.

Ei:s bedömning är dock att den förväntade tid som krävs för beredning och lagstiftningsprocessen uppgår till närmare två år. Samtidigt bör lagändringar genomföras när de har beslutats och därigenom funnits lämpliga. Ei bedömer det därför inte som lämpligt att föreslå ett senare ikraftträdandedatum.

9.5 Beskrivning av förslaget

Förslaget innebär att undantaget avseende nättariffer för mindre produktionsanläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kW tas bort. Sådana anläggningar ska därmed hädanefter betala full nätavgift för inmatning. Nuvarande undantaget kommer därmed inte att gälla nytillkommande produktionsanläggningar.

Genom övergångsbestämmelser fortsätter nuvarande undantag att gälla för befintliga produktionsanläggningar som omfattas av bestämmelsen. Villkoret för att undantaget ska fortsätta att gälla är att produktionsanläggningen är ansluten när lagändringen träder i kraft. Innebörden av att undantaget fortsätter att gälla för dessa produktionsanläggningar är att även rätten att kunna begära prövning av regelns tillämpning fortsätter att gälla för innehavarna av dessa anläggningar. För de produktionsanläggningar som undantagsregeln fortsätter att gälla för, fortsätter även bestämmelsen i 3 kap. 14 § att gälla. Därmed får inte nätkoncessionshavaren debitera innehavaren kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten avseende dessa anläggningar. Tvister om dessa kostnader kan prövas av nätmyndigheten.

Undantaget för mikroproduktion, det vill säga produktion hos en elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kW, kvarstår. Kravet att en mikroproducent måste vara nettoanvändare under ett kalenderår för att inte behöva betala någon avgift för inmatningen tas däremot bort. Ändringen är nödvändig för att en mikroproducent, som är nettoproducent, inte ska behöva betala full nätavgift för inmatning. Liknande förslag har tidigare lämnats i promemorian *Elmarknadslag (Ds 2017:44)* och Ei:s rapport *Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter (Ei R2020:02)*.

Finansiering

Förslaget innebär inga kostnader för befintliga aktörer förutom en viss ökad administrativ belastning för nätföretagen att hålla ordning på vilka mindre produktionsanläggningar som går under vilket regelverk. Vi ser inget behov av att detta behöver finansieras på något särskilt sätt.

Över tid, vartefter befintliga produktionsanläggningar tas ur drift, kommer förslaget att innebära en ökad kostnadsriktighet i nättarifferna för alla kunder.

Överensstämmelse med EU-regler

Ei:s bedömning är att förslaget är i linje med EU-rätten på området. Artikel 18 i elmarknadsförordningen¹⁰¹ innehåller krav på hur nättarifferna ska utformas. Bland annat ska avgifterna inte inbegripa icke-relaterade kostnader för andra icke-relaterade politiska mål. Bestämmelserna i EU-förordningar är direkt tillämpliga i Sverige. Bestämmelserna i artikel 18 är dock utformade på ett övergripande plan som principer för den nationella lagstiftningen.

Byrån för samarbete mellan tillsynsmyndigheter inom energiområdet, ACER, har tagit fram en rapport om metoder för distributionstariffer (ACER, 2021). ACER tydliggör bland annat att deras syn på elmarknadsförordningens krav innebär att nättarifferna inte ska inbegripa kostnader kopplade till stöd för förnybar energi eller andra icke-relaterade policykostnader, det vill säga kostnader som inte är direkt hänförliga till nätföretagens egen verksamhet. Ei delar den bedömning som ACER gör av artikel 18.

Det framgår också av artikel 18.1 att den metod som används för att fastställa nätavgifterna på ett neutralt sätt ska stödja generell systemeffektivitet på lång sikt genom prissignaler till kunderna och producenterna och framför allt tillämpas på ett sådant sätt att den inte leder till positiv eller negativ diskriminering mellan produktion som är ansluten på olika nätnivåer. En särreglering som riktas mot mindre produktionsanläggningar, vilka typiskt sett är och ska vara anslutna till lokalnät enligt 3 kap. 8 § ellagen, är därför tveksam i förhållande till förbudet mot positiv eller negativ diskriminering mellan produktion som är ansluten på olika nätnivåer.

9.6 Ekonomiska konsekvenser av förslaget

Innehavare av befintliga mindre anläggningar

Innehavare av de mindre produktionsanläggningar som omfattas av undantaget när lagändringen träder i kraft påverkas inte av förslaget. För dessa anläggningar fortsätter nuvarande undantag genom övergångsbestämmelser att gälla tills vidare. Innehavarna av dessa anläggningar skulle beröras om förslaget innehöll ett slutdatum eller ett stopp för nyinvesteringar, se avsnitt 9.4. Några sådana förslag lämnas inte, eftersom förslagen enligt uppdraget sammantaget inte får innebära någon försämring för berörda produktionsanläggningar jämfört med dagens läge.

Innehavare av framtida mindre anläggningar

Ett upphörande av undantaget i 4 kap. 10 § första stycket ellagen påverkar förstas framtida investeringar i produktionsanläggningar som kan leverera en effekt om

¹⁰¹ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

högst 1 500 kW. Eftersom detta inte är en försäkring för berörda, det vill säga befintliga anläggningar, ligger detta problem strikt sett utanför uppdraget.

Innehavare av framtida mindre anläggningar, som skulle ha omfattats av dagens undantag, berörs så till vida att de inte får den reducerade nätavgiften samt måste betala för mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten. Enligt Energimyndighetens kortsiktsprognos sommaren 2020 förväntas en kraftig utbyggnad av solkraften fram till 2023 där produktionen från solkraftsanläggningar förväntas öka från 660 GWh år 2019 till 3 000 GWh år 2023. Det är dock oklart hur stor del utbyggnaden som förväntas utgöras av mikroproduktionsanläggningar. För en produktionsanläggning med en effekt på 1 500 kW skulle en årlig inmatningstariff i genomsnitt uppgå till cirka 180 000 kronor, baserat på rådande tariffstruktur för större produktionsanläggningar. Till detta kommer en engångskostnad på cirka 25 000–65 000 kronor för mätare med tillhörande insamlingsutrustning och dess installation i inmatningspunkten.¹⁰²

Underlagen som inhämtats vid analyserna visar att anslutningen av nya produktionsanläggningar för vattenkraft och vindkraft som omfattas av undantaget är högst begränsad. Vattenkraften är i stort sett utbyggd och de nya vindkraftsanläggningar som idag ansluts till elnäten har betydligt större kapacitet än 1 500 kW. Nya vindkraftsanläggningar bedöms kunna byggas utan behov av ytterligare stöd. Ei:s bedömning är att det inte är samhällsekonomiskt motiverat att ersätta ett borttaget undantag med ett annat stöd för dessa produktionslag.

Vi konstaterar dock att ett borttaget undantag kommer att påverka de ekonomiska förutsättningarna för nya förnybara energikällor som börjar etableras, exempelvis solkraft. Nuvarande undantagsregel har bedömts ge ett produktionsstöd på 12 – 18 öre per kWh för mindre solkraftsanläggningar.

Om ett nytt särskilt stöd för dessa bedöms nödvändigt är det viktigt att göra en ordentlig analys och att stödet utformas ändamålsenligt. Ett sådant stöd skulle om det bedöms motiverat vara tekniskspecifikt (teknikpolitiskt stöd) så att det inte tillfaller investeringar i energislag eller tekniker som redan är lönsamma utan stöd. Ett sådant stöd bör dock inte finansieras via nätanvändarnas tariffer. Det är heller inte lämpligt att ha en skarp effektgräns för att få stödet, eftersom det leder till suboptimering vid anläggning av produktion.

Om ett nytt stöd införs måste förstås det faktiska behovet noggrant analyseras och en närmare analys utifrån EU:s statsstödsregler göras innan utformning och

¹⁰² I normvärdeslistan är kostnaden för mätare i kategori 2 (lågspänning) 24 167 kronor och då ingår strömtransformatorer och insamlingssystem. För mätare i kategori 3–5 (högspänning) är kostnaden 61 968 kronor för mätare och installation.

omfattning kan bestämmas. Ett nytt stöd för småskalig produktion bör vara ändamålsenligt, med ett tydligt mål och en mekanik för utfasning när målet är uppfyllt.

Mikroproducenter

Undantaget för mikroproduktion, det vill säga produktion hos en elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kW, kvarstår. Eftersom nuvarande regler fortsätter att gälla berörs mikroproducenter inte mer än övriga kunder, se nedan.

Det finns sedan tidigare inlämnade förslag¹⁰³ på att ta bort kravet på att en mikroproducent måste vara nettoanvändare under ett kalenderår för att inte behöva betala någon avgift för inmatning. I enighet med de tidigare förslagen anser vi att kravet på nettomätning ska tas bort. Detta för att en mikroproducent, som är nettoproducent, inte ska behöva betala full nätavgift för inmatning. Förslaget kommer att underlätta särskilt för små elproducenter.¹⁰⁴

Det är i dagsläget svårt att göra en uppskattning av hur många som skulle påverkas om kravet på nettomätning tas bort. Enligt data från Energimyndigheten fanns det 2019/20 mer än 41 000 mikroproduktionsanläggningar i Sverige, där de flesta utgjordes av solkraft.¹⁰⁵ Det är troligt att de flesta har dimensionerat anläggningarna utifrån sin normalårsförbrukning, vilket innebär att de flesta under normala förhållanden skulle vara nettoförbrukare. Det kan dock vara så att under vissa år, med gynnsamma väderförhållanden för produktion och låg energiförbrukning, kan fler komma att bli nettoproducenter.

Givet att nätavgifterna för inmatning av el är symmetriska mot nätavgifterna för uttag av el skulle de ekonomiska konsekvenserna av att vara nettoproducent motsvara den fasta avgiften för uttagsabonnemanget. I genomsnitt är den fasta kostnaden mellan cirka 4 000 kronor (20A säkring) och 13 000 kronor (63A säkring) per år.

Övriga kunder inklusive hushåll och konsumenter

Eftersom nätföretagen varierar kraftigt i storlek leder nuvarande regelverk till att ett litet nätområde med många små produktionsanläggningar får en stor

¹⁰³ Elmarknadslag (Ds 2017:44) och Ei:s rapport Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter (Ei R2020:02).

¹⁰⁴ Ds 2017:44 s. 260 och Ei R2020:02 s. 613.

¹⁰⁵ Enligt Energimyndighetens officiella statistik från 2019 fanns det då 37 656 solkraftsanläggningar med en effekt upp till 20 kW. Enligt data inom ramen för elcertifikat (se kapitel 4.2) fanns det 3 122 solkraftsanläggningar i den storleken. Utöver detta finns i samma data 239 vind- och vattenkraftanläggningar med en effekt upp till 43,5 kW. Förmodligen finns det dock betydligt fler eftersom många av de små anläggningarna inte ansöker om elcertifikat.

omfördelning av kostnaderna till övriga kunder, medan effekten blir mindre i ett stort nätområde med få små produktionsanläggningar. Övriga kunder, inklusive hushåll och konsumenter, har därför genom förslaget en möjlighet att få en något lägre och mer kostnadsriktig nättariff. Omfattningen beror på vilket nätområde kunden är ansluten i. Förslaget innebär att allt större andel av produktionsanläggningarna över tid kommer att betala högre och mer kostnadsriktiga överföringsavgifter samt kostnaden för mätare. Som redovisats i avsnitt 9.3 motsvarar dagens omfördelning, omräknat till extra kostnad per kund, upp till 100 kronor för de flesta nätföretag. För ett tjugotal företag ligger omfördelningen mellan 100 och 300 kronor och i två extremfall belastar företagen alla sina kunder (utom de mindre och nedgraderade produktionsanläggningarna) med 500 kronor extra per år. Samtidigt är de totala nätavgifterna för ett nätföretag begränsade genom nätföretagets intäktsram. En omfördelning av tariffintäkterna bör därför komma några kunder till godo, men exakt hur detta sker bestämmer nätföretaget genom tariffstrukturen.

Nätföretag

Eftersom de totala nätavgifterna är begränsade genom intäktsramar påverkas inte nätföretagets tariffintäkter av förslaget. Däremot måste nätföretagen framöver hålla reda på vilka äldre anläggningar som fortfarande omfattas av undantagsbestämmelsen. Detta innebär en viss tillkommande administrativ börda eftersom nätföretagen behöver göra justeringar i sina IT-system för att skapa ett separat register för befintliga anläggningar. Förslaget innebär därefter ingen merkostnad för den löpande verksamheten. Ei bedömer att kostnaden för en sådan systemändring motsvarar en till tre arbetsveckor. Arbetsinsatsen skulle då motsvara en kostnad på cirka 21 000–63 000 kronor per nätföretag om kostnaden för en årsarbetskraft uppskattas till 1,1 miljoner kronor.

Kravet att en elproducent ska vara nettoanvändare av el för att undantas från nätavgiften för inmatning tas bort. En konsekvens av detta är att nätföretaget slipper ett kontrollansvar för dessa kunder och eventuella kostnader förknippat med detta.¹⁰⁶

Annan påverkan på företag

Ei:s analys visar inte på annan påverkan på berörda företag än som beskrivits ovan.

Särskild hänsyn till små företag

Ei:s analys visar inte på att särskild hänsyn behöver tas till små företag utöver vad som redan har redovisats för respektive aktör. Att förslaget påverkar mindre produktionsanläggningar innebär inte att ägarna av anläggningarna behöver vara

¹⁰⁶ Ds 2017:44 s. 260.

små företag. Utformningen av nuvarande regel leder också till att vissa vindkraftparker betraktas som flera mindre anläggningar. Däremot ger förslaget, som ovan redovisats, en möjlighet för övriga kunder att få en något lägre och mer kostnadsriktig nättariff. Detta kan vara av särskild betydelse för små företag.

Konsekvenser för offentlig sektor

Ei har mycket få ärenden som avser prövning enligt 3 kap. 14 § och 4 kap. 10 §, och summerar endast till något ärende per år. Med färre anläggningar som omfattas av 4 kap. 10 § borde dessa ärenden minska ytterligare över tid. Å andra sidan kan nya frågor uppkomma avseende nätavgifter och kostnaden för mätare när de äldre anläggningarna byggs om. Detta kan generera en begränsad mängd nya ärenden hos Ei som även kan komma att överprövas av förvaltningsdomstolarna. Med hänsyn till det mycket låga antalet ärenden i nuläget, samt att förslaget kan leda till såväl färre som fler ärenden över tid är vår bedömning att arbetsinsatsen för dessa ärenden blir oförändrad.

Ei:s analys visar inte på några konsekvenser av förslaget för andra offentliga aktörer.

9.7 Miljömässiga konsekvenser

Förslaget att ta bort undantagsregeln för mindre produktionsanläggningar motverkar nedgradering av produktionskapaciteten hos främst vindkraftsanläggningar. Därigenom främjas miljön på sikt, genom att produktionsanläggningar för förnybar el utnyttjas till sin fulla kapacitet. Förslaget innebär dock en ökad kostnad för vissa nya anläggningar för förnybar el, särskilt solkraft. Samtidigt försvinner incitament till att begränsa solkraftsanläggningars storlek till 1 500 kW, något som kan leda till att större anläggningar byggs.

Förslaget att ta bort kravet på nettoförbrukning för mikroproducenter kommer att främja installation av mikroproduktion, vilket kan vara särskilt intressant för hushållskunder och mindre företag. Genom att främja mikroproduktionsanläggningar för förnybar el underlättas energiomställningen och uppfyllandet av det klimatpolitiska ramverket (Ei R2020:02 s. 613).

9.8 Sociala konsekvenser

Ei:s analys visar inte på några sociala konsekvenser av förslaget.

9.9 Ikraftträdande och informationsinsatser

Ei föreslår att lagändringen träder i kraft den 1 januari 2023. Datumet är valt med hänsyn till lagstiftningsprocessen och det faktum att många nätföretag beräknar och sätter sina nättariffer från årsskifte. Nätföretagen behöver också viss tid för att

anpassa sina IT-system. Dessutom kan berörda aktörer behöva en viss förberedelsestid för att skapa långsiktiga förutsättningar inom projekt där investeringsbeslut redan är fattade men produktionsanläggningarna ännu inte har tagits i drift.

Vi bedömer att det inte finns behov av några särskilda informationsinsatser utöver den information som nätföretagen kommer att behöva lämna till sina kunder som vill ansluta mindre produktionsanläggningar. Eftersom nätägaren redan idag har krav på att informera om nätavgifter blir det naturligt att nätägaren lämnar information i samband med övrig information om nätavgifter.

9.10 Samråd

Inom ramen för detta arbete har Ei haft dialog med en referensgrupp¹⁰⁷ med representanter för vind- och solkraftsproducenter, nätföretag och kundrepresentanter för att få in synpunkter på det arbete som genomförts.

Utöver referensgruppen har Ei haft bilaterala samtal och mottagit skriftliga synpunkter från ett antal aktörer, såsom kraftproducenter, nätföretag och branschorganisationer.

Ei har också genomfört ett öppet webbseminarium där vi presenterat uppdraget tillsammans med analyser där intressenterna har haft möjlighet att lämna synpunkter.

En löpande dialog har också förts med Energimyndigheten, som bistått med såväl dataunderlag som expertis inom tillämpliga områden.

9.11 Kontaktpersoner

Kontaktperson för detta arbete på Ei är projektledare Mattias Önnegren (mattias.onnegren@ei.se) och projektägare Tony Rosten (tony.rosten@ei.se).

¹⁰⁷ Referensgruppen har bestått av representanter från: Svensk vindkraftförening, Sveriges allmännytt, Energiföretagen, Lokalkraft, Svensk Solenergi, Villaägarna och Energimyndigheten.

10 Författningskommentarer

10.1 Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)

4 kap. Nättariffer

Särskilt om nättariffer för mindre produktionsanläggningar

10 § En elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt ska inte betala någon avgift för inmatningen.

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

Nuvarande första och andra styckena utgår, varvid nuvarande tredje och fjärde styckena blir första och andra styckena.

Första stycket ändras genom att kravet att en mikroproducent måste vara nettoanvändare under ett kalenderår för att inte behöva betala någon avgift för inmatningen tas bort. Ett liknande förslag har tidigare lämnats i promemorian *Elmarknadslag (Ds 2017:44)* och Ei:s rapport *Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter (Ei R2020:02)*. Ändringen är nu nödvändig för att en mikroproducent, som är nettoproducent, inte ska behöva betala full nätavgift för inmatning.

En följdändring sker i det nya *andra stycket* som endast ska hänvisa till det nya första stycket.

Ikraftträdande och övergångsbestämmelser

1. Denna lag träder i kraft den 1 januari 2023.
2. 4 kap. 10 § i dess äldre lydelse ska fortsätta att tillämpas på produktionsanläggningar som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt och som den 31 december 2022 med en effekt om högst 1 500 kilowatt är ansluten till en ledning eller ett ledningsnät som används med stöd av nätkoncession.
3. Punkten 2 gäller inte för produktionsanläggningar hos en elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt.

4. För de produktionsanläggningar som omfattas av punkten 2 ska bestämmelsen i 3 kap. 14 § fortsätta att tillämpas.

Första punkten innebär att lagändringen ska träda i kraft den 1 januari 2023.

Datomet är valt med hänsyn till lagstiftningsprocessen och det faktum att många nätföretag beräknar och sätter sina nättariffer från årsskifte. Dessutom kan berörda aktörer behöva en viss förberedelse.

Andra punkten innebär att undantagsregeln fortsätter att gälla för befintliga produktionsanläggningar som omfattas av bestämmelsen. Villkoret för att regeln ska fortsätta att gälla är att produktionsanläggningen är ansluten den 31 december 2022. Innebörden av att bestämmelsen, det vill säga 4 kap. 10 §, fortsätter att gälla för vissa produktionsanläggningar är att även nuvarande fjärde stycket om rätten att kunna begära prövning fortsätter att gälla för innehavarna av dessa anläggningar.

Tredje punkten innebär att 4 kap. 10 § i dess äldre lydelse inte ska gälla för de produktionsanläggningar som omfattas av bestämmelsen i första stycket, det vill säga anläggningar hos en elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt. En tillämpning av den äldre lydelsen skulle innebära att kravet på nettoförbrukning skulle kvarstå för innehavarna av dessa anläggningar.

Fjärde punkten innebär att för de produktionsanläggningar som omfattas av punkten 2, fortsätter även bestämmelsen i 3 kap. 14 § att gälla. Därmed får inte nätkoncessionshavaren debitera innehavaren kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten avseende dessa anläggningar. Tvister kan prövas av nätmyndigheten.

11 Referenser

ACER (2021) *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*.

Ei. (R2016:04). *Ökad andel variabel elproduktion. Effekter på priser och producenters investeringsincitament*.

Ei. (R2020:02). *Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter*.

Ei. (PM2020:04). *Ellagens bestämmelser om ersättning vid inmatning av el - Metod vid prövning av tvister om nätnyttoersättning*.

Ei. (PM2020:06). *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande*.

ELS Analysis. (2020). *PPA och Elmarknaden. En rapport till Svenskt Näringsliv*.

Energimyndigheten. (ER2018:13). *Vindkraftstatistik 2017*.

Energimyndigheten. (ER2018:25). *Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019*.

Energimyndigheten. (ER2020:21). *Kortsiktsprognos sommaren 2020*.

Energimyndigheten (2018). *Tematext vindkraftens teknik och kostnadsutveckling*.

Hämtat från: <http://www.energimyndigheten.se/globalassets/om-oss/lagesrapporter/elmarknaden/2018/vindkraftens-teknik-och-kostnadsutveckling.pdf>. (Oktober 2020)

Energimyndigheten (2021). *Om elcertifikatsystemet*. Hämtat från: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/>. (Januari 2021)

IEA. (2020). *IEA Wind TCP Task 26 Data Viewer*. Hämtat från: <https://community.ieawind.org/task26/dataviewer>. (December 2020)

IVA. (2016). *Skatter och subventioner vid elproduktion – En specialstudie*. IVA-projekt Vägval el. Hämtat från: <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/vagvalel-elskatter.pdf>. (Februari 2021)

Konjunkturinstitutet. (2018). *Miljö, ekonomi och politik 2018*. ISBN: 978-91-86315-98-6 - ISSN: 2001-3108 - KI-NR 2018:26

Lehmann, P., & Söderholm, P. (2018). *Can technology-specific deployment policies be cost-effective? The case of renewable energy support schemes*. *Environmental and Resource Economics*, 71(2), 475-505.

Mastropietro, P. (2019). *Who should pay to support renewable electricity? Exploring regressive impacts, energy poverty and tariff equity*. *Energy Research & Social Science*, 56

SCB (2020). *El-, gas-, och fjärrvärmeförsörjningen 2019 – Slutliga uppgifter*. ISSN: 1654-3661. Hämtat från: <https://www.scb.se/publikation/40414>. (Februari 2021)

Bilaga 1 Kriterier för ett effektivt och ändamålsenligt stöd till tidiga investerare

Vår bedömning i avsnitt 7.6 är att det saknas förutsättningar och skäl för ytterligare ekonomiskt stöd till ägare av vissa produktionsanläggningar av förnybar el som gjort tidiga investeringar inom ramen för elcertifikatsystemet. Om ett stöd ändå ska övervägas blir den första frågan vad som kan anses vara ett ändamålsenligt stöd och hur det kan utformas. Detta har närmare beskrivits i avsnitt 5.1. Där framgår att ett stöd ska vara kostnadseffektivt, kontinuerligt utvärderas och ha en tydlig utfasningsmekanism som är kopplad till stödsystemets syfte och mål.

Ett effektivt stöd bör tilldelas utifrån måluppfyllnad

Ett effektivt utformat stödsystem ska vara kostnadseffektivt utformat. En grundprincip bör därför vara att uppfylla syftet och målet med styrmedlet till lägsta möjliga kostnad. Ett stöd som endast delvis bidrar till måluppfyllnad kan inte ses som ett effektivt utformat stödsystem.

För att kunna bedöma om ett stödsystem är kostnadseffektivt måste först ett syfte och mål med stödet ha definierats. När det gäller ett stöd till elproducenter med tidiga investeringar inom elcertifikatsystemet skulle ett syfte kunna vara att genom stödet kompensera för förändrade förutsättningar i elcertifikatsystemet. Det handlar alltså inte om förändringar som beror på marknadens funktion (exempelvis konjunktur eller konkurrens) utan på ingripanden (politiska beslut) som har skapat andra marknadsförutsättningar. Målet med stödet skulle vara att undvika konkurser och privatekonomiska förluster för de investerare som påverkats av förändringarna.

Givet syftet att kompensera för förändrade förutsättningar bör endast de aktörer som påverkats av förändringarna kompenseras. Många av de ursprungliga ägarna till de tidiga investeringarna i produktionsanläggningar inom elcertifikatsystemet har senare sålt anläggningarna till marknadsmässiga priser utifrån de nya förutsättningarna i elcertifikatsystemet. Att ge ytterligare stöd till de som förvärvat produktionen till marknadsmässiga priser skulle skapa övervinster till de nya ägarna, utan att de ursprungliga investerarna kompenseras. Ett system med individuell ansökan om compensation skulle vara att föredra.

Ett effektivt stöd bör finansieras genom statsbudgeten

Att finansiera stöd till förnybar produktion genom nätavgiften innebär att endast en liten del av nätanvändarna i landet står för kostnader som hela samhället får nytta av. Att utforma ett stöd på det sättet är därför inte lämpligt ur ett fördelningsekonomiskt perspektiv. Detta problem förstärks av att nätföretagen varierar kraftigt i storlek. Ett litet nätområde med många små produktionsanläggningar leder till en stor omfördelning av kostnaderna, medan effekten blir mindre i ett stort nätområde med få små produktionsanläggningar.

Att istället finansiera subventionerna som ett tillägg för samtliga elanvändare, exempelvis genom att lägga på ett pris likt elcertifikat för varje konsumerad kWh, gör att kostnadsmassan fördelas på ett större kundkollektiv där lokaliseringen av produktionen spelar mindre roll. Att finansiera subventionerna till förnybar energi genom elanvändarna kan dock ses som problematiskt ur en fördelningspolitisk synvinkel. En sådan finansiering leder till omfördelning av inkomster på samma sätt som en regressiv skatt, eftersom de med lägre inkomst betalar en relativt större del av sin inkomst för exempelvis kostnadstillägget på elpriset.

Det bör istället vara fördelaktigt att finansiera stöd till förnybar elproduktion via statsbudgeten. Genom att finansiera stödet via statsbudgeten sker ekonomiska omfördelningar i linje med landets övriga skattepolitik. För ett utförligare resonemang se exempelvis Mastropietro (2019).

Utformningen av stödet ska kopplas till syftet

För att kunna utforma ett effektivt stöd skulle utgångspunkten kunna vara de kostnadssamband som identifierats för respektive år. Problemet med en sådan utformning är att stödet i så fall inte kopplar specifikt till det som stödet syftar till att kompensera för. Oavsett vilken verksamhet en investering sker inom finns alltid en affärsrisk att något inte går enligt plan. Att skapa ett stödsystem utifrån kostnadsutvecklingen inom en bransch leder därför inte till ett effektivt styrmedel.

Vid utformning av ett effektivt stödsystem är det istället viktigt att det finns ett tydligt syfte och mål med stödet. Eftersom syftet med ett eventuellt stöd skulle vara att kompensera för att staten ändrat förutsättningarna, så borde storleken på stödet vara kopplat just till förväntningarna på elcertifikaten och hur dessa har skiljt sig för de berörda investerarna jämfört med övriga investerare inom elcertifikatsystemet.

Hur skulle ett stöd till tidiga investerare kunna utformas?

Från diskussionen ovan framkommer att ett stöd med syftet att kompensera för förändrade förutsättningar inom elcertifikatsystemet skulle utformas för de aktörer som fortfarande har elcertifikat utifrån ett investeringsbeslut som de fattade före

de förändringar som skett inom systemet. Det vore en fördel om stödet skulle vara individuellt och prövas mot fastställda kriterier för att på så vis säkra att stödet tillfaller rätt personer. Stödet skulle med fördel finansieras via statsbudgeten för att uppnå rätt fördelningsekonomiska effekter. Storleken på stödet skulle vara baserat på hur förväntningarna på elcertifikatsystemet förändrats till följd av oförutsägbara ändringar av systemet. En utfasning av det alternativa stödet skulle vara direkt kopplat till tilldelningen av elcertifikat.

Bakgrunden till att införa ett stöd skulle som nämnts vara att kompensera tidiga investerare för att staten förändrat förutsättningarna inom elcertifikatsystemet. Istället för att avsluta systemet eller införa parallella system valdes en lösning där systemet förlängdes och ambitionsnivån höjdes. Förändringarna har medfört att teknikrisken har ökat för investerare som har tagit investeringsbeslut före dessa förändringar.

Stödet i sig skulle däremot inte bidra till några nyinvesteringar eller en ökad produktion av förnybar energi, eftersom stödet endast skulle gå till befintliga anläggningar som oavsett stöd kommer att fortsätta att producera el. Stödet skulle således inte ge några samhällsekonomiska vinster utan istället medföra samhällsekonomiska välfärdsförluster. Stödet skulle därför inte vara samhällsekonomiskt motiverat.

Ett stöd till tidigare investerare skulle behöva vara förenligt med EU:s regelverk om statsstöd. Eftersom vi inte föreslår något stöd har vi inte gjort någon närmare utredning i frågan. Vi konstaterar dock att miljö- och energistöd kan anses vara förenligt med den inre marknaden endast om det har en stimulansseffekt. En stimulansseffekt uppstår om stödet förmår stödmottagaren att ändra sitt beteende genom att höja nivån på miljöskyddet eller bidra till en förbättrad funktion hos en säker och hållbar energimarknad med överkomliga priser, och stödmottagaren inte skulle ha ändrat sitt beteende utan stödet. Stödet får inte subventionera kostnader för en verksamhet som företaget i alla händelser skulle ådra sig och får inte kompensera för den normala affärsrisken vid ekonomisk verksamhet. Stödet anses inte ha någon stimulansseffekt för mottagaren i sådana fall där projektet redan hade inletts innan stödmottagaren ansökte om stöd.¹⁰⁸ Enligt EU:s regelverk om statsstöd är det således inte möjligt att via statsbudget kompensera en grupp när det inte har ett framåtblickande syfte. I detta fall har investeringarna redan gjorts och har således kunnat uppföras och driftsättas utan stöd. De kommer även att fortsätta producera el utan stöd. Av samma skäl är det inte heller möjligt att ge ett generellt stöd till alla med elcertifikat via energiskatten.

¹⁰⁸ Meddelande från kommissionen, Riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi för 2014–2020 (2014/C 200/01) (49) och (50)

Vår slutsats är att om ett särskilt stöd till tidigare investerare är statsstöd, är det inte tillåtet. För att ett särskilt stöd ska vara tillåtet krävs därför att det inte bedöms uppfylla kriterierna för statsstöd. Detta förutsätter att stödet inte snedvrider eller hotar att snedvrider konkurrensen och påverkar handeln mellan EU:s medlemsstater. En djupare utredning krävs för att göra denna bedömning.

