

Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet

Delredovisning 2 och förslag på kvoter för
18 TWh till 2030

ER 2016:19

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas via
www.energimyndigheten.se
Orderfax: 08-505 933 99
e-post: energimyndigheten@arkitektkopia.se

© Statens energimyndighet

ER 2016:19

ISSN 1403-1892

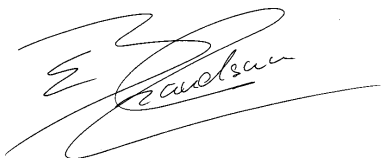
Förord

Energimyndigheten redovisar med denna rapport uppdraget att ta fram underlag inför kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet, M2015/3314/Ee, Regeringsbeslut II:2. I rapporten redovisas även uppdraget att föreslå kvoter för att förlänga och utöka elcertifikatsystemet med 18 TWh elcertifikat till 2030, M2016/ 02089/Ee, Regeringsbeslut II:4.

Energimyndigheten redovisar uppdragen till Regeringskansliet (Miljö- och energidepartementet). Den första delredovisningen inom ramen för kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet innehöll bland annat förslag på justeringar av kvoterna för att Sverige och Norge ska uppfylla sina åtaganden inom den gemensamma elcertifikatsmarknaden och en värdering av om kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet bör författningsregleras så att teknisk justering av kvoter ska kunna ske utan att behöva vara föremål för lagändring.

Arbetet med uppdragen har genomförts av medarbetare på Energimyndigheten. Dialog har skett i relevanta delar med Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som delvis genomfört ett motsvarande arbete under samma period.

Energimyndigheten har bjudit in till skriftliga inspel till utredningsarbetet. Det resulterade i inspel från ett flertal olika aktörer. Kommentarer som har bedömts vara relevanta har beaktats i utredningsarbetet, men någon separat redovisning av dessa ingår inte i rapporten. Samtliga skriftliga inspel har presenterats på myndighetens webbplats.



Erik Brandsma

Generaldirektör

Sammanfattning

Kvotkurva för ambitionshöjning om 18 TWh till år 2030

Myndighetens huvudförslag på kvotkurva till 2045 är en baktung kvotkurva med större tyngdpunkt mot slutet av 2020-talet. Kvothöjningen påbörjas först år 2022 då möjligheten för nya norska anläggningar att få elcertifikat upphör.

Tabell 1. Energimyndighetens förslag till kvoter jämfört med gällande kvot, justeringsförslaget från förra delrapporten samt vilken efterfrågan av elcertifikat och utbyggnad per år som kvoterna förväntas bidra till.

År	Gällande kvoter	Förslag på justerad kvot-plikt kurva del 1 ¹	Förslag på kvoter för 18 TWh till 2030	Ökad efterfråga på elcertifikat för 18 TWh till 2030 [milj elcert]	Förväntad utbyggnad per år för 18 TWh till 2030 [TWh]
2018	0,270	0,280			
2019	0,291	0,301			
2020	0,288	0,294			
2021	0,272	0,269			
2022	0,257	0,245	0,258	1,2	1,2
2023	0,244	0,227	0,254	2,4	1,2
2024	0,227	0,204	0,244	3,6	1,2
2025	0,206	0,184	0,237	4,8	1,2
2026	0,183	0,170	0,236	6	1,2
2027	0,162	0,161	0,260	9	3
2028	0,146	0,145	0,276	12	3
2029	0,130	0,128	0,293	15	3
2030	0,114	0,112	0,309	18	3
2031	0,094	0,092	0,290	18	
2032	0,076	0,075	0,272	18	
2033	0,052	0,051	0,249	18	
2034	0,028	0,028	0,226	18	
2035	0,013	0,012	0,210	18	
2036			0,191	17,4	
2037			0,185	16,8	
2038			0,172	15,6	
2039			0,158	14,4	
2040			0,152	13,8	
2041			0,116	10,5	
2042			0,099	9	
2043			0,066	6	
2044			0,033	3	
2045			0,017	1,5	

¹ ER 2016:09 Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet.

Kvotkurvans utformning påverkar inte bara förnybar el

Större delen av den produktionskapacitet av el som byggts i Sverige de senaste tio åren, och som kommer att byggas fram till år 2030, är inom elcertifikatsystemet. Det är därför av stor vikt att välja en kvotkurva där hänsyn även tas till andra faktorer än att ambitionen ska uppnås. Energimyndigheten motiverar valet av kvotkurva utifrån en rad av faktorer som följer nedan.

Kvotkurvan är utformad med hänsyn till elsystemets utveckling och behov

Sverige har idag ett elöverskott som förväntas öka ytterligare med en ökad ambition. Några större nedläggningar av befintliga anläggningar förväntas inte förrän i slutet av 2020-talet. En baktung utbyggnad är mer anpassad till detta, och möjliggör samtidigt att en stor del av produktionskapaciteten finns kvar under de år som kärnkraften förväntas läggas ned samt några år därefter. Anpassningen av elsystemet för att möjliggöra mer variabel elproduktion tar tid, särskilt nätutbyggnad. Förutsättningarna att hantera en stor mängd förnybar el är större mot slutet av 2020-talet.

Överutbyggnad fram till och med år 2020 bör undvikas

Energimyndighetens uppfattning är att all utbyggnad fram till och med år 2020 som överskrider det gemensamma målet med Norge kommer att vara en del av den nya ambitionen, vilket i praktiken skulle ge en mer framtung utbyggnad och ett fortsatt överskott. Energimyndigheten ser en risk för att detta ska ske. En baktung kvotkurva ger en kraftigare signal till marknaden att inte överinvestera i dagsläget då efterfrågan initialt kommer att vara låg.

Kvotshöjning från år 2022

Norge kan godkänna anläggningar fram till och med december 2021 även om det gemensamma målet ska vara uppfyllt år 2020. Energimyndigheten anser det därför lämpligt att påbörja kvotshöjning för den nya ambitionen först år 2022 då huvudfunktionen av den gemensamma marknaden har upphört.

Utbyggnadstakten bör inte vara för stor eller för liten

Den årliga efterfrågan på elcertifikat kommer att ge en utbyggnadstakt på 1–3 TWh per år vilket är i nivå med tidigare utbyggnad inom elcertifikatsystemet. Energimyndigheten bedömer att den föreslagna kvotkurvan inte kommer att dämpa investeringarna i förnybar elproduktion så att utbyggnaden stannar av, men att utbyggnaden kommer dämpas något de första åren i perioden. Inte heller bedöms efterfrågan på elcertifikat bli så hög att investeringarna inte hinns med eller att den fördyrar systemet.

Låg kostnad för elkunden

Den baktunga kvotkurvan ger den lägsta kostnaden för elkunden då elpriset på sikt förväntas stiga, även med en utbyggnad på 18 TWh till år 2030, samtidigt som produktionskostnaden för förnybar el förväntas sjunka. Samtidigt kommer övriga producenter av el påverkas mindre då elpriset initialt inte påverkas så mycket av ambitionshöjningen och på sikt sannolikt stiger oavsett en ambitionshöjning eller ej.

Utformning och optimering av elcertifikatsystemet

Ambitionshöjningen bör ske inom det befintliga systemet

Energimyndigheten anser att ambitionshöjningen bör ske inom den befintliga elcertifikatmarknaden. En uppdelning av marknaden mellan den nya ambitionen och den nuvarande gemensamma marknaden med Norge skulle vara förenat med stora risker och initialt innebära ett likviditetsproblem. En uppdelning av systemet i två delar skulle i princip innebära att ett nytt stödsystem införs. En sådan förändring skulle behöva utredas och analyseras mer noggrant.

Elcertifikatsystemets grundläggande funktioner skapar kostnadseffektivitet

Energimyndigheten anser att det varit och kommer att vara viktigt för systemets kostnadseffektivitet att det behålls marknadsbaserat, teknikneutralt och styr mot konkurrens mellan kraftslag i anläggningens hela livscykel. Samtidigt är det viktigt med likviditet på elcertifikatmarknaden, för aktörerna att det finns långsiktiga spelregler och att systemet fungerar i praktiken. Eventuella förändringar som påverkar dessa faktorer bör motiveras väl.

Elcertifikatsystemet bör inte ersätta funktioner i elsystemet

Elcertifikatsystemet påverkar elpriset och därmed den långsiktiga investeringsviljan i elsystemet. Elmarknadens övriga funktioner når dock aktörerna inom elcertifikatsystemet. Det finns, och kommer att finnas, betydande skillnader i intäkter, exempelvis för variabel (lägre) respektive planerbar (högre) beroende på vilken typ av anläggning som byggs och var den placeras. Elcertifikatsystemet bör därför inte ges nya funktioner för att styra mot något annat än att den mest kostnadseffektiva produktionen byggs ut först. Om fler funktioner införs kommer det att skapa nya optimeringsproblem och göra systemet mindre effektivt. Eventuella tekniska krav eller systembehov för att bättre optimera elsystemet bör genomföras utanför elcertifikatmarknaden.

Vissa förbättringar föreslås men nya stödsystem har inte utretts

Stora förändringar som innebär att de grundläggande förutsättningarna för systemet ändras bör betraktas som att ett nytt system införs. Energimyndigheten har inom ramen för detta uppdrag inte analyserat sådana förslag. Några förbättringar av systemet föreslås dock nedan.

Mikroanläggningar upp till 68 kW bör uteslutas ur elcertifikatsystemet

Mikroproduktion är idag gynnad på flera sätt utöver elcertifikatsystemet som gör att de inte konkurrerar på lika villkor med övriga förnybara kraftslag. Detta skapar en osäkerhet utöver marknadsrisken för aktörer på elcertifikatmarknaden, exempelvis om utbyggnadstakt och hur stor del av ambitionshöjningen som kommer att utgöras av sådan kraft. Mikroproducenter har också svårt att agera på elcertifikatmarknaden, och det är förenat med en omotiverat stor administrativ börda för både producenten och myndigheten i relation till andelen tilldelade elcertifikat och värdet av dessa.

Tiden mellan tilldelningsperioder av elcertifikat bör regleras

Idag kan en ägare till en anläggning som genomfört en omfattande ombyggnad när som helst ansöka om en ny tilldelningsperiod. Energimyndigheten vill begränsa den möjligheten så att det ska ha gått cirka 20 år från det att den första tilldelningen sker till att en ny tilldelningsperiod kan påbörjas. Syftet är att minska risken att anläggningar byggs om enbart för att stödet upphör eller att anläggningar optimeras för enbart 15 års drift. Förslaget bör dock utredas ytterligare, bland annat med avseende på tidsperioden och om det ska finnas undantag.

Inga elcertifikat bör tilldelas om spotpriset på el är noll eller lägre

Om elmarknaden med negativa priser signalerar att det inte finns efterfrågan motsvarande all el som produceras bör inte stöd utgå till anläggningar under dessa timmar. Elmarknaden kan då på ett bättre sätt avgöra hur överskottet ska hanteras, genom att stänga av viss produktion eller använda mer el. Detta är också i linje med EU:s ambition för styrmedel när det gäller bland annat statsstödsregler, som dock inte omfattar elcertifikatsystemet.

Sjunkande produktionskostnader över tid (teknisk risk) bör hanteras av marknaden

Aktörer på elcertifikatmarknaden har uttryckt en oro för att sjunkande produktionskostnader som sänker intäkterna och påverkar tidigare investeringar är en risk som kommer att påverka investeringsklimatet även i framtiden. Ofta kallat teknisk risk. Energimyndigheten anser att detta är en marknadsrisk som ska hanteras av aktörer på elcertifikatmarknaden och inte med en mekanism i elcertifikatsystemet. Det är osäkert hur mycket och om produktionskostnaden kommer att sjunka i framtiden men sannolikt inte så mycket som tidigare, inte minst på grund av den mycket låga ränta som på sikt kan förväntas stiga. Beroende på hur investerare prissäkrar el och elcertifikat eller låser räntor påverkas de dessutom mer eller mindre av teknisk risk.

Nedtrappningsmodell eller motsvarande bör inte införas

För att skydda investerare mot teknisk risk och för att få ett snabbare avslut på elcertifikatsystemet har aktörer inom elcertifikatsystemet föreslagit en modell där efterfrågan ökar med 18 TWh fram till år 2030 men möjligheten att få elcertifikat upphör redan år 2035. Senare investerare får då elcertifikat i färre år.

En sådan modell riskerar att förskjuta investeringarna till ett tidigare årtal, medför en osäkerhet i den totala efterfrågan på elcertifikat och i justeringen av kvotkurvan samt skapar en osäkerhet kring prissättning och terminshandel av elcertifikat. Energimyndigheten anser därför att en sådan modell inte bör införas. Eventuella åtgärder mot en teknisk risk måste också stå i proportion mot den sänkning av produktionskostnaden som förväntas ske. Eftersom nivån på den framtida produktionskostnaden är oklar finns risken att åtgärden i stället gör elcertifikatsystemet dyrare.

Vi bör införa en stoppmekanism år 2030

I förra delrapporteringen konstaterade Energimyndigheten att det finns ett behov av att införa någon form av stoppmekanism när ambitionshöjningen nåtts för att minska osäkerheter för investerare nära målåret samt för att undvika överutbyggnad. Samtidigt konstaterades att det egentligen är för sent att vänta med att införa mekanismen nära inpå målåret. Energimyndigheten anser därför att det i god tid innan de nya kvoterna börjar gälla år 2022 ska finnas en stoppmekanism på plats och att utformningen av denna bör utredas snarast.

Det bör övervägas att redan nu införa en regel där anläggningar som tas i drift efter ett visst datum, med koppling till det nya målåret, inte kan godkännas för tilldelning av elcertifikat men som senare eventuellt kan ersättas med någon annan stoppmekanism.

Elcertifikatens giltighetstid bör utredas

Ett sätt att få aktörer att bättre följa kvotkurvans efterfrågan på elcertifikat och minska risken för överutbyggnad är att begränsa elcertifikatens giltighetstid. Detta skulle också fungera som ett tak för hur stor reserv av elcertifikat som kan finnas på marknaden. Energimyndigheten har inte haft möjlighet att analysera detta i denna kontrollstation men frågan bör utredas vidare.

Andra förbättringsåtgärder som tidigare analyserats i elcertifikatsystemet kan också behöva analyseras igen. Inte minst då flera förutsättningar förändrats, såsom den gemensamma marknaden med Norge och den nya ambitionen fram till år 2030.

Konsekvenser av den nya ambitionen

Energimyndigheten har inte gjort någon fullständig konsekvensanalys av kvotkurvans höjning, såsom indirekta effekter, eller tittat på alternativa scenarier utan kvotkurva. Vissa direkta effekter redovisas dock nedan.

Nettoökningen av förnybar el kommer att bli lägre än 18 TWh

På grund av att en del förnybara elproduktionsanläggningar förväntas lägga ner fram till år 2030 kommer den totala nettoökningen av förnybar el i Sverige inte att nå upp till 18 TWh. När nedläggningarna kommer att ske och i vilken omfattning är beroende på vilken livlängd anläggningar antas ha och vilka ekonomiska incitament det finns att driva dem vidare. Sannolikt rör det sig om några få TWh. Detta bör dock bevakas i de återkommande kontrollstationerna till elcertifikatsystemet.

Elkundens kostnad oförändrad eller minskar något

Energimyndighetens analys visar att kvotpliktiga elkunder troligtvis kommer få en oförändrad kostnad då elcertifikatkostnaden och nätkostnaden ökar i ungefär samma omfattning som elpriset sjunker. Elkunder som är befriade från kvotplikt och därmed inte betalar för elcertifikat, främst elintensiva industrier, kommer att få en sänkt kostnad.

Befintliga elcertifikatberättigade elproducenter får en mer förutsägbar intäkt

Som tidigare nämnts finns en möjlighet att produktionskostnaden sjunker med tiden och att intäkterna från el och elcertifikat blir lägre. Detta ska dock jämföras med ett system utan ambitionshöjning med en period av 15 år utan självklar pris-sättningsmekanism. Befintliga elcertifikatberättigade anläggningar bedöms därför få en mer stabil och förutsägbar intäkt än utan en ny ambition.

Investeringar inom förnybar el fortgår

Om utbyggnaden någorlunda följer den givna efterfrågan som kvotkurvan genererar kommer investeringarna i förnybar el hållas på en nivå av cirka 1–3 TWh per år fram till år 2030. Investeringsklimatet förväntas därför fortsätta vara gott men något dämpad initialt.

En större överutbyggnad till år 2020 riskerar att ge låga priser i början av 2020-talet då en baktung kvotkurva har lägre efterfrågan initialt. Men den baktunga kvotkurvan bör samtidigt minska sannolikheten för en överutbyggnad.

Övriga elproducenter påverkas marginellt

Eftersom elpriset kommer att sjunka med en ny ambition kommer intäkterna för övriga elproducenter att bli lägre. Effekten är dock marginell till en början och blir tydligast mot slutet av år 2030. Effekten är också proportionell mot elpriset vilket gör att konsekvenserna blir relativt små vid ett lågt elpris. Vid höga elpriser är visserligen effekten stor men då är samtidigt intäkterna höga.

Elcertifikatmarknadens likviditet ökar

Konsekvensen av den föreslagna kvotkurvan är att andel elcertifikat per såld elmängd kommer att vara mellan en fjärdedel och en tredjedel under hela 2020-talet. Likviditeten på elcertifikatmarknaden kommer därmed att vara hög. De kvotpliktiga aktörerna kommer att ha en stor mängd elcertifikat som ska annulleras vilket troligen motiverar ett fortsatt aktivt deltagande på elcertifikatmarknaden för att minska kostnader och att inte riskera en kvotpliktsavgift.

Innehåll

1	Inledning	11
1.1	Om uppdraget	11
1.2	Rapportens disposition	11
1.3	Bakgrund	12
2	Kvotkurvans utformning	13
2.1	Principiella förslag till kvotkurvor	13
2.2	Framtidens elproduktion.....	14
2.3	Konsekvenser för elsystemet.....	19
2.4	Kostnader för elkunder	27
2.5	Nya ambitionens koppling till tidigare mål	30
2.6	Investeringsperspektivet.....	32
2.7	Förslag på kvotkurva	33
2.8	Konsekvenser av den föreslagna kvotkurvan	34
3	Utformning och optimering av elcertifikatsystemet	39
3.1	Begränsningar för ny tilldelningsperiod	40
3.2	Teknikrisk på grund av sjunkande produktionskostnader	42
3.3	Nedtrappningsmodell	46
3.4	Stoppmekanism 2030 och perioden efter målåret	48
3.5	Elcertifikat och mikroproduktion	49
4	Den gemensamma marknaden med Norge	51
4.1	Fortsatt gemensam marknad eller delad	51
4.2	Avtal om en gemensam elcertifikatsmarknad	52
5	Diskussion	55
6	Bilaga 1 – Beräkning av förslag på kvoter	59
7	Bilaga 2 – Modellering av kraftmarknad	61
7.1	Scenarier	61
7.2	Indata	62
7.3	Resultat	64
8	Bilaga 3 – Energimyndighetens och NVE:s gemensamma slutsatser	69

1 Inledning

1.1 Om uppdraget

Energimyndigheten har fått i uppdrag² att analysera frågor kopplade till elcertifikatsystemets framtid, bland annat hur systemet behöver vara utformat för att kunna fungera i en situation där endast Sverige beslutar om nytt mål efter 2020. Genom tilläggsuppdrag³ ska myndigheten även ”ta fram förslag på utformning av kvotkurvan för elcertifikaten efter 2020 för att förlänga och utöka elcertifikatsystemet med 18 TWh nya elcertifikat till 2030. Energimyndigheten ska vid framtagande av förslag på nya kvoter beakta de förslag som läggs vid rapportering av deluppdraget om elcertifikatsystemets utveckling efter 2020. I uppdraget ingår att analysera konsekvenserna av föreslagna nya kvoter och deras effekter för olika aktörer inom elcertifikatsystemet och för berörda myndigheter. Myndigheten ska också lämna förslag som optimerar systemet för att få fram den mest kostnadseffektiva elproduktionen.” Uppdragen ska redovisas senast den 18 oktober 2016.

1.2 Rapportens disposition

Energimyndigheten har valt att samla de två uppdragen i samma rapport då frågorna är beroende av varandra.

Rapportens indelas i tre huvudsakliga kapitel. Kapitel 2 berör utformningen av kvotkurvan där olika design på kvotkurvan analyseras både ur ett elcertifikatperspektiv och ur ett elsystemperspektiv. Kapitlet fortsätter med Energimyndighetens förslag på kvotkurva och dess konsekvenser.

Kapitel 3 fokuserar på utformning och optimering av elcertifikatsystemet där framför allt identifierade utmaningar analyseras och ett antal förbättringsförslag presenteras.

Kapitel 4 tar upp specifika frågor kopplat till det gemensamma målet med Norge såsom om marknaden ska delas upp och vad som sägs i avtalet med Norge.

Därefter följer ett diskussionskapitel som allmänt behandlar vad som analyserats i rapporten och vilka slutsatser som dragits.

Sist finns tre bilagor med beräkningsunderlaget för kvotkurvan, resultat och indata från elmarknadsmodellen Apollo som använts i rapportens analys om elsystemet och kostnader samt Energimyndigheten och NVE:s gemensamma slutsatser.

² M2015/3314/Ee, Regeringsbeslut II:2.

³ M2016/ 02089/ Ee, 2016-09-01.

1.3 Bakgrund

Det första målet för elcertifikatsystemet innebar att användningen av förnybar elproduktion skulle öka med 10 TWh till 2010 jämfört med 2002 års nivå⁴. Därefter har ambitionsnivån successivt höjts. Med utgångspunkt från 2002 års nivå höjdes nivån till 17 TWh år 2016⁵, senare till 25 TWh år 2020⁶, och till det som gäller idag om 30 TWh till 2020⁷. Genom energiöverenskommelsen från 2016 föreslås en höjning om ytterligare 18 TWh till år 2030. Totalt innebär detta en ökning av den förnybara elproduktionen inom elcertifikatsystemet om cirka 48 TWh till 2030 jämfört med 2002 års nivå.

Det gemensamma elcertifikatsystemet med Norge som infördes 2012 innebar att Sverige och Norge skulle finansiera lika mycket av utbyggnaden till 2020. För Sveriges del hade det några år innan samgåendet beräknats att det 2012, när certifikatsystemet blev gemensamt mellan länderna, skulle återstå 13,2 TWh att bygga ut inom ramen för målet om 25 TWh till 2020. Eftersom lika mycket produktion skulle finansieras av Norge innebar det att 26,4 TWh skulle finansieras genom det gemensamma systemet. När sedan det svenska målet ökades till 30 TWh till 2020 visade det sig också att det till 2012 byggts ut 3 TWh mer produktion i Sverige än vad som tidigare antagits. Detta innebar att man i Sverige var på väg mot 28 TWh istället för 25 TWh. För att nå ambitionen 30 TWh återstod därmed endast 2 TWh. Det gemensamma målet med Norge justerades till 28,4 TWh⁸.

Sveriges *finansiering* av förnybar produktion och *svensk utbyggnad* är inte riktigt samma sak i och med att det under åren med gemensamt elcertifikatsystem kan byggas i både Norge och Sverige (från 2012 t.o.m. 2021).

1.3.1 Omfattning och avgränsning

Energimyndigheten tolkar uppdraget om 18 TWh så som tidigare uppdrag att det inom elcertifikatsystemet ska finansieras 18 TWh. 18 TWh ska alltså inte ses som en nettoökning av all förnybar el i elsystemet jämfört med år 2020 eller som en nettoökning av summan av alla mål sedan systemet startade år 2003.

Vidare tolkas uppdraget som att utredningen omfattar en analys av nuvarande elcertifikatsystem. En analys av ett nytt system, eller en omfattande förändring av nuvarande system, skulle kräva en betydligt mer omfattande studie.

⁴ Prop. 2001/01:143.

⁵ Prop. 2005/06:154.

⁶ Prop. 2009/10:133.

⁷ Prop. 2014/15:123.

⁸ 13,2 i Norge och 15,2 i Sverige.

2 Kvotkurvans utformning

Kvotkurvan har tidigare oftast utformats för en linjär utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Eftersom kvoterna bara styr efterfrågan av elcertifikat medan produktionen har en viss flexibilitet, i och med möjligheten att spara elcertifikat, får utformningen av kvotkurvan bara en indikativ betydelse för utbyggnaden. Men flexibiliteten är inte oändlig och det är därför viktigt att reflektera över vilken utbyggnadstakt som är önskvärd.

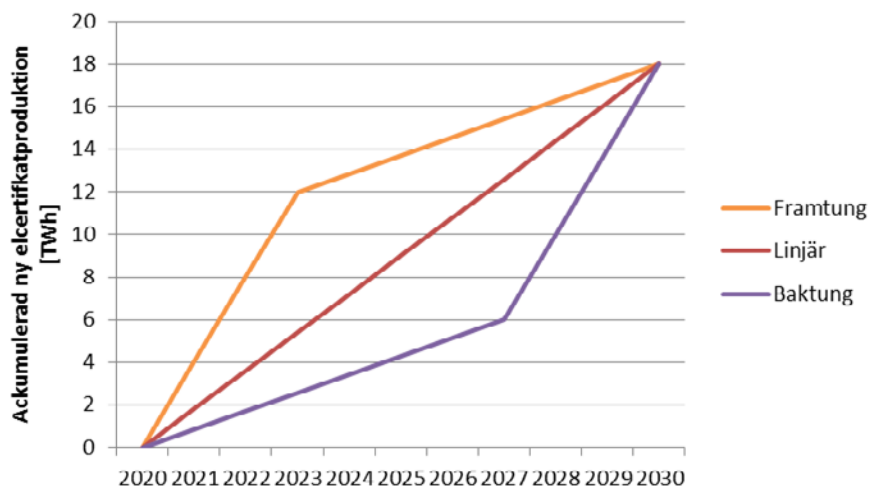
De senaste åren har utbyggnad av kraft inom elcertifikatsystemet varit dominerande och med de nya kvoterna kommer den utvecklingen fortsätta. Mellan 2003 och 2030 kommer cirka 48 TWh ny förnybar elproduktion att ha fått stöd via elcertifikatsystemet. Under samma period antas en i jämförelse betydligt lägre andel elproduktion byggas utanför systemet med undantag för om mikroproduktion utesluts ur elcertifikatsystemet, se senare avsnitt. Det är därmed inte bara elmarknaden via elpriset som ger incitament till utbyggnad av kraft under dessa nära tre decennier. Det behövs en helhetssyn vid utformningen av kvotkurvan, inte bara med avseende på investerare och elkundens kostnad, utan även för dess påverkan på elsystemet.

2.1 Principiella förslag till kvotkurvor

En utbyggnad av 18 TWh förnybar el mellan år 2020 och år 2030 kan se ut på olika sätt. Det går att tänka sig en linjär utbyggnad eller att tyngdpunkten för utbyggnaden sker tidigt eller sent, med olika för- och nackdelar.

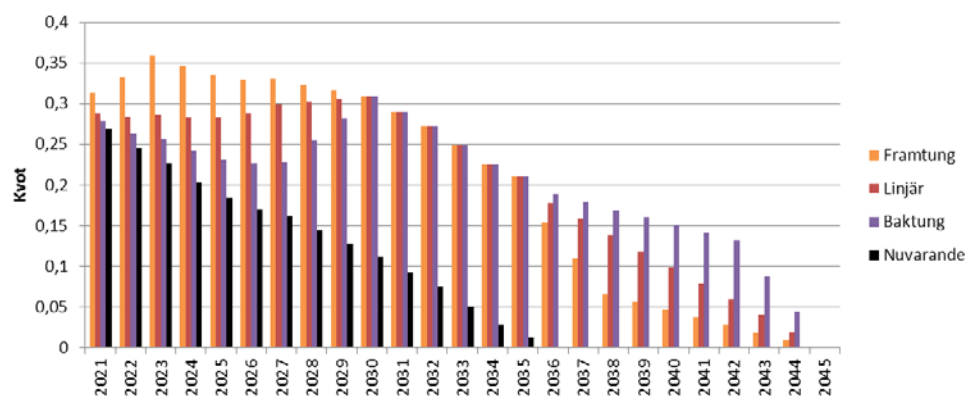
För vidare analys har tre schematiska utbyggnadsbanor ritats upp, se Figur 1.

- En linjär utbyggnad under 10 år med 1,8 TWh per år.
- En framtung utbyggnad där två tredjedelar av produktionen byggs ut de första tre åren och resterande linjärt under de sista sju åren.
- En baktung utbyggnad där en tredjedel av produktionen byggs ut linjärt de första sju åren och resterande under de tre sista åren.



Figur 1. Schematisk utbyggnadstakt av 18 TWh mellan år 2020 och 2030.

Utifrån schematisk utbyggnadstakten har tre schematiska kvotkurvor skissats upp i Figur 2 för att ge efterfrågan till både produktion i det gemensamma målet med Norge och för nya ambitionshöjningen (18 TWh). Kvotkurvorna används i rapporten för bland annat beräkning av kostnader.



Figur 2. Schematiska kvotkurvor utifrån olika antaganden om utbyggnad jämfört med nuvarande kvotkurva.

2.2 Framtidens elproduktion

Som tidigare har nämnts är det inom elcertifikatsystemet som den huvudsakliga utbyggnaden av elproduktion sker inom Sverige. Kvotkurvans utformning får därmed stor betydelse för hur den framtida elproduktionen ser ut i Sverige. Det är därmed viktigt att se över statusen på svensk elproduktion och vilken produktion som sannolikt kommer att byggas inom ramen för den nya ambitionshöjningen.

Viktigt att tillägga är att det inom ramen för den gemensamma marknaden med Norge finns ytterligare 12 TWh att bygga ut fram till år 2020. Utbyggnaden förväntas ske i båda länderna men något mer i Norge än Sverige.

2.2.1 Potential och kostnader för elproduktion

Produktionskostnaden⁹ för de flesta kraftslag ligger idag långt över rådande elpris och det är inte troligt att elpriset når sådana nivåer under 2020-talet att någon elproduktion kommer att kunna byggas utanför elcertifikatsystemet. Se även 2.3.4 om elprisets utveckling.

Det innebär att det är ambitionen för elcertifikatsystemet, och hur dess regelverk fungerar, tillsammans med nedläggning av befintlig produktion som avgör hur elproduktionen kommer att se ut i framtiden.

Energimyndigheten har bland annat i rapporten Fyra framtider¹⁰ visat att potentialen för förnybar el i Sverige är mycket stor för ett flertal kraftslag, och ytterligare ca 18 TWh till år 2030 är inte problematiskt att uppnå ur det perspektivet. I förra delrapporteringen till kontrollstationen konstaterades samtidigt att det är utbyggnad av solkraft, biokraft och landbaserad vindkraft som är mest troliga kraftslag vid en ny ambitionshöjning inom elcertifikatsystemet. Landbaserad vindkraft kommer att vara dominerande och prissättande för elcertifikat. Potentialen fram till år 2030 är betydligt större för landbaserad vindkraft än för exempelvis biokraft och vattenkraft. Produktionskostnaden för den landbaserade vindkraften är fortfarande betydligt lägre än för havsbaserad vindkraft och solceller. Den sistnämnda har dock andra stödformer som gör den ekonomiskt lönsam i vissa fall.

Då regelverket tillåter elcertifikat till omfattande ombyggnader av anläggningar kommer den nya ambitionen till viss del utgöras av befintliga verk. Anläggningars livslängd spelar stor roll. Antas vindkraften ha en livslängd på mer än 20 år kommer behovet av ombyggnation av dessa i så fall ske mot slutet av 2020-talet och i begränsad omfattning.

Det finns ett ganska stort investeringsbehov i vattenkraften under 2020-talet. Endast om man uppgraderar verket, och byter ut turbin och generator, blir tilldelning av elcertifikat aktuellt, dock endast för den ökade elproduktion för storskalig vattenkraft. Att istället renovera anläggningen ger lägre kostnad, men den förväntade livslängden kan bli ungefär densamma. Ett billigare och mer kortsiktigt alternativ är att endast byta ut de mest slitna komponenterna och därmed skjuta upp investeringsbeslutet.

2.2.2 Nedläggning av anläggningar

Elproduktionsanläggningar har inte obegränsad livslängd utan kommer någon gång att behöva genomgå investeringar eller ersättas med nya. För denna rapport har detta dels betydelse för när det kan finnas behov av ny elproduktion och för att se vilken faktisk ökning av förnybar elproduktion som en ambitionshöjning inom elcertifikatsystemet innebär.

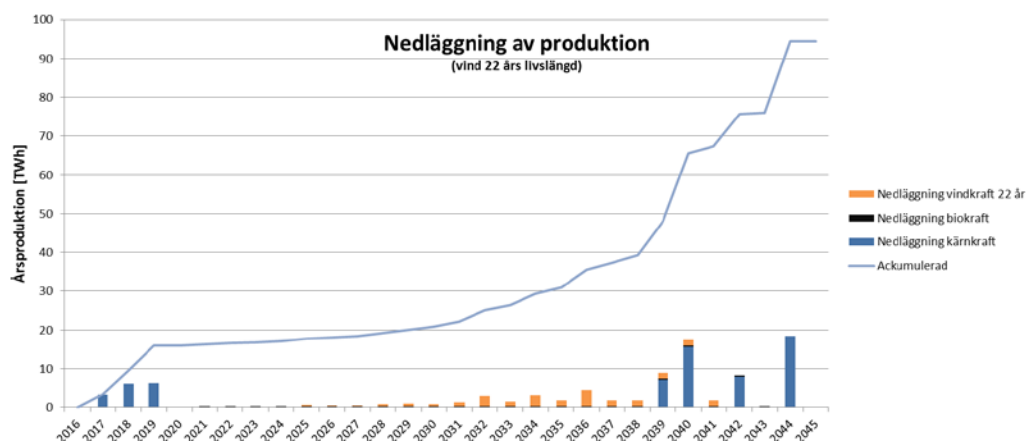
⁹ El från nya och framtida anläggningar, Energiforsk, 2014.

¹⁰ ET 2016:04 Fyra framtider – energisystemet efter 2020.

Att bedöma nedläggning av elproduktion innebär att livslängden på anläggningarna måste antas. Gällande till exempel vattenkraft, biokraft och industriellt mottryck kan det röra sig om komplexa anläggningar med flera turbiner, generatorer och pannor där kanske bara delar av anläggningen står inför investeringsbehov.

Vindkraft kan ha en livslängd på upp mot 30 år men varierar med storlek och det år verket togs i drift. Dessutom spelar intäkten från försäljning av elcertifikat och el en roll för hur länge ägaren kan se det som lönsamt att fortsätta driva anläggningen, som med tiden får en högre drift och underhållskostnad. Till slut kan det bli svårt att exempelvis motivera en större investering för att upprätthålla produktionen. Efter 15 år upphör dessutom elcertifikattilldelningen och då ska försäljningen av el utgöra grunden för intäkterna. I underlag från Sweco bedöms livslängden till åtminstone 22 år och det kommer därför användas som riktvärde i övriga rapporten.

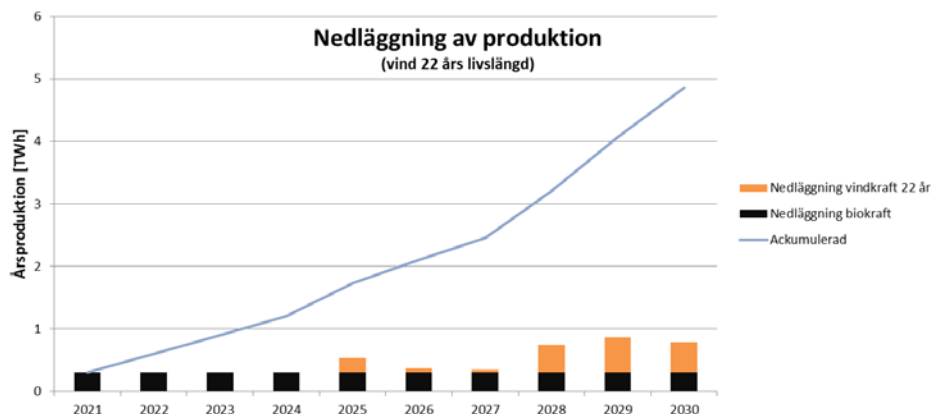
Med antaganden om att kärnkraften läggs ner efter sin tekniska livslängd, med undantag för de fyra som ska läggas ner fram till år 2020, och med antagande att vindkraften har en teknisk livslängd på 22 år kan en ungefärlig utveckling av nedläggning av anläggningar uppskattas, se Figur 3. För att få med biokraften har här antagits att 7 TWh termisk kraft kan läggas ner, jämnt fördelat mellan år 2020 och år 2045.



Figur 3. Uppskattad årsproduktion som läggs ner om inga nya investeringar görs.

Uppskattningen är grov men visar ändå att det framför allt är mot slutet av 2020-talet som produktionen börjar falla bort och då främst vindkraft. Kärnkraften faller främst ifrån mot slutet av 2030-talet och början av 2040-talet.

Det går också att utifrån elcertifikatsystemet skatta nedläggningar av anläggningar för perioden 2020–2030. I Figur 4 visas nedläggning av anläggningar, med vissa antaganden gjorda.



Figur 4. Exempel på ett scenario av för nedläggning av anläggningar mellan år 2020 och 2030 med antagande om 22 års livslängd för vindkraft och en nedläggning/investeringsbehov av biokraft på cirka 0,3 TWh per år.

Om vindkraften har 22 års livslängd och cirka 3 TWh biokraft försvinner kan cirka 5 TWh förnybar el läggas ned under samma period som den nya ambitionshöjningen ska byggas. Nedläggningen av vindkraft sker främst mot slutet av perioden. Skulle istället 25 års livslängd antas skulle i princip ingen vindkraft försvinna under perioden medan 15 års livslängd skulle innebära att nästan 20 TWh försvinner.

Det troligaste är att vindkraften har en genomsnittlig livslängd som är över 20 år och att relativt lite vindkraft därmed försvinner under perioden. En viktig slutsats är ändå att en ambitionshöjning om 18 TWh inte kommer att innebära en nettoökning av 18 TWh förnybar el. Hur stor nettoökningen kommer att bli och när anläggningar läggs ner är mycket svårt att avgöra i nuläget.

Sett ur ett elcertifikatperspektiv är det viktigt att också se till hur lagstiftningen ser ut idag. En ägare av en biobränsleanläggning som står inför en investering har en mängd val som både påverkar elsystemet och elcertifikatsystemet. Det går att bygga en ny anläggning på samma plats eller bredvid den gamla, som då troligen ger nya elcertifikat men inte nödvändigtvis mer elproduktion. Anläggningen kan göra en mindre investering som ger en produktionsökning som då ger mer el men bara elcertifikat för den ökade produktionen. Anläggningen kan ersättas med enbart en värmelanläggning som varken ger elcertifikat eller el, eller med en avfallsanläggning som inte ger elcertifikat men el.

2.2.3 Repowering eller generationsväxling

I förra delrapporteringen¹¹ beskrevs repowering (generationsväxling) mer utförligt. Beroende på vilken livslängd som antas för vindkraft kommer generationsväxling ske i större eller mindre utsträckning under 2020-talet när produktion för den nya ambitionshöjningen ska byggas ut.

¹¹ ER 2016:09 Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet.

I förra delrapporteringen beskrevs också olika stadier av generationsväxling. Allt ifrån att små verk ska bytas ut till att landbaserad vindkraft mer eller mindre nått ett tekniskt optimum och kan bytas ut med ett liknande verk. I det sistnämnda fallet antas kostnaden för generationsväxling bli lägre än för nyproduktion medan det i fallet då små verk ska bytas ut till moderna stora antas innebära samma produktionskostnad som att bygga nytt.

Vindkraftverkens genomsnittliga livslängd bedöms till strax över 20 år men de kan i vissa fall uppgå till 30 år. Den generationsväxling som kommer ske under utbyggnaden av den nya ambitionen kommer ske i ganska begränsad omfattning, cirka 1–2 TWh. Det kommer framför allt röra sig om att byta äldre och mindre verk mot nya och mot slutet av perioden kan några av de relativt stora verk som byggdes i mitten av 00-talet behöva bytas. Möjligen kan det finnas kostnadsfördelar i begränsad omfattning, då dessa verk åtminstone har navhöjder och rotordiametrar som ligger närmare dagen verk. Den generationsväxling som innebär att ett befintligt verk kan ersättas med ett nästan likadant bedöms inte påbörjas förrän runt år 2040.

Produktionen av biokraft har ökat efter utfasning ur elcertifikatsystemet, trots låga elpriser. Elproduktionen ses som en biprodukt till fjärrvärme och driften optimeras för att minimera kostnaderna för fjärrvärmeproduktionen, vilket innebär att elproduktionen inte alltid anpassas efter elmarknadens prissignaler. Det är därför inte sannolikt att man skulle satsa på generationsväxling på samma sätt som på vindkraftssidan. Att biokraftproduktionen har varit fortsatt hög, trots låga elpriser och utfasning av flera anläggningar ur elcertifikatsystemet, tyder på att man inte är beroende av elcertifikat för att täcka kostnaderna för fortsatt drift.

Det är slutligen viktigt att påpeka att det för den totala förnybara elproduktionen inte är någon skillnad på om ett äldre verk byts ut mot ett nytt eller om det äldre verket läggs ner och ersätts av ett annat någon annanstans. Därför bör generationsväxling inte missgynnas utan det är snarare bra att platser som redan exploaterats av kraftproduktion kan fortsätta användas (även om det också är viktigt med en tillståndsprövning om än i mindre omfattning).

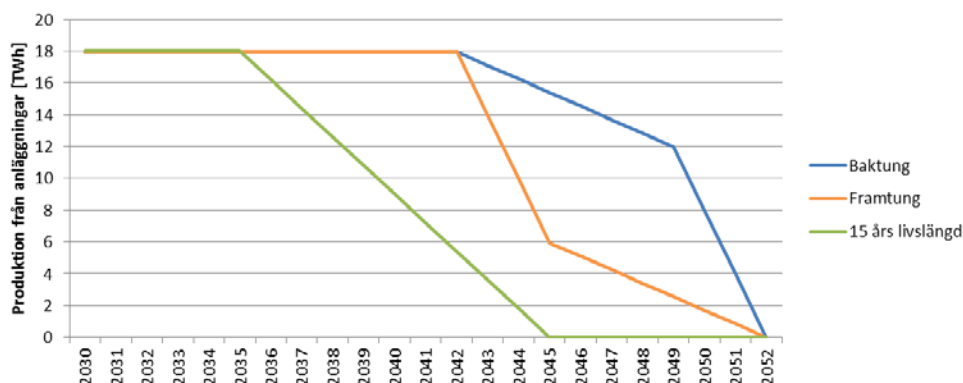
2.2.4 Produktion från anläggningar inom nya ambitionen

Oavsett kraftslag, och om det är nya eller ombyggda anläggningar, kommer produktionen inom elcertifikatsystemet öka med ytterligare 18 TWh år 2030. Dessa anläggningar har dock också begränsad livslängd och utformningen av kvotkurvan kommer att ha betydelse för vilken produktion som kommer att finnas i framtiden.

I Figur 5 visas produktionen efter år 2030 för en baktung respektive framtung kvotkurva om en livslängd på 22 år antas för anläggningarna. I det framtunga fallet sammanfaller utfasningen väl med tidpunkten för utfasningen av de sista kärnkraftverken.

I figuren visas också ett specialfall om 15 års livslängd där bortfallet av den nya produktionen redan påbörjas innan kärnkraftsutfasningen och i stort sett ingen produktion finns kvar när de sista kärnkraftverken läggs ner. Specialfallet illustrerar

en utveckling där gamla verk ersätts med nya när elcertifikatstilldelningen upphör. Detta antas inte vara sannolikt men det är samtidigt viktigt att förhindra en utveckling som går åt detta håll.



Figur 5. Den långsiktiga produktionen från anläggningar inom det nya målet för framtung respektive baktung kvotkurva om 22 års livslängd antas. I Figuren har också produktionen från ett scenario med linjär utbyggnad med 15 års livslängd ritats upp.

2.2.5 Sammanfattande bedömning av elproduktionen

Elcertifikatsystemet kommer med det gemensamma målet med Norge och med den nya ambitionshöjningen styra mot en ökad elproduktion fram till och med år 2030. En liten andel av detta kommer sannolikt att vara omfattande ombyggnationer av äldre verk och kommer därmed inte tillföra någon nettoproduktion till elsystemet, förutom för eventuell produktionsökning på grund av effektivare anläggningar. Andelen omfattande ombyggnad bedöms dock inte vara av större omfattning.

Mot slutet av 2020-talet kommer de äldre förnybara anläggningarna börja läggas ner och detta kommer även fortgå under hela 2030-talet. Under förutsättning att inga nya anläggningar då byggs (inom eller utom elcertifikatsystemet) kommer elproduktionen därmed att börja minska efter den nya ambitionen uppnåtts år 2030.

Förutsätts kärnkraften producera hela sin livslängd kommer en stor mängd elproduktion att läggas ner under slutet av 2030-talet och början av 2040-talet. Beroende på vilken kvotkurva som väljs kommer även produktionen från anläggningarna inom den nya ambitionshöjningen att läggas ned samtidigt eller så fortsätter produktionen även in på början av 2050-talet.

2.3 Konsekvenser för elsystemet

Mer förnybar elproduktion i Sverige innebär med största sannolikhet en ökad mängd variabel elproduktion, såsom vindkraft, vars produktion mer styrs av väder än av efterfrågan på el.

Energiöverenskommelsen tar upp viktiga åtgärder för att förbättra elsystemet med bland annat utbyggnad av nät och ökad fokus på effekt och inte bara på energi. Elcertifikatsystemet nämns dock inte som ett medel för att åstadkomma detta.

Åtgärder är utpekade för att kunna möta en framtida utmaning med mindre kärnkraft och mer variabel förnybar elproduktion. Möjligheten att bygga förnybar elproduktionen inom ramen för den nya ambitionen utan att påverka systemet allt för mycket ökar därigenom. Det är dock viktigt att belysa vissa aspekter av elsystemet och hur elcertifikatsystemet påverkar densamma särskilt med avseende på hur kvoterna ska utformas, men också utifrån om det finns andra åtgärder som behöver vidtas för att minska negativa konsekvenser på elsystemet. Det sistnämnda behandlas närmare i kapitel 3.

2.3.1 Framtida elanvändning och produktion

Den totala elanvändningen uppgår enligt Långsiktiga scenarier 2014¹² till ca 141 TWh (varav ca 10 TWh distributionsförluster) under perioden 2020–2035. Även i ett längre perspektiv är bedömningen att elanvändningen förblir relativt stabil.

Den produktion som fasas ut utgörs i scenarierna framför allt av kärnkraft medan produktion från förnybara källor och avfall ökar. Den totala elproduktionen når en topp på ca 180 TWh 2020 och minskar med drygt 20 TWh till 2035. När de senaste långsiktiga scenarierna togs fram hade dock inga beslut fattats om stängning av reaktorer. Om man räknar bort produktionen från dessa reaktorer landar nettoexporten på ca 15 TWh fram till 2035.

2.3.2 Anpassning till variabel elproduktion

Ett elsystem med mycket elexport och ökad andel förnybar el, som till stor del kommer att vara variabel, kommer att behöva genomgå en del anpassningar.

De specifika förutsättningarna i det nordiska elsystemet, såsom hög andel vattenkraft, ett robust elnät och stor överföringsförmåga inom och mellan länderna, gör integrationen av variabel förnybar el och övergången till ett 100 procent förnybart elsystem till en betydligt lättare utmaning än i övriga EU. Det finns också lösningar till de flesta utmaningar som vi kan ställas inför.

Utmaningar som en hög andel förnybar el ändå innebär pekas ut i ibland annat Svenska kraftnäts uppdrag om förnybar el¹³ tillsammans med Energi-marknadsinspektionen och Energimyndigheten liksom i slutsatserna från NEPP:s första etapp¹⁴. Här tas bland annat upp:

- Leveranssäkerhet
- Elmarknaden
- Elbalans
- Effektbrist

¹² ER 2014:19 Scenarier över Sveriges energisystem.

¹³ Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar el, 2015.

¹⁴ 88 Guldkorn, en sammanfattning av resultat och slutsatser från NEPP:s första etapp (North European Power Perspectives).

En del av utmaningarna och deras lösningar är av en mer teknisk natur såsom svängmassa, reaktiv effekt eller nya nätförbindelser. Många utmaningar kan lösas med en ökad flexibilitet i allt från balansen i varje givet ögonblick till års-lagring. Systemets flexibilitet är idag hög på grund av vattenkraften och en god överföringskapacitet av el inom Norden och från Norden till andra länder.

Den goda flexibiliteten gör det idag svårt för både ägare av andra kraftslag och för elanvändare att se ekonomiska incitament till att vara flexibla. På sikt kommer det dock behövas mer flexibilitet från annat håll än vattenkraften. För att åstadkomma det kan det krävas förändringar av befintliga marknadsfunktioner, regleringar eller stödsystem.

En viktig svårighet är att dagens elsystem visserligen behöver reformeras i olika avseenden men att det inte är självklart vilka krav som ska ställas, vilka som ska genomföra eller bära kostnaderna för omställningen och om det ska planeras centralt, lokalt eller via marknadsmekanismer.

Gällande till exempel effektbrist ligger utmaningen också i att bedöma vilka konsekvenser en effektbrist kan få och hur ofta det kan tänkas inträffa samt ställa det i relation till kostnaden för att minska sannolikheten för att det ska inträffa. Det går inte att få ett elsystem helt utan risker till rimliga kostnader.

2.3.3 Elcertifikat och elsystemet

För att bedöma elcertifikatsystemets påverkan på elsystemet är det viktigt att först förtydliga att det finns en skillnad på hur elsystemet påverkas av att faktiskt ha ett stöd till förnybar el och hur stödet sedan är konstruerat.

Att som många länder ha stöd till förnybar el som gör att den huvudsakliga utbyggnaden av el sker inom stödsystemet får en likartad konsekvens oavsett konstruktion. Det blir inte längre elpriset och efterfrågan på ny elproduktion som styr hur mycket el som byggs utan stödnivåer eller ambitioner konstruerade av samhället. Elpriset riskerar att pressas ner generellt och lönsamheten för kraft utan stöd minskar. Potentialen för förnybar el utgörs dessutom till stor del av variabel elproduktion som ofta har mycket låga marginalkostnader vid produktion. Det innebär att de oftast körs oavsett elpris och därmed kan ge upphov till låga elpriser när produktionen är hög trots att efterfrågan på el är låg samt omvänt.

Elmarknaden har dock inte enbart som funktion att ge långsiktiga priser för investeringar i ny produktion utan också att upprätthålla balansen i systemet. Det görs genom att elmarknaden delas upp i en spotmarknad (dagen-förehandel), elbas (inom-dagenhandel) samt en reglerkraftsmarknad med en efterföljande balans-avräkning. Frekvensreglering (reglering på sekundnivå) handlas också upp men är inte på samma sätt en marknadsplats. Dessa funktioner finns för att skapa en balans mellan utbud och efterfrågan. De olika marknaderna genererar intäkter och kostnader som skiljer sig åt mellan kraftslagen. Kraftslag med sämre möjligheter att prognostisera sin produktion eller ställa om efter efterfrågan får mindre möjligheter till intäkter från alla marknader. De får också en högre kostnad för obalans vid balansavräkning, beroende på hur den balansansvarige tar ut avgifter för detta.

Elmarknaden är också indelad i fyra elområden med olika pris och balansproblematik. I förra delrapporteringen av kontrollstationen visades att intäkterna från elmarknaden mot slutet av 2020-talet kan vara upp mot 10 öre per kWh mer från exempelvis ett biokraftverk i SE3 än ett vindkraftverk som placeras i SE4 trots att SE4 har ett högre genomsnittspris än SE3. Delvis på grund av balanskostnaden som är högre för vindkraftverk men huvudsakligen på grund av att biokraft producerar när priset är högt medan vindkraften snarare påverkar priset nedåt när det blåser mycket. Detta är extra tydligt i SE4 som är ett litet elområde och som ligger nära norra Kontinentaleuropa som har hög andel vindkraft.

Elnätet är också indelat i region- och lokalnät med olika nätanslutningskostnader och nättariffer som varierar bland annat beroende på kapacitet i näten. Placeringen av anläggningarna får därmed betydelse för intäkterna och har därmed en styrande funktion.

De flesta stöd till förnybar el inom EU är produktionsstöd där producerad energimängd ligger till grund för ersättningen. Detta påverkar funktionen hos elsystemet men utformningen av stödet får även en stor betydelse för hur mycket det påverkar.

Ett förut vanligt stöd var feed-in-tariffer som garanterade en viss ekonomisk ersättning för varje producerad mängd el utan inblandning av elmarknaden. Själva försäljningen av el sköttes av till exempel nätägaren. Ibland kombinerades detta med att anslutningskostnader var gratis för producenten och att verken utan extra kostnader fick placeras var som helst. I dessa fall försvinner egentligen all styrande funktion från elmarknaden.

I dag har framför allt stödet till större anläggningar ersatts med olika sorters feed-in-premier som ofta fastställs med en anbudsprocess. Här säljs elen på elmarknaden och ett stöd betalas ut för det intäktsbehov som inte fylls upp av elförsäljningen. Oftast fastställs ett totalt ersättningsbehov per kWh vid själva anbudsprocessen och sedan ges ett stöd som varje timme blir ersättningsbehovet minus elpriset. Det finns också varianter med fasta stöd och stöd som baseras på månadsmedelvärde av elpriset.

Fördelen med anbudsprocesserna är att anläggningar som är mer anpassade till elsystemet och får mer intäkter från försäljning av el kan gynnas framför andra. Ett problem är fortfarande att de som får ett garanterat pris per timme utsätts för mycket lite marknadsrisker under driftfasen. Dessutom är styrmedlen oftast inte teknikneutrala vilket gör att det bara blir konkurrens inom ett visst kraftslag.

Elcertifikatsystemet är ett teknikneutralt system där alla kraftslag får samma mängd elcertifikat per producerad MWh förnybar el. Detta innebär inte automatiskt att alla kraftslag har samma förutsättningar att sälja och köpa elcertifikat men det innebär generellt att stödet till den förnybara elen är densamma för alla produktionsslag. Stödet fastställs på elcertifikatmarknaden vilket innebär att det produktionsslag som behöver minst stöd byggs ut först. Det är alltså inte nödvändigtvis det produktionsslag med lägst produktionskostnad som gynnas först utan snarare det produktionsslag vars stödbehov är lägst.

Ett generellt teknikneutralt styrmedel bidrar på ett bättre sätt till utveckling av bland annat produktionsanläggningar, styrsystem och prognosverktyg som gynnar elsystemet. Framför allt då obalans och produktion utan efterfrågan kostar. Exempelvis så kan en balansvarig eller en ägare av vindkraft med bra vindprognoser på ett enklare sätt få balans under drifttimmen, genom bland annat handel på elbas (under-dagen-handel), och därmed undvika kostnad från reglermarknaden via Svenska kraftnäts balansavräkning.

Det är dock viktigt att återigen poängtera att stödsystem ändå har en påverkan på dessa incitament. Därför är det viktigt att fundera över om styrmedel ytterligare kan förbättras för att göra integrationen av förnybar el enklare. Inom ramen för detta uppdrag kommer inga större förslag eller analyser av detta göras. Men några viktiga slutsatser är ändå:

- Ett styrmedel bör inte vara för komplicerat om det ska vara kostnadseffektivt och måste kunna fungera i praktiken.
- Förbättringar och anpassningar för en mer variabel elproduktion bör i största mån göras utanför elcertifikatsystemet. Regelverk, skatter och avgifter kan anpassas för att gynna mer flexibla och systemanpassade anläggningar som på elcertifikatmarknaden konkurrerar på lika villkor. Vissa krav och förändringar kommer att genomföras dels via EU:s nät-koder och med Energiunionen.
- Flexibiliteten i elcertifikatsystemet med möjligheten att spara elcertifikat har troligen möjliggjort en utbyggnad till lägre pris och har påtagligt minskat risken för höga pristoppar och låga prisdalar på elcertifikat. Att införa större begränsningar i detta eller att elcertifikat måste annulleras kort tid efter att de tilldelats kan innebära svåröversiktliga konsekvenser.
- Vid elpriser från noll och nedåt signalerar marknaden ett överskott av el samtidigt som elcertifikatberättigad produktion får stöd. Denna möjlighet till stöd skulle kunna tas bort och kan då vara ett viktigt steg för att lösa problemet med överproduktion från variabel elproduktion. Detta är också i linje med EU:s statstödsregler.
- Kvoternas utformning har betydelse för påverkan på kraftsystemet då anpassningen tar tid. Utbyggnad av nät, högre krav och teknisk utveckling av anläggningar för att bättre anpassas till elsystemet pågår ständigt. Då detta är en pågående process är det så är det viktigt att inte bygga för mycket förnybar elproduktion tidigt inom ramen för den nya ambitionen.

2.3.4 Utbyggnadens påverkan på elpriset

Utbyggnaden av förnybar el påverkar marknadspriset på el både genomsnittligt per år och hur det varierar över året. För att uppskatta påverkan har en simulering av elpriset gjorts i elmarknadsmodellen Apollo. En mer detaljerad beskrivning av modellen och antaganden som gjorts finns i bilaga 2.

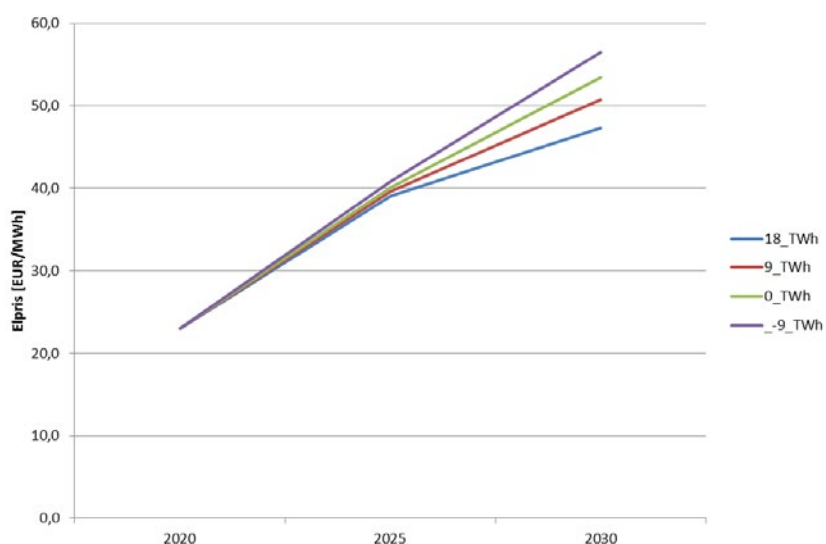
Lite mer generellt har dock ett antagande om 18 TWh utbyggnad gjorts där merparten på cirka 14 TWh utgörs av vind och resterande av biokraft. I jämförelse

har också ett scenario utan utbyggnad simulerats för att se vilken inverkan utbyggnaden får. För att bredda analysen och ta hänsyn till alternativa utbyggnadstakter har ett känslighetsscenario med minskad elproduktion av 9 TWh till år 2030 simulerats samt ett medelscenario där elproduktionen ökar med 9 TWh.

Ett specifikt scenario i modellen behöver inte motsvaras exakt av en tänkt utbyggnad. I rapporten studeras en framtung, baktung och linjär utbyggnad samtidigt som det tidigare konstaterats att det kan ske en viss nedläggning av anläggningar fram till år 2030. För att analysera exempelvis en baktung utbyggnad där få anläggningar läggs ner motsvaras bästa av "9_TWh"-scenariot år 2025 och av "18_TWh" scenariot år 2030.

Genomsnittligt elpris i Sverige

I Figur 6 nedan visas resultatet av det genomsnittliga elpriset i Sverige för olika utbyggnader av den förnybara elproduktionen men för samma referenspris på CO₂. Simuleringen visar att utbyggnaden inte nämnvärt påverkar elpriset år 2025 men att elpriset år 2030 är drygt 6 EUR per MWh lägre vid en utbyggnad av 18 TWh jämfört med att utbyggnaden stannar av år 2020.



Figur 6. Det svenska genomsnittliga elprisets utveckling vid ett bestämt CO₂-pris för olika utveckling av den förnybara elproduktionen. Resultat från modellering i elmarknadsmodellen Apollo.

Känslighetsanalyser har också gjorts över CO₂-priser (inom EU-ETS) som ger betydligt större skillnader i elpriset än vad utbyggnaden av förnybar el medför, se bilaga 2. Kombinerar dessa faktorer så blir det lägsta elpriset år 2030 lite över 30 EUR per MWh och det högsta priset på strax över 70 EUR per MWh. Ett sådant stort utfallsrum, samtidigt som CO₂-priserna också skulle kunna vara mer extrema, illustrerar att de antaganden som gjorts i modellen troligen bara är realistiska i vissa scenarier.

Ett mycket högt pris skulle resultera i att elcertifikatpriset inte spelar någon roll för utbyggnaden och anläggningar både inom och utom elcertifikatsystem skulle kunna vara lönsamma. En utbyggnad kan då ske oberoende av kvotkurvan. Mer elproduktion skulle samtidigt på sikt sänka elpriset.

Ett mycket lågt elpris under en längre tid skulle å andra sidan kunna medföra att elproduktionsanläggningar måste stängas ner och då skulle priset på sikt stiga.

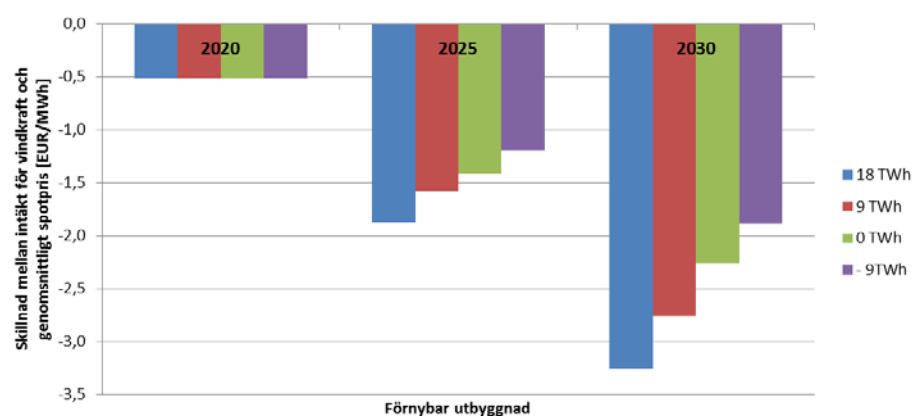
Profilkostnad

Elprisets variation per timme förändras med utbyggnaden av förnybar el, inte bara på grund av ökad tillgång på el, utan också på grund av att den variabla elproduktionen producerar utifrån vädret snarare än utifrån behov av el. Det innebär att den genomsnittliga intäkten från elförsäljning för olika kraftslag skiljer sig åt. Analysen visar att både reglerbar vattenkraft och biokraft tjänar mer än det genomsnittliga elpriset, där vattenkraften får högst intäkt, medan landbaserad vindkraft tjänar mindre.

En mer noggrann analys av resultatet visar också på storleken på denna så kallade profilkostnad och möjligen vad den beror på.

I Figur 7 nedan illustreras profilkostnaden för vindkraft för de olika åren och scenarierna. Det finns två tydliga trender. Profilkostnaden ökar både med tiden och vid ökad utbyggnad. Det sistnämnda är logiskt då mer vindkraft betyder mer elproduktion när det blåser, elpriset sjunker och anläggningsägaren får mindre genomsnittlig intäkt. Att profilkostnaden däremot ökar med åren även i scenariot där det är mindre vindkraft år 2030 jämfört med år 2020 har en annan förklaring.

Nätutbyggnaden och därmed kontakten med andra elområden än svenska ökar samtidigt som utbyggnaden av vindkraft fortsätter i dessa områden. Vädersystemen verkar över stora områden och blåser det i Tyskland och Danmark så blåser det ofta i delar av Sverige också.

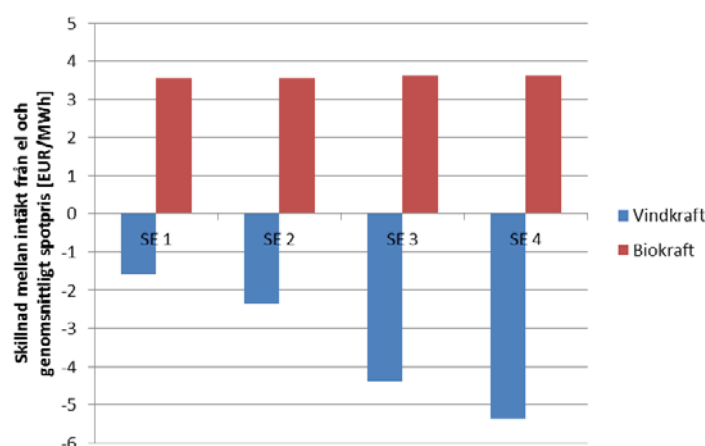


Figur 7. Profilkostnad för vindkraft med antagande om samma CO2-pris men för olika utbyggnader och år.

Kontakten med andra länder blir extra tydlig om elpriset i de svenska elområdena studeras. Den genomsnittliga skillnaden mellan elområdena blir generellt sett liten i alla scenarier och tider och är någonstans mellan 1–2 EUR per MWh. Profilkostnaden skiljer sig dock betydligt mer och i Figur 8 nedan, som visar år 2030 med en utbyggnad av 18 TWh, är skillnaden mellan SE1 och SE4 nästan 4 EUR per MWh. Det kan jämföras med en genomsnittlig elprisskillnad på 1,4 EUR per MWh.

I scenarierna är utbyggnaden av vindkraft mellan år 2020 och 2030 betydligt högre i SE2 och SE3 så förklaringen till skillnaden ligger återigen i den kontinentala vindkraftens påverkan på det svenska elpriset som blir tydligare längre söderut. Korrelationen mellan vinden i till exempel SE4 och SE3 som också korrelerar med norra Europa är hög medan exempelvis korrelationen mellan SE4 och SE1 är låg. Men det är också den höga tillgången av reglerbar kraft i norra Sverige som gör att elprisvariationen blir lägre och därmed också profilkostnaden.

I figuren framgår också att biokraftens profilkostnad, eller snarare intäkt, är lika stor i alla elområden och att skillnaden i den genomsnittliga intäkten från el mellan en biokraftanläggning och ett landbaserat vindkraftverk i SE4 nästan är 9 EUR per MWh.



Figur 8. Profilkostnad för vindkraft och biokraft år 2030 vid en utbyggnad av 18 TWh.

2.3.5 Aktörer i elsystemet

Utbyggnaden av mycket variabel elproduktion förändrar på sikt elsystemet. Elanvändare, nätägare och elproducenter kommer att behöva anpassa sig till detta. Nya aktörer tillkommer och har redan kommit in på marknaden. Samtidigt sker förändringar i regelverk både i Sverige och inom EU för att förbättra marknaden, systemkrav m.m. Att bedöma vad den nya ambitionshöjningen har för del i detta är inget som i detalj kommer att analyseras här. Som nämnts i avsnitt 2.3.2 har Svenska kraftnät under december 2015 levererat en rapport om detta och Energimarknadsinspektionen håller just nu på med en rapport om hur en ökad andel variabel el påverkar elmarknaden.

Utifrån resultatet från modellkörningar är det dock tydligt att elanvändare såsom industrin får ett lägre elpris som samtidigt innebär en lägre intäkt för producenterna. Det är samtidigt så att en utbyggnad kommer att slå mer på elpriset om

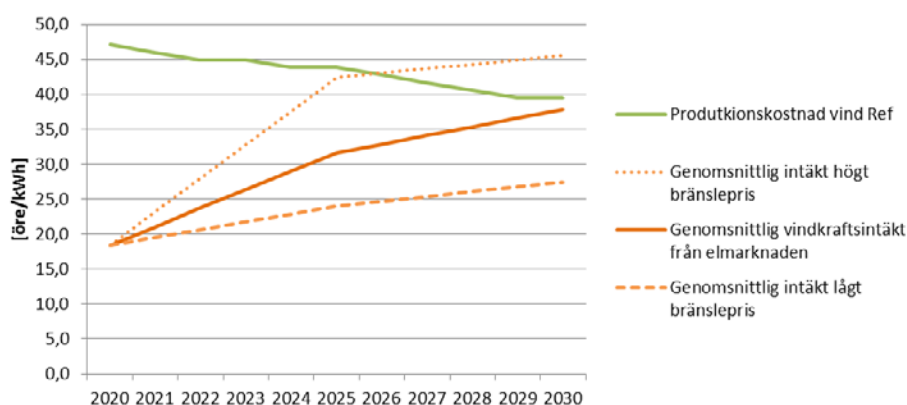
elpriset generellt redan är högt till exempel på grund av höga bränslepriser. Det betyder att industrier gynnas extra mycket av en utbyggnad om elpriset redan är högt medan en producent inte blir lika påverkad av utbyggnaden om de redan har en låg intäkt på grund av låga elpriser.

2.4 Kostnader för elkunder

Som visades i den första delrapporteringen är det högst troligt att landbaserad vindkraft blir den dominerande produktionskällan på sikt och så även om det byggs 18 TWh ny elcertifikatberättigad produktion till år 2030. I rapporten visades att det finns en stor osäkerhet i vad produktionskostnaden för vindkraft blir i framtiden, vilket elpris vi har och hur mycket sådana faktorer som vindprofilkostnad påverkar. De två sistnämnda varierar dessutom för olika elområden. Det blir därför också osäkert vilket stödbehov den förnybara elproduktionen har i framtiden.

Kostnadsberäkningarna är framför allt viktiga för att kunna jämföra de olika kvotkurvorna och för att bedöma påverkan på elkund. Därför är det viktigare att använda samma metod än att resultaten, som ändå är indikativa, blir exakta.

Resultaten från elmarknadsmodellen gav en genomsnittlig elintäkt för svensk vindkraft, inklusive profilkostnad, som inte är elområdesspecifik. Detta bedömer Energimyndigheten som en tillräckligt bra referens att använda som intäktsunderlag för att jämföras med produktionskostnaden för vindkraft och räkna ut en genomsnittlig kostnad för ambitionshöjningen. I Figur 9 nedan har utvecklingen av den genomsnittliga vindkraftsintäkten, med en kostnad för balansavräkning¹⁵ på 2 öre per kWh, ritats upp tillsammans med ett medelfall av produktionskostnadsutvecklingen för landbaserad vindkraft. Skillnaden mellan dessa under ett specifikt år indikerar behovet av stöd från elcertifikatsystemet.



Figur 9. Vindkraftsverkens genomsnittliga intäkt från elmarknaden för olika bränslekostnader, inklusive profilkostnad och balanskostnad, jämfört med utvecklingen av produktionskostnad för landbaserad vindkraft. Elpriset är hämtat från scenariot om 18 TWh utbyggnad. Produktionskostnaden är anpassad till den uppdaterade rapporten från Energimyndigheten 2016¹⁶.

¹⁵ Svenska kraftnäts avräkning för kostnader för obalans påverkar egentligen produktionsanläggningar olika beroende på hur den balansansvariga väljer att fördela kostnader på de aktörer som den har balansansvar för.

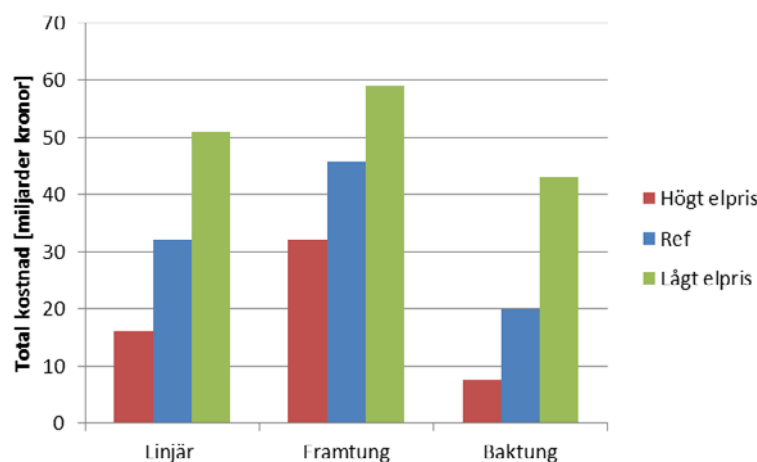
¹⁶ ER 2016:17 Produktionskostnad för vindkraft i Sverige.

2.4.1 Total kostnad

Den totala kostnaden för elcertifikatsystemet är som tidigare nämnts svår att uppskatta. I princip bygger den på att elcertifikatpriset är skillnaden mellan elpriset och produktionskostnaden på det dyraste kraftslaget som behövs för att uppfylla målet eller efterfrågan under en viss tid.

I praktiken handlas inte elcertifikat bara på spot-kontrakt utan även på termin för flera år i framtiden. För att förenkla kostnadsberäkningarna antas här att en viss mängd förnybar elproduktion som kommer in i systemet tecknar terminskontrakt för 15 år i framtiden och alltså får samma elcertifikatintäkt under de år de är anslutna till systemet. Som referenspris antas skillnaden mellan elintäkt och produktionskostnad från Figur 9. Som två känslighetsfall kommer även en elintäkt utifrån fall med ett högt elpris (högt CO₂-pris) och lågt elpris (lågt CO₂-pris) beräknas. Förutsättningarna i dessa fall är fortfarande med en genomsnittlig profilkostnad och balanskostnad samt 18 TWh utbyggnad av förnybar el.

Resultat som presenteras i Figur 10 visar framför allt att en baktung kvotkurva skulle vara det alternativ med lägst kostnad för elkunden samt att en framtung kurva riskerar att ge en hög kostnad för elkund oavsett elpriset.



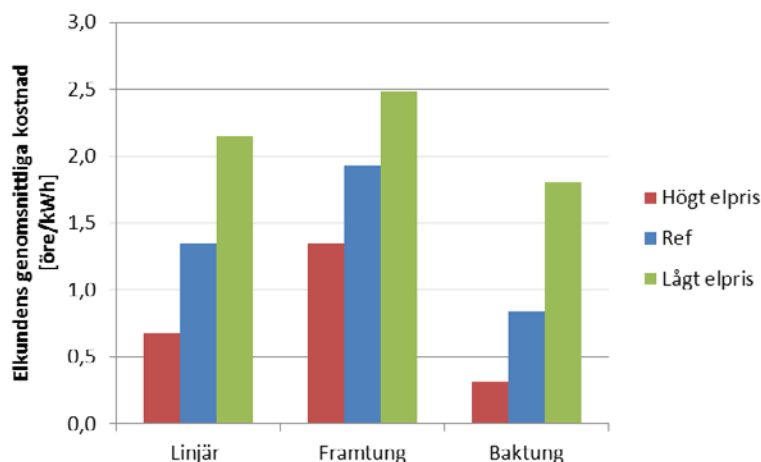
Figur 10. Total kostnad för alla elkunder, exklusive moms, för den ökade ambitionen med antaganden om olika kvotkurvor och olika elpris.

2.4.2 Elkundens kostnad

Kostnaden för de nya kvoterna kan också beräknas till en trolig genomsnittlig kostnad för elkunden genom att dela totalkostnaden med 91 TWh¹⁷ i 25 år¹⁸. Resultatet i Figur 11 visar att den genomsnittliga kostnaden håller sig på nivåer som ligger under den genomsnittliga historiska kostnaden för elcertifikat för svenska elkunder.

¹⁷ Antagande om genomsnittlig kvotpliktig elanvändning.

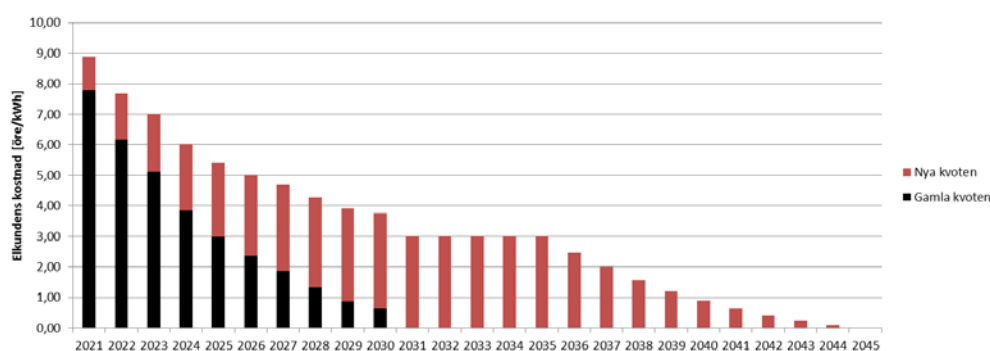
¹⁸ Kostnaden för ambitionen kommer att bekostas av elkunder under de 25 år som kvotkurvan ökar (2021–2045).



Figur 11. Genomsnittlig kostnad för elkunden vid olika kvoter och elpris.

Kostnaden kan dock skilja sig från år till år och för att få en mer heltäckande bild finns också fördelningen av kostnaden över åren, inklusive kostnad för den gamla produktionen, presenterad i Figur 12. Den nya kvoten i figuren är en linjär utbyggnad.

Sjunkande elcertifikatpriser avspeglas i att priserna stabiliseras på en lägre nivå fram till år 2030 trots en stigande kvot.



Figur 12. Uppskattad kostnad för elkunder från den gamla kvoten och för den nya ambitionshöjningen med linjär utbyggnad.

Den ökade kostnaden för elcertifikat på 0,25–2,5 öre per kWh ska ställas i relation till att elpriset i enligt modellresultatet på sikt blir 3–9 öre per kWh lägre vid en utbyggnad av 18 TWh förnybar el. Samtidigt blir kostnaden för investeringar i elsystemet högre vilket kan motsvara runt 1–3 öre per kWh¹⁹. För en elkund som betalar för elcertifikat innebär ambitionshöjningen en i princip oförändrad kostnad medan elkunder som inte betalar för elcertifikat, exempelvis elintensiva industrier, får en lägre kostnad.

¹⁹ Grov uppskattning utifrån Svenska kraftnäts perspektivplan 2025 om kostnader för investeringar under 15 år. Rapporten preciserar inte hur stor andel som går att härledas till variabel produktion men en stor andel är bland annat reinvesteringar i befintligt nät som inte kan kopplas till detta.

2.4.3 Resultatdiskussion

Resultatet från kostnadsanalysen bygger på en rad sannolika utvecklingar. Det är därför viktigt att reflektera över resultatet om utvecklingen går åt något annat håll.

Ett av de viktigaste resultaten är att en baktung kvotkurva har lägst total kostnad. Det är ett resultat av ett på sikt stigande elpris och en minskad produktionskostnad. Om exempelvis båda dessa parametrar istället är konstanta, eller att skillnaden mellan dem är konstant, skulle kostnaden för systemet bli detsamma oavsett kvotkurvans utformning. Skulle istället elpriset minska och produktionskostnaden öka skulle istället en framtung kvotkurva ha en lägre kostnad. Det scenariot anser dock Energimyndigheten vara mycket osannolikt.

Energimyndigheten anser att det finns potential och en acceptans för att landbaserad vindkraft kan utgöra den större delen av ambitionshöjningen. Skulle det dock inte finnas landbaserade projekt tillgängliga, och till exempel havsbaserad vindkraft byggs istället, skulle det kunna bli en betydligt högre systemkostnad. Med samma kostnadsantaganden som i detta avsnitt skulle elcertifikatkostnaden totalt hamna på cirka 170 miljarder i referensfallet med linjär utbyggnad och en kostnad för havsbaserad vindkraft på 90 öre per kWh. Det vill säga mer än fem gånger så hög som för landbaserad vindkraft.

2.5 Nya ambitionens koppling till tidigare mål

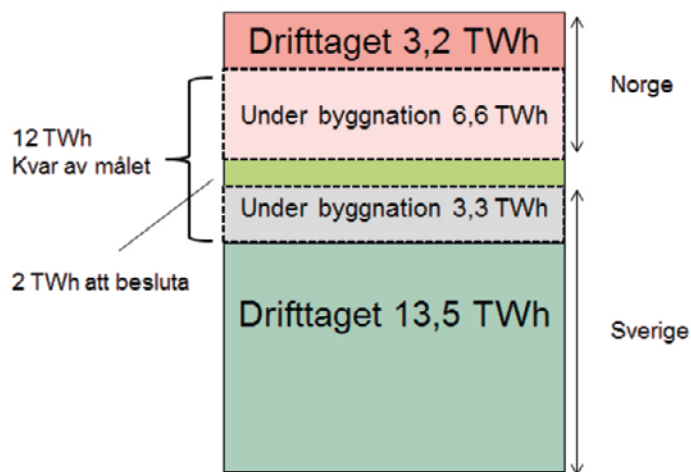
Sverige har tidigare haft ett flertal ambitionshöjningar inom elcertifikatsystemet både när systemet bara var svenskt och efter införandet av en gemensam marknad med Norge. Målen är kopplade till vad som ska finansieras snarare än vad som ska byggas ut även om det oftast betraktas som ungefär detsamma.

Lite enkelt kan sägas att Sverige i nuläget har ett mål om att finansiera 30 TWh ny elcertifikatberättigad produktion. Denna ska byggas ut till år 2020 men kommer att finansieras under hela nuvarande elcertifikatsystemet fram till år 2035. Ungefär hälften av utbyggnaden ligger inom det gemensamma systemet med Norge som finansierar 13,2 TWh ny förnybar el. Även om finansieringen delas ungefär lika så kan utbyggnaden ske i vilket land som helst. Hittills har den till stor del skett i Sverige.

2.5.1 Utbyggnad fram till år 2020

Utbyggnad av förnybar elproduktion inom det gemensamma målet mellan Sverige och Norge fortsätter och kommer att fortsätta fram till år 2020.

I juli 2016 hade 16,4 TWh (varav 13,5 TWh i Sverige) av det gemensamma målet på 28,4 TWh tagits i drift. Det innebär att cirka 12 TWh återstår att ta i drift. Av detta uppskattar Energimyndigheten och NVE att högst 2 TWh återstår att fatta investeringsbeslut för då många projekt i Sverige och Norge är under byggnation. Se Figur 13 för en sammanställning av status för målet.



Figur 13. Schematisk bild av status för det gemensamma målet med Norge om en utbyggnad av 28,4 TWh till år 2020.

Tidigare kontrollstation pekade på en risk för överutbyggnad vilket troligen förstärks av en ambitionshöjning då producenter på sikt ser ny efterfrågan på elcertifikat.

En mindre överutbyggnad är förmodligen inget problem för elcertifikatsmarknaden eftersom dagens kvoter även ska ta bort delar av överskottet. En tidigare utbyggnad skulle då snarare bara minska effekten av detta. Ett alltför stort överskott skulle dock kunna skapa mer långsiktigt låga priser.

2.5.2 Norges stoppregel

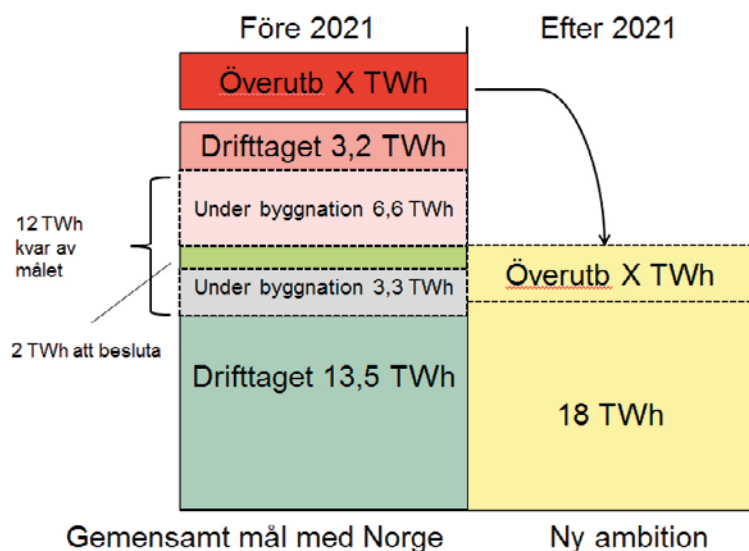
Norge har till skillnad från Sverige också en regel som innebär att anläggningar drifttagna efter år 2021 inte får elcertifikat. Vid en höjning av ambitionen i Sverige kommer alltså den gemensamma marknaden med utbyggnad i båda länderna fortsätta fram till och med år 2021.

Elcertifikatmarknaden har historiskt varit relativt flexibel och kan hantera ett ganska stort överskott av elcertifikat. Det innebär dels att det kan ske en utbyggnad av elcertifikatberättigad produktion till år 2020 som blir en del av den nya ambitionen, och dels att delar av den nya ambitionen kan byggas i Norge år 2021.

En konsekvens av en ny ambition är dessutom att investerare ser en ökad efterfrågan längre fram och tar risken att bygga mer än den kortsiktiga efterfrågan. Detta är än mer tydligt i Norge. En investerare i Sverige skulle kunna vänta med investeringen några år i och med att efterfrågan ökar på sikt. En investerare i Norge kommer inte att få några elcertifikat alls om driftsättning sker efter år 2021, och behöver därför mycket snart fatta ett beslut om att bygga för att kunna erhålla elcertifikat.

2.5.3 Gränsvärdesproblem

Det skapas uppenbarligen ett visst gränsvärdesproblem att gå från ett gemensamt mål med Norge till ett nytt eget mål för Sverige samtidigt som den gemensamma marknaden fortsätter och norska anläggningar drifttaga efter år 2021 fräntas möjligheten att få elcertifikat. Se Figur 14 för en schematisk bild.



Figur 14. Schematisk bild av gränsvärdesproblematiken kring år 2020 på grund av den nya ambitionen.

Eftersom energiöverenskommelsen tydligt anger att ingen ambitionsökning ska ske till år 2020 och att det nya målet specifikt är för Sverige kan det vara viktigt att antingen försöka undvika en utbyggnad som är större än det nuvarande målet, eller åtminstone att Norge inte tar del av det nya målet eller finansierar sin eventuella utbyggnad år 2021.

En möjlighet att minska risken för överutbyggnad skulle kunna vara att ha en baktung kvotkurva som signalerar till aktörerna att det kan vara riskabelt att investera för mycket till och med år 2020. Det kan också vara bra att sätta kvoter för den nya ambitionen från år 2022, efter att nya anläggningar stoppas från tilldelning av elcertifikat i Norge.

2.6 Investeringsperspektivet

I dagsläget finns ett stort utbud av projekt som snart kan realiseras, både tillståndsgivna som väntar på ett investeringsbeslut och projekt som är under planeringsfasen. I dagsläget bedömer Energimyndigheten att det endast finns 2 TWh kvar av det gemensamma målet att fatta investeringsbeslut om. Resterande har redan byggts eller är under byggnation.

Eftersom elpriset i dagsläget är för lågt för att investera utan elcertifikat är ambitionshöjningen nödvändig för att realisera de projekt som inte kan byggas inom det gemensamma målet med Norge.

I perspektivet av att det finns många planerade projekt och stor potential skulle även en framtung kvotkurva med hög ambition i början vara att föredra. Energimyndighetens övriga analyser pekar dock på stora fördelar med en baktung kvotkurva.

Investeringarna är det som driver elcertifikatsystemet och att till exempel ha så låga kvoter initialt att inga investeringar genomförs kan få framför allt vindkraftsmarknaden att tappa fart och på sikt få investeringar att försvinna från Sverige. Det skulle troligen uppstå en större kostnad om vindkraftsindustrin sedan ska byggas upp igen i slutet av 2020-talet. För biokraften kan dessutom en lång paus i elcertifikatsystemet medföra att man fattar investeringsbeslut om att bara bygga värmeproduktion eller använda någon icke förnybar energikälla.

En allt för baktung (eller framtung) kvotkurva skulle också innebära att utbyggnadstakten blir allt för hög. Det kan bli svårt för investerare och byggnadsentreprenörer att hinna med. Det skulle kunna innebära underskott av elcertifikat och höga elcertifikatpriser eller att dyrare projekt eller kraftkällor behöver tas i anspråk. Det sistnämnda kan vara svårt att bedöma i förväg och även utvärdera i efterhand. Ett extremfall skulle kunna vara att landbaserad vindkraft kan byggas ut fram till år 2030 för att uppfylla målet men att en för stor efterfrågan under några få år gör att elcertifikatpriset går upp så att havsbaserad vindkraft kan byggas ut. Då skulle systemet dels bli dyrare samtidigt som en viss del landbaserad vindkraft inte skulle kunna realiseras inom ambitionen. Tidigare har en utbyggnad på cirka 3 TWh per år varit möjligt att ta i drift även under flera sammanhängande år.

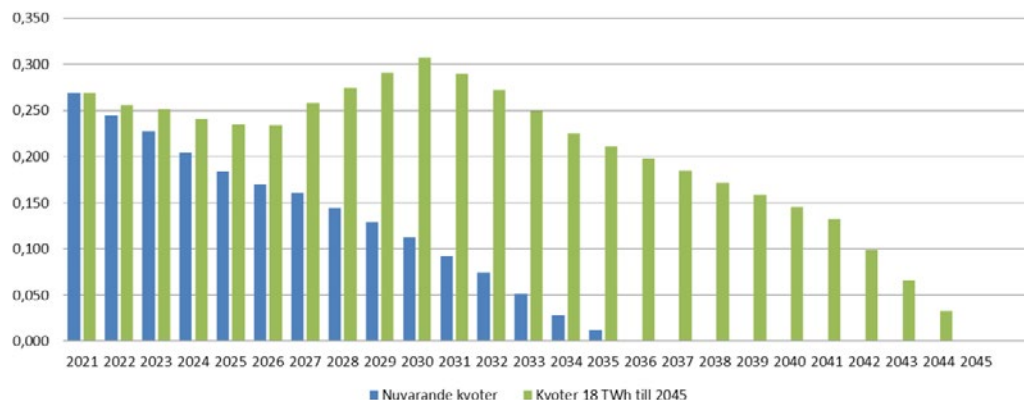
Sammantaget bör den årliga utbyggnaden ligga någonstans runt 1–3 TWh och kvotkurvan bör anpassas efter detta.

2.7 Förslag på kvotkurva

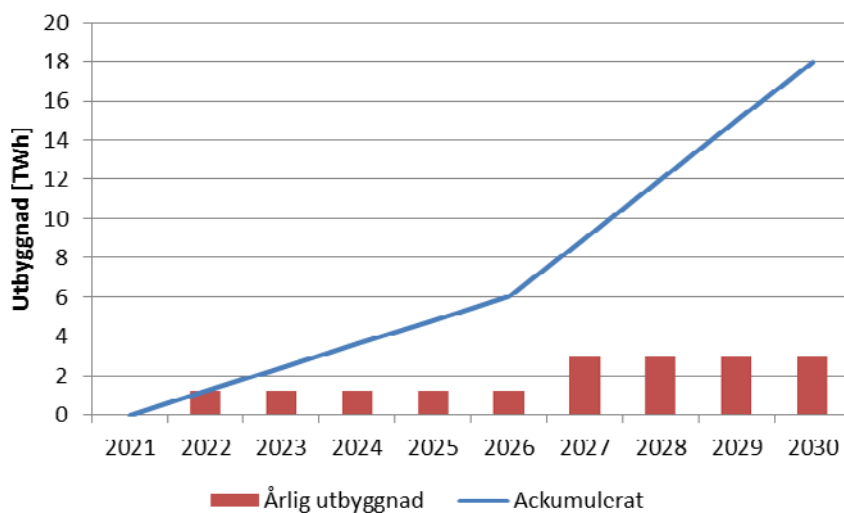
Energimyndigheten anser att kvotkurvan bör vara baktung för att bättre passa med elsystemet, ge en lägre kostnad för elkunder och minska risken för överutbyggnad till och med år 2020. Kvothöjningen bör inte införas förrän Norge har stopp för nya anläggningar år 2022. För att inte helt stanna av utbyggnaden av förnybar el eller ha för hög årlig ambition bör den årliga utbyggnaden ligga mellan 1 och 3 TWh per år. Kvotkurvan och ambitionen bör inte heller vara för komplicerad för marknaden eller att kommunicera.

Energimyndigheten föreslår därför att utbyggnaden ”delas upp” i två linjära perioder. En låginvesteringsperiod från år 2022 till och med år 2026 med en utbyggnad av 1,2 TWh per år och en höginvesteringsperiod från år 2027 till och med år 2030 med en utbyggnad på 3 TWh per år.

Det slutgiltiga förslaget till kvotkurva finns uppritat i Figur 15 och den uppskattade utbyggnaden i Figur 16. Underlag för beräkning av förslag till kvoter framgår av bilaga 1.



Figur 15. Energimyndighetens slutgiltiga förslag till kvotkurva med en baktung utbyggnad och första kvothöjningen år 2022.

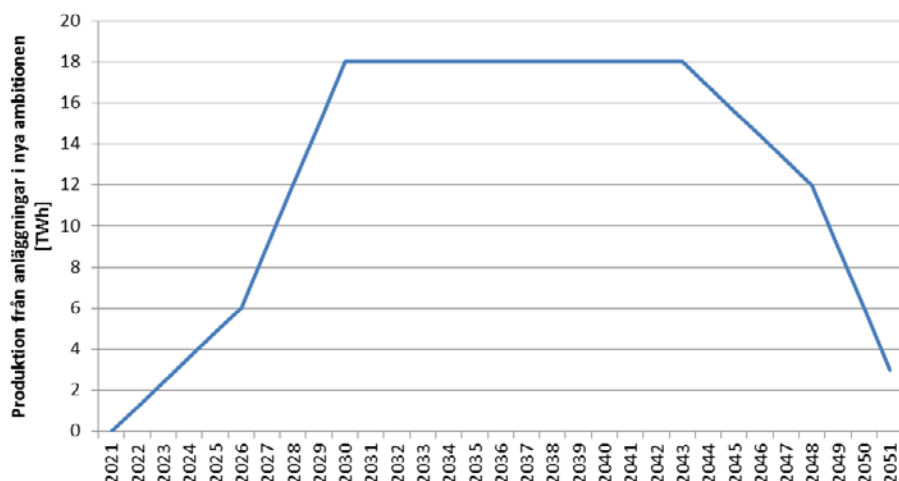


Figur 16. Ackumulerad utbyggnad av förnybar el vid en baktung kvotkurva med första kvothöjningen år 2022.

2.8 Konsekvenser av den föreslagna kvotkurvan

2.8.1 Produktion från föreslagna kvotkurvan

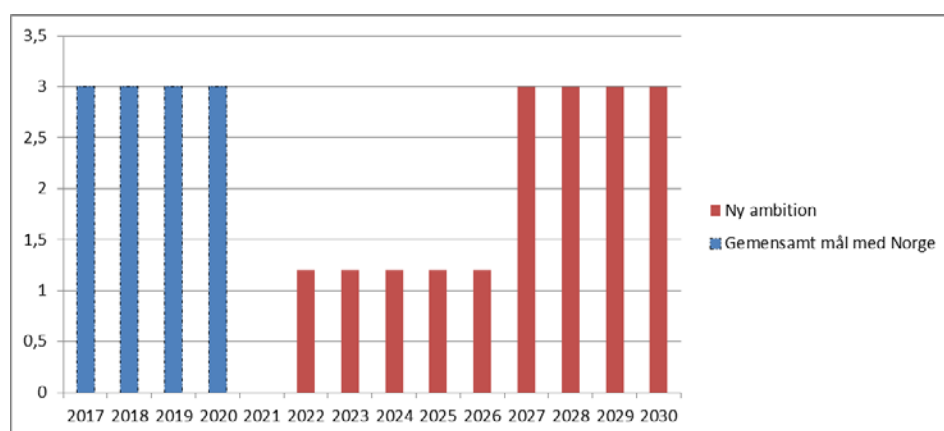
Om den föreslagna kvoten genomförs kommer produktionen byggas med tyngd mot slutet av 2020-talet. Antas dessutom en genomsnittlig livslängd på cirka 22 år på anläggningarna kommer dessutom produktionen finnas på plats under avvecklingen av kärnkraften mot slutet av 2030-talet och början av 2040-talet.



Figur 17. Produktion från anläggningar byggda inom den nya ambitionen med antagande om en genomsnittlig livlängd på 22 år.

2.8.2 Konsekvens för investeringar och investeringstakten

Det finns i dagsläget 12 TWh kvar av det gamla målet som enligt nuvarande kvots efterfrågan ska byggas linjärt fram till år 2020. Därefter kommer efterfrågan att öka från år 2022 enligt de nya föreslagna kvoterna, se Figur 18 för den teoretiska utbyggnaden.



Figur 18. Teoretisk utbyggnad från år 2017 till år 2030 enligt efterfrågan från kvoterna. Utbyggnaden av det gemensamma målet kan ske både i Sverige och Norge.

I praktiken kommer dock inte utbyggnaden ske exakt enligt efterfrågan från den gamla och nya kvotkurvan. Tyngdpunkten för projekten inom det gamla målet kommer troligen vara tidigt under de närmaste åren men några projekt kommer troligen driftsättas först 2021. Även om ingen ny ambition skulle beslutas skulle byggnation och driftsättning fortsätta fram till och med år 2022.

Eftersom merparten av investeringsbesluten redan tagits är det troligt att det inte skulle fattas några nya efter år 2017. Med en ny ambition kommer dock nya beslut behöva fattas kring år 2019 för att kunna tas i drift år 2022.

En konsekvens av en ny ambition är dock att investerare ser en ökad efterfrågan längre fram och tar risken att bygga mer än den kortsiktiga efterfrågan. Detta är än mer tydligt i Norge. En investerare i Sverige skulle kunna vänta med investeringen några år för att efterfrågan ökar på sikt. En investerare i Norge kommer inte att få några elcertifikat alls om driftsättning sker efter år 2021, och behöver därför mycket snart fatta ett beslut om att bygga för att kunna erhålla elcertifikat.

En mindre överutbyggnad är förmodligen inget problem för elcertifikatsmarknaden eftersom dagens kvoter även ska ta bort delar av överskottet och en tidigare utbyggnad skulle då snarare bara minska effekten av detta.

En allt för stor överbyggnad skulle dock kunna skapa mer långsiktigt låga priser. Exempelvis så skulle en överutbyggnad på cirka 2 TWh före år 2021 innebära att den årliga efterfrågan inte kommer i balans med utbudet förrän år 2023 medan en överutbyggnad på 4 TWh innebär en årlig balans först år 2025.

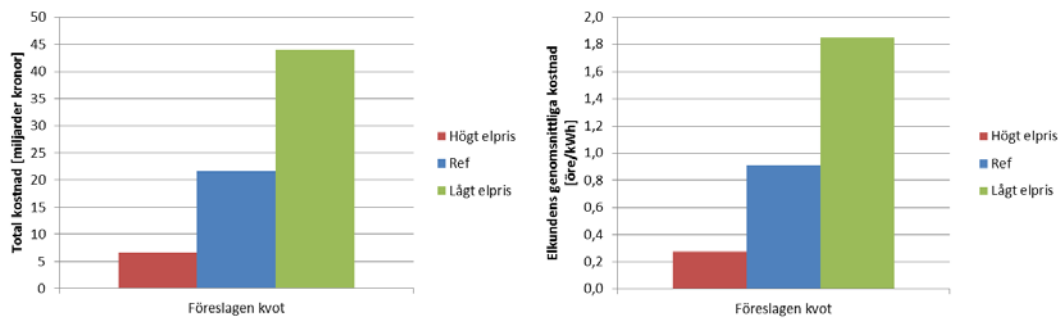
Å andra sidan kan sannolikt det faktumet att kvotkurvan är utformad med låg efterfrågan i början skapa incitament för att få ner investeringsbesluten till en nivå mer i linje med efterfrågan och därmed minska överutbyggnaden.

Sammanfattningsvis är det svårt att säga vilka konsekvenser den föreslagna kvotkurvan får för investerare i förnybar el. Troligen kommer den innebära en viss nedgång i investeringsbeslut de närmaste åren. Energimyndigheten bedömer att utbyggnaden kan komma att fortgå i en takt om drygt 1 TWh per år i Sverige. Om många investeringar sker före år 2022 finns dock en risk för att efterfrågan på elcertifikat under en lång tid är lägre än utbudet.

2.8.3 Kostnader för den föreslagna kvotkurvan

För elkunderna kommer den föreslagna kvoten innebära en ökad kostnad för elcertifikatsystemet, se Figur 19. Den kommer dock sannolikt vara lägre än om en linjär eller framtung kvotkurva valts eftersom elpriset på sikt bedöms gå upp samtidigt som produktionskostnaden för förnybar el bedöms gå ner. Utbyggnaden av den förnybara elprodukten kommer samtidigt att på sikt minska kostnaden för el mer än vad kostnaden för stödet går upp. Det tillkommer dock en mer svårberäknad kostnad för förstärkningar av elsystemet på grund av en ökad andel variabel elproduktion.

Sammantaget bedömer dock Energimyndigheten att kostnaden för en elkund som betalar för elcertifikat kommer att vara relativt oförändrad eller gå ner vid den ökade ambitionen jämför med om den inte införs.



Figur 19. Kostnad för systemet och elkundens genomsnittliga kostnad för Energimyndighetens förslag på kvotkurva.

2.8.4 Konsekvenser för övriga elproducenter

Om utbyggnaden följer den ökade efterfrågan från den föreslagna kvotkurvan kommer produktionen öka med cirka 5 TWh till år 2025 och sedan 18 TWh till år 2030. Detta förutsätter att inga anläggningar läggs ned.

Enligt de modellberäkningar som gjorts kommer då det genomsnittliga elpriset i princip vara opåverkat fram till år 2025. Fram till år 2030 kommer dock priset att påverkas betydligt mer men storleken är beroende av bland annat bränslekostnader. Vid ett elpris utan ambition på nära 65 öre per kWh år 2030 kommer elpriset vid en ambitionshöjning sjunka nära 10 öre per kWh. Vid ett elpris utan ambition på nära 35 öre per kWh kommer istället priset sjunka med mindre än 3 öre per kWh.

2.8.5 Konsekvenser för kvotpliktiga aktörer

Den föreslagna kvotkurvan medför att andel elcertifikat per såld elmängd kommer att vara mellan en fjärdedel och en tredjedel under hela 2020-talet. Likviditeten på elcertifikatmarknaden kommer därmed att var hög. De kvotpliktiga aktörerna kommer också att ha en stor mängd elcertifikat som ska annulleras vilket troligen motiverar ett fortsatt aktivt deltagande på elcertifikatmarknaden för att minska kostnader och att inte riskera en kvotpliktsavgift.

3 Utformning och optimering av elcertifikatsystemet

Elcertifikatsystemet har sedan år 2003 varit det huvudsakliga stödet till förnybar el och hade till juli 2016 bidragit till cirka 28 TWh ny förnybar el, och utbyggnaden fortsätter. Samtidigt har kostnaden för elkunden i genomsnitt varit 3,2 öre per kWh vilket är 10 procent av det genomsnittliga spotpriset på el under samma period och 2–3 procent av elkundernas slutkundspris. Kostnaden för elcertifikatsystemet är låg jämfört med andra länders stödsystem och det faktum att utbyggnaden fortsätter gör att Energimyndigheten bedömer att elcertifikatsystemet hittills varit kostnadseffektivt.

Eftersom stödet i dagsläget sträcker sig till år 2035 är dess totala kostnad fortfarande inte känd, men en uppskattning har gjorts. En jämförelse har även gjorts med andra länders stöd, se Tabell 2. Elcertifikatsystemet har haft en förhållandevis låg kostnad. Förklaringen ligger delvis i att stöd i andra länder ofta inte är teknikneutrala och har historiskt sett varit byggt på stöd som inte varit marknadsbaserade.

Tabell 2 Uppskattning av stödkostnad per utbyggd TWh för några olika styrmedel för förnybar el²⁰.

Stödsystem	Ungefärlig stödkostnad (miljarder kr/TWh)
Elcertifikatsystemet	0,5–1,5
Uppskattning av stöd till havsbaserat i Sverige	3–10
Havsbaserad vindkraft i Tyskland	5–15
Kärnkraftstödet i Storbritannien	10–20
Solcellsstöd i Tyskland	25–40

Det finns flera skäl till att elcertifikatsystemet varit kostnadseffektivt och välfungerande, inte minst genom aktiva och insatta aktörer. Det viktigaste är ändå systemets grundutformning. Det är teknikneutralt, långsiktigt och marknadsbaserat.

Elcertifikatsystemet är marknadsbaserat inte bara genom att marknaden bestämmer stödnivå utan också genom att den väljer var anläggningen ska placeras och vilken anläggning som ska byggas. Detta samtidigt som elsystemets funktioner såsom elmarknaden, nätreglering och balans av effekt påverkar dessa anläggningar på samma sätt som övriga. Detsamma gäller tillståndsprövningen. Sammantaget innebär det att konkurrens och effektivisering är möjligt i alla led från val av teknik och projektering till byggnation och drift.

²⁰ ER 2015:12 Havsbaserad vindkraft.

Konkurrensen sker inte bara inom en viss energikälla utan även mellan förnybara kraftslag eftersom *teknikneutraliteten* innebär att all ny förnybar elproduktion²¹ får elcertifikat utifrån hur mycket el som producerats. Den tekniken med lägst kostnad kommer därmed att byggas ut först.

Eftersom utbyggnad av förnybar el är en tidskrävande process och anläggningarna ska producera el under lång tid krävs även ett *långsiktigt* elcertifikatsystem. Inte bara genom att kvoterna fastställs för en lång tid och genom att tilldelningen sker i 15 år. Det krävs även stabila marknadsförutsättningar från politiskt håll. För att säkerställa långsiktiga investeringar och trovärdighet kan inte regler ändras för ofta eller för mycket, om inte marknaden meddelas i god tid.

Det betyder inte att elcertifikatsystemet fungerar problemfritt. Det finns framför allt marknadsrisker som i slutändan får konsekvenser för avkastning (diskonteringsränta). Som alla styrmedel innebär elcertifikatsystemet också en indirekt eller direkt påverkan på andra system såsom elsystemet. Det finns alltid risk för gränsvärdesproblem och suboptimeringar.

I detta avsnitt analyseras Energimyndighetens och andra aktörers förbättringsförslag och identifierade problem för att identifiera eventuella åtgärder som behöver genomföras för att optimera elcertifikatsystemet.

Utifrån hur uppdraget är utformat och genom den energiöverenskommelse som träffats bedömer Energimyndigheten att elcertifikatsystemet i grunden ska behållas i nuvarande utformning. Ett nytt stöd skulle kräva särskild utredning och behöva anmälas till EU-kommissionen.

3.1 Begränsningar för ny tilldelningsperiod

Om elcertifikatsystemet ska fungera teknikneutralt och kostnadseffektivt är det viktigt att det är marknaden som avgör utbyggnaden av den förnybara elproduktionen utifrån både systemet i sig och utifrån elmarknaden. Begränsningar, undantag och specialregler kan motverka detta och skapa suboptimeringar. Ett exempel på ett existerande sådant är regelverket för omfattande ombyggnad. Regelverket ska möjliggöra att en anläggning som genomgår en tillräckligt stor ombyggnad ska tilldelas elcertifikat som om den hade varit ny. Detta skapar gränser för vad som ska räknas som nyinvesteringar. En mycket liten skillnad i investering kan idag vara skillnaden mellan att inte få några elcertifikat och att få 15 nya år.

Regelverket kring ombyggnation bör ändå ses som nödvändigt och ett avskaffande av möjligheten till ny tilldelningsperiod skulle i sig kunna vara suboptimerande. Nyinvesteringar i redan existerande anläggningar kan visserligen ha en lägre produktionskostnad än rena nyproduktioner men i stödsystem som ger generella prisnivåer kommer det alltid att finnas mer eller mindre lönsamma projekt. Det är dessutom inte ens säkert att en nyinvestering på samma plats som tidigare är

²¹ Vindkraft, viss vattenkraft, vissa biobränslen, solenergi, geotermisk energi, vågenergi och torv i kraftvärmeverk.

det mest lönsamma och det bör vara marknaden som ska avgöra detta. Om syftet med elcertifikatsystemet är att öka andelen förnybar elproduktion spelar det heller ingen roll om en äldre anläggning läggs ner och ersätts med en ny på samma plats eller på en ny plats.

En konsekvens av att inte tillåta omfattande ombyggnad skulle i stället kunna vara att områden som idag används för elproduktion läggs ned och nya områden istället måste projekteras och nyttjas. Detta kan innebära stora ingrepp i miljön, särskilt för vindkraft och vattenkraft. Under de stora utfasningsperioderna av äldre anläggningar år 2012 och 2015 finns många exempel på småskaliga vattenkraftsanläggningar med stora investeringsbehov där ägarna kunde göra omfattande ombyggnationer på sina befintliga anläggningar med hjälp av elcertifikat istället för att bygga nya anläggningar på någon annan plats.

Å andra sidan kan det finnas risk att fungerande anläggningar tas ur bruk och ersätts när tilldelningen av elcertifikat upphör trots att den tekniska livslängden inte uppnåtts, om lönsamheten från intäkterna av elcertifikat i nya anläggningar är tillräckligt hög för att motivera detta. Under de stora utfasningsperioderna visade sig detta tydligt då vissa anläggningsägare av bland annat småskalig vattenkraft uttryckte att de nu *måste* göra investeringar för att fortsätta få elcertifikat trots att inga nödvändiga investeringsbehov förelåg.

Ett sätt att både möjliggöra för reinvesteringar i befintliga anläggningar och samtidigt till viss del undvika för tidiga nedläggningar av fungerande anläggningar kan vara att införa en tidsgräns²². En tidsgräns för när det ska vara möjligt att tilldelas elcertifikat igen, efter omfattande ombyggnation. En sådan tidsgräns bör enligt Energimyndigheten börja gälla från när den förra tilldelningsperioden påbörjades. Om en tidsgräns införs behöver det utredas om alla tekniskslag i så fall ska ha samma tidsgräns, eller vilken tidsgräns som skulle vara lämpligast. Om samma tidsgräns väljs skulle cirka 20 år kunna vara en möjlig gräns, då det ligger någonstans mellan tilldelningsperioden för elcertifikat och en genomsnittlig livslängd på vindkraft.

Förslaget är i så fall en medelväg mellan risken att anläggningar läggs ner efter att tilldelningsperioden av elcertifikat upphört och att undvika att anläggningar bara byggs på nya ställen. Risken finns fortfarande att anläggningen ersätts med en ny på något annat ställe efter tilldelningsperiodens slut men bedöms som betydligt mindre än om regelverket om omfattande ombyggnad togs bort helt.

Förslaget får också fördelar på systemnivå. Sannolikheten för tidiga nedläggningar av anläggningar minskar vilket innebär att det inte finns lika mycket behov av generationsväxling under tiden fram till år 2030 vilket resulterar i en högre nettoökning av den förnybara elproduktionen. Anläggningar som byggs med livslängder på över 20 år inom den nya ambitionen kommer dessutom att finnas kvar under perioden runt år 2040 då mycket kärnkraft kommer att läggas ner.

²² Norge har ett regelverk som innebär att vindturbiner som ersätts innan 20 års drift endast tilldelas elcertifikat för den ökade elproduktionen under den ursprungliga turbinens tekniska livslängd (20 år).

3.2 Teknikrisk på grund av sjunkande produktionskostnader

Produktionskostnaden (den långsiktiga marginalkostnaden) för förnybar elproduktion har ofta diskuterats som stigande över tid då elcertifikatsystemets konkurrens medför att billiga projekt och tekniker först tas i anspråk. Utgångspunkten för detta är en nuvärdesanalys av produktionskostnader och en osäkerhet om hur framtida teknikutveckling sänker produktionskostnaden.

De senaste årens snabba fall i produktionskostnader, som också delvis kan förklaras med räntesänkningar, har dock gjort producenter mer medvetna om att den totala ersättningen från el och elcertifikat på sikt snarare kan gå ner än upp. De fallande intäkterna innebär en risk för de som ska investera i systemet och påverkar redan gjorda investeringar.

Med marknadsbaserade styrmedel finns det dock en mängd risker förknippade med prisutveckling. Samtidigt har systemet förlängts och ambitionen höjts vid ett flertal tillfällen, snarast som en konsekvens av politiska beslut.

Att produktionskostnaden sjunker på sikt med risk för sjunkande intäkter benämns ofta som teknikrisk och i kapitlet ska denna utvecklas och beskrivas mer utförligt samt vilka konsekvensen den kan få för aktörer.

3.2.1 Historisk produktionskostnad och intäkt

Produktionskostnaden för den dyraste anläggningen som behöver byggas för att möta efterfrågan på elcertifikat utgör den marginalprissättande produktionen. Sedan år 2007 har vindkraften varit det dominerande kraftslaget i utbyggnaden inom elcertifikatsystemet och marginalprissättande.

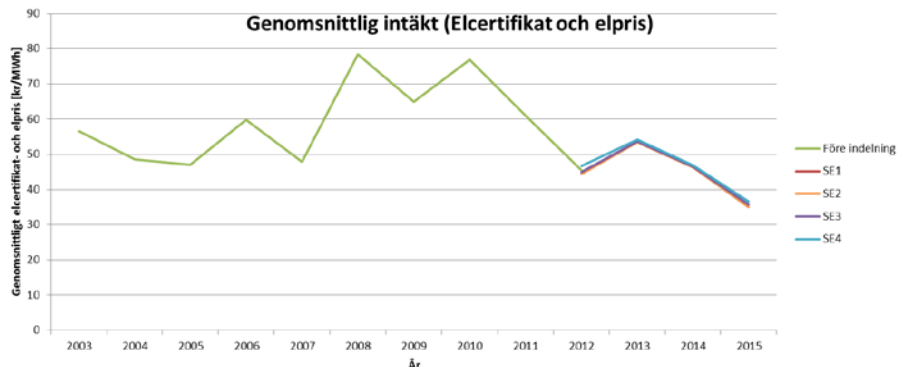
Det är inte helt enkelt att svara på hur den historiska produktionskostnaden utvecklats i Sverige för en given teknik. Det kan oftast skilja sig åt mellan olika studier, framför allt då exempelvis antagande om ränta eller elproduktion påverkat resultatet mycket. De projektspecifika kostnaderna kan också skilja sig markant. Internationella studier är inte helt jämförbara då ett enskilt lands speciella förutsättningar är viktiga för kostnaden. Detta inkluderar också landets faktiska utbyggnad, då erfarenhet skapar konkurrens och möjlig kostnadseffektivisering vad gäller projektering, tillståndsprocesser, drift och underhåll. Bloomberg har med samma metod för alla år beräknat produktionskostnaden på vindkraft över tid internationellt. Resultatet som presenteras i Figur 20 visar att kostnaden sjönk kraftigt under 2008–2010 för att på senare år plana ut något.



Figur 20. Internationell produktionskostnadsutveckling för vindkraft. Källa Bloomberg.

Ett annat sätt att titta på kostnadsutvecklingen är att se på hur intäkterna från el och elcertifikat utvecklats under åren. I Figur 21 visas intäkterna från det genomsnittliga spotpriset på el och från elcertifikat (utan justering för profilkostnad).

Under hela perioden har både investeringsbeslut fattats och en faktisk utbyggnad skett. Utifrån antagandet att investeringsbeslut fattats utifrån rådande pris så innebär det att intäktsbehovet för att täcka produktionskostnaden har halverats sedan år 2008.

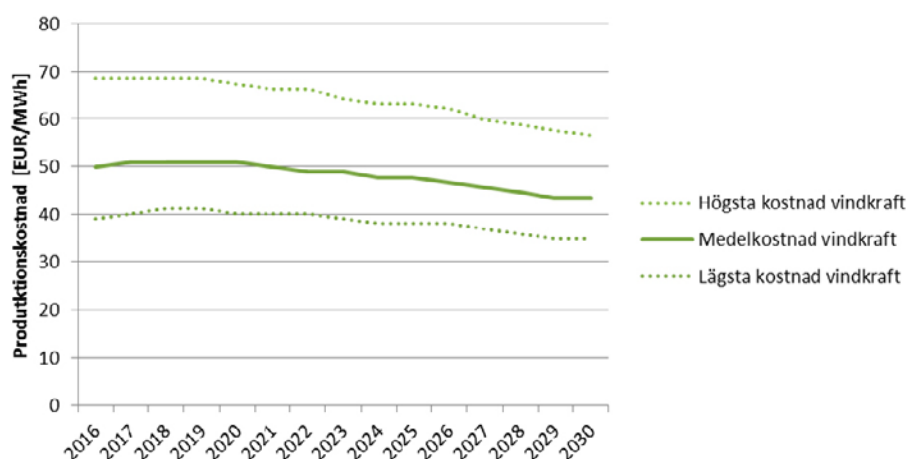


Figur 21. Genomsnittlig intäkt från elcertifikat och el per år utgående från det genomsnittliga spotpriset på el och elcertifikat.

Sammanfattningsvis har alltså produktionskostnaden och intäkten för tidigare gjorda investeringar minskat, utgående från spotpriser. Minskningen har pågått åtminstone sedan 2010 och varit möjlig för marknadsaktörer att känna till.

3.2.2 Framtida kostnader

Ett beslut om höjd ambition kan fortsätta att pressa priserna på elcertifikat, eller åtminstone den totala intäkten, om produktionskostnaden fortsätter att minska över tid. I delredovisning 1 av kontrollstation för elcertifikatsystemet²³ presenterades Figur 22 som kombinerar kostnadsutvecklingen av vindkraft med den ökade kostnaden förknippad med att allt eftersom behöva bygga dyrare anläggningar. Figuren visar att med antagande om samma ränta, fullastimmar etc. kommer produktionskostnaden på sikt att sänkas, även om nedgången är betydligt svagare än den nedgång som skett från 2008 fram till idag. Antas dessutom profilkostnad, balanskostnad och andra elsystemskostnader öka med tiden kommer det totala intäktsbehovet knappast att förändras över tiden. Det är dock viktigt att påpeka att dessa kostnader även kommer gälla befintliga vindkraftverk, och därmed påverkar det inte den generella teknikrisken. Det är också viktigt att påpeka att kostnaden påverkar vindkraftverken olika beroende på var det byggs, som visades i avsnitt 2.3.4.



Figur 22. Exempel på produktionskostnadsutveckling fram till år 2030 med antagande om en kostnadsreduktion på 25 % till år 2030.

Figur 22 visar också att påverkan av exempelvis ränta egentligen är större än själva kostnadsminskningen givet samma antaganden. Just nu är ränteläget mycket lågt med en negativ styrränta. På senare tid har investerare av pensionsfonder och andra som måste investera, och därmed kan tänka sig låg avkastning, intresserat sig för vindkraftsbranschen. Sammantaget innebär det att kalkylräntan för investeringar är låg och att investeringarna troligen ligger i nivå med den nedre delen av produktionskostnadskurvan i figuren ovan.

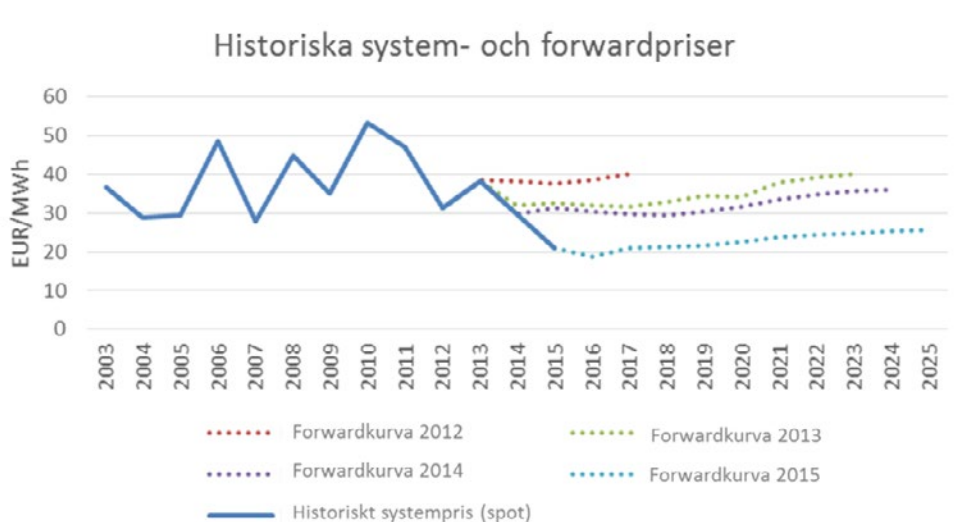
Med ändrat ränteläge och med andra typer av investerare kan den framtida produktionskostnaden mycket väl bli högre än i dag. Det bör också poängteras att teknikrisken är en risk bland andra och att risker kan innebära högre krav på avkastning.

²³ ER 2016:09 Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet.

3.2.3 Konsekvenser för investerare

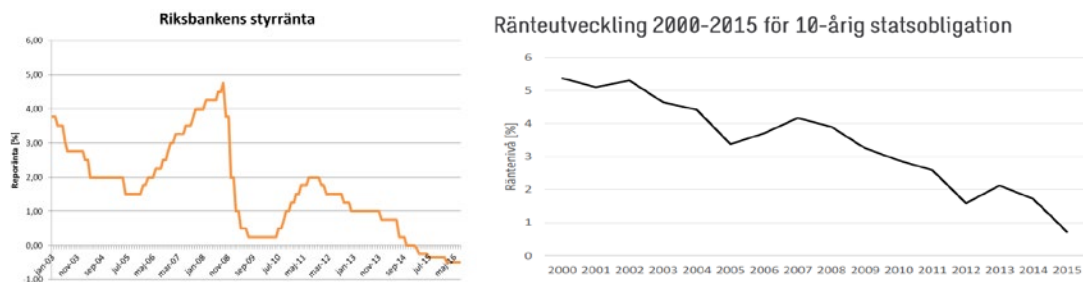
Klart är att den sammanlagda intäkten från el och elcertifikat på spotmarknaden har minskat sedan 2008 och att det finns en sannolikhet att de även fortsättningsvis kan falla, om än troligen i mindre omfattning. Det är dock inte helt givet på vilket sätt det faktiskt påverkar investerare.

De anläggningar som byggdes kring 2008 och några år framåt behöver inte alla nödvändigtvis ha en produktionskostnad som var i nivå med den sammanlagda intäkten. Konsekvenserna av minskad intäkt blir då inte lika stora. Dessutom kan aktörer välja att låsa både el och elcertifikat på terminskontrakt. Elcertifikatpriset är visserligen svårare att låsa på lång sikt men elpriset går att låsa åtminstone 10 år. Terminspriser på el motsvarar ofta det rådande elpriset vilket visas i Figur 23 och detsamma gäller för elcertifikat. Det betyder att intäkterna från el och elcertifikat kommer vara fast per levererad kWh under de år kontrakten skrevs och dessa projekt kommer alltså inte heller under denna period påverkas av förändringar i el- och elcertifikatpriset.



Figur 23. Historiska systempriser och terminspriser för el från Nasdaq OMX och Nordpool. Priserna på forwardkontrakt är sista handelsdag för kontrakt som går till leverans i december varje år.

Ränta för lån har som tidigare nämnts en stor vikt vid investeringar. Reporäntans utveckling, som har en direkt effekt på marknadsräntan, visas i Figur 24 samt även ränteutvecklingen för 10-årig statsobligation. Under perioden med höga intäkter år 2008–2010 sjönk räntan kraftigt från en hög nivå för sedan gå upp något och har sedan långsamt sjunkit till den negativa ränta som är idag. Det ger en viss förklaring till de höga intäkterna kring år 2008 och till de låga intäkterna idag.



Figur 24. Utveckling av Riksbankens styrränta från år 2003 till och med augusti 2016 samt ränteutveckling för 10-årig statsobligation från år 2000 till 2015. Källa Riksbanken.

För en enskild aktör som redan gjort en investering spelar det roll om räntan låstes vid investeringen eller inte, och hur många år den i så fall är låstes. De som inte låste räntan under åren med hög ränta har en mindre kapitalkostnad idag jämfört med de som valde att låsa.

Sammantaget innebär fast eller rörlig ränta, spot eller forwardkontrakt samt projektspecifika produktionskostnader en stor variation både för tidigare och framtida investeringar i hur stor påverkan teknikrisken har för enskilda aktörer.

I extremfallen finns å ena sidan projekt med produktionskostnader under den sammanlagda intäkten där räntan är rörlig men med bundna el- och elcertifikatpriser och å andra sidan projekt med produktionskostnader i nivå med intäkterna som har bunden ränta och rörliga el- och elcertifikatpriser. I denna rapport har dock ingen studie gjorts av hur aktörer har agerat vid tidigare investeringar.

Teknikriskens effekter på den befintliga produktionen är oklar och varierar för olika aktörer.

3.3 Nedtrappningsmodell

I dag är elcertifikatsystemet utformat så att ny förnybar elproduktion tilldelas elcertifikat under 15 år. Anläggningar som tas i drift under år 2020 tilldelas elcertifikat till år 2035. Ett nytt mål till år 2030 och 15 års tilldelning innebär att systemet förlängs till år 2045 för att de anläggningar som tas i drift år 2030 ska tilldelas elcertifikat under 15 år. Det innebär att all tillkommande elproduktion efter år 2020 tilldelas elcertifikat under 15 år oavsett vid vilken tidpunkt den tas i drift.

Den så kallade nedtrappningsmodellen innebär att elcertifikatsystemets slutår fastställs till en tidpunkt *före* år 2045 och tilldelning sker från driftstart men som längst till slutår. Om elcertifikatsystemets slutår hålls kvar vid nuvarande slutår 2035 kommer nya anläggningar efter år 2020 tilldelas elcertifikat mellan 15 och 5 år beroende på när anläggningen tas i drift.

Huvudsyftet med nedtrappningsmodellen är att kortare tilldelning påverkar elcertifikatpriset och kompenserar för lägre framtida produktionskostnader och på så sätt minska teknikrisken för tidiga investeringar. På motsvarande sätt kan tidiga investeringar bli överkompenserade om nedtrappningseffekten inte motsvarar framtida kostnadsreduktionen.

Måluppfyllelse och styrning av när i tiden elproduktion ska etableras kan försämrats med nedtrappningsmodell. En kvotkurva med en linjär ökningstakt ger en viss total efterfrågan över en viss tidsperiod. Tidig utbyggnad innebär att det kommer att utfärdas fler elcertifikat jämfört med en linjär utbyggnad. Kvotkurvans totala efterfrågan på elcertifikat kommer då ge en ökning som är lägre än 18 TWh till år 2030. På motsvarande sätt kan en senarelagd utbyggnad ge en ökning som överstiger 18 TWh till år 2030. Resonemanget förutsätter att kvoterna inte justeras. Då tilldelningsperioden blir allt kortare kan det ge incitament till en tidig utbyggnad för att få en längre period med elcertifikat. Huruvida utbyggnaden följer en tänkt utbyggnadstakt beror av hur investerarna värderar längre tilldelningsperiod mot lägre framtida kostnader.

Ett införande av nedtrappningsmodell innebär att stöd från elcertifikat fasas ut tidigare och perioden efter målår blir betydligt kortare.

De administrativa och marknadsmässiga risker som en nedtrappningsmodell innebär väger inte upp den eventuella nytta som den skulle ge. Detta särskilt då Energimyndigheten anser att teknikrisken som modellen främst ska förhindra, teknikrisken, bör hanteras av marknaden själv.

3.3.1 Alternativ till nedtrappningsmodell

Kortare tilldelningsperiod

Om syftet är att begränsa systemets längd kan man fundera på att ha 10 års tilldelning istället för 15 år.

Införs kortare tilldelningsperiod efter år 2020 resulterar det per automatik i att elcertifikatsystemet avslutas tidigare än år 2045. 10 års tilldelning för nya anläggningar efter år 2020 innebär att systemet avslutas år 2040. Producenterna tilldelas elcertifikat under en kortare tidsperiod och elanvändarna betalar inte lika länge för elcertifikat men elcertifikaten blir troligen dyrare. 10 års tilldelning för nya anläggningar efter år 2020 medför en differentiering mot anläggningar som är i drift med 15 års tilldelning. Kortare tilldelning för nya anläggningar kan komma att medföra att elcertifikatpriset blir relativt högre än om samma anläggning får elcertifikat under 15 år.

Kortare tilldelning innebär att producenterna behöver få in nödvändig stödintäkt under en kortare period. Reduceras tilldelning för mycket gynnas tekniker med kort avskrivningstid. En kort tilldelningsperiod kan därmed tänkas missgynna tekniker med lång avskrivningstid. Vid mycket kort tilldelningsperiod förändras elcertifikatsystemet från att ha varit ett produktionsstöd till att mer likna ett investeringsstöd.

Varför valdes 15 år?

Tilldelningsperioden 15 år infördes år 2007. Innan dess var tilldelningsperioden i elcertifikatsystemet inte begränsad. När lämplig längd på perioden utreddes bedömdes 15 år som en tillräckligt lång period för huvuddelen av de tekniker som

ingår i elcertifikatsystemet, utifrån anläggningars livslängd. En fortsatt obegränsad tilldelningsperiod diskuterades också, dvs. att elcertifikat skulle tilldelas så länge anläggningen producerade. En tilldelningsperiod om 15 år bedömdes innebära en lämplig avvägning mellan rimliga produktionsvillkor och en god effektivitet i systemet.

En tilldelningsperiod kortare än 15 år bedömdes innebära risk för höga elcertifikatpriser. En kortare period bedömdes i högre utsträckning kunna gynna tekniker med snabb avkastning.

En tilldelningsperiod behöver vara anpassad efter anläggningars livslängd (som förstås varierar), producentens risk och vilja att investera samt konsumentens kostnad.

Lägre tilldelningsfaktor efter år 2020

Om syftet är att hjälpa till mot teknikrisken kan en nedrappling av tilldelningsfaktorn vara ett alternativ.

Nya anläggningar efter år 2020 skulle kunna få elcertifikat för en lägre andel av elproduktion än som i dag 100 procent. Alternativt kan andelen successivt sänkas efter år 2020. Tanken är då att en lägre tilldelning ska motsvara ett lägre stödbehov för framtida nya anläggningar som följd av lägre produktionskostnader. Med en lägre tilldelning kan nya anläggningar troligen behöva sälja elcertifikat till relativt högre pris än vid full tilldelning. Med en lägre tilldelning reduceras teknikrisken för existerande anläggningar och med en successivt lägre tilldelning efter år 2020 begränsas även risken för utbyggnaden efter år 2020.

Lägre tilldelning skulle innebära att myndigheterna fastställer ett regelverk utifrån antaganden om framtida produktionskostnader. Antaganden som påverkar framtida förutsättningar och elcertifikatsystemets framtida kostnadseffektivitet.

Denna modell innebär precis som nedrappningsmodellen risken för överkompensation och en mer komplicerad prisbildning och Energimyndigheten anser inte att fördelarna överväger nackdelarna.

3.4 Stoppmekanism 2030 och perioden efter målåret

I delredovisning 1 av kontrollstation för elcertifikatsystemet ansåg myndigheten att det inte finns behov av stoppregel runt år 2020 om det beslutas om ett nytt mål efter år 2020. Beroende på utformningen av ett nytt mål kunde det på sikt finnas behov av att införa någon form av stoppmekanism i samband med det nya målåret. Om det inte beslutas om nytt mål efter år 2020 var rekommendationen att införa en stoppregel där anläggningar som togs i drift efter den 31 december 2021 inte ska godkännas för tilldelning av elcertifikat. Den grundläggande motiveringen till att införa stoppregel var att minska osäkerhet och risk för investeringar som måste ske för att uppnå det gemensamma målet om 28,4 TWh till år 2020 när det gällde fortsatt utbyggnad efter målåret.

Med en stoppmekanism med koppling till målåret reduceras risken med att målet kan överträffas efter målåret, samtidigt kan det kan innebära problem om det byggs för lite innan stoppdatum. En stoppmekanism med koppling till måluppfyllnad kan vara svår att realisera men kan både hantera en över- och underutbyggnad eftersom utbyggnad tillåts fram tills målet är uppnått. Då det nu finns tid bör en stoppmekanism utredas vidare och då inte enbart fokusera på risker för överutbyggnad efter målåret. Det är dock viktigt att en stoppmekanism införs i god tid före 2030 för att skapa ett bra investeringsklimat under 2020-talet. Då ges även marknadsaktörerna tid att anpassa sig till den stoppmekanism som införs.

Lite förenklat kan man säga att elcertifikatsmarknaden består av två perioder. Under den första perioden ska det ske investeringar i ny elproduktion där elcertifikatsberättigade elproducenter får tilläggsintäkter från försäljning av elcertifikat som gör det lönsamt att investera i förnybar elproduktion. I teorin ska elcertifikatpriset under denna period utgöra differensen mellan den förnybara elproduktionens långsiktiga marginalkostnad och marknaspriset på el under denna period.

Den andra perioden är åren efter målåret som i vissa sammanhang benämns balanseringsperiod. Perioden kännetecknas av att bara de anläggningar som krävs för att nå målet är i drift och att inga nya anläggningar tillkommer. Balans mellan utbud och efterfråga på elcertifikat beror då delvis av yttre förutsättningar såsom temperatur och vind och påverkar marknadsbalansen och därmed elcertifikatspris. Eventuell tillkommande elproduktion efter målåret beror av utformning av införd stoppmekanism. Utformning av stoppmekanism och vädermässiga variationer gör att den långsiktiga balansen på utbud och efterfrågan av elcertifikat till viss mån är oklar för marknaden. Hur stor påverkan en viss mängd över- eller underproduktion har på elcertifikatpriset är därför också oklart.

Energimyndigheten anser därför att det finnas behov av att i god tid före målåret införa någon form av stoppmekanism anpassat till nytt mål. Tillsammans med en analys av en stoppmekanism behövs också ett helhetsgrepp kring elcertifikatsystemets funktion och syfte under perioden 2030–2045. Olika typer av stabiliseringsmekanismer bör utredas för att skapa förutsägbara förutsättningar efter målåret.

3.5 Elcertifikat och mikroproduktion

Drygt hälften av anläggningarna inom elcertifikatsystemet är idag soletelanläggningar²⁴. Samtidigt utgör produktionen från solet endast 0,1 procent av totala elproduktionen inom elcertifikatsystemet. I förhållande till den lilla elproduktion som dessa anläggningar står för krävs en betydande administration för att hantera den stora mängden inkommande ansökningar. Även för dem som ansöker om elcertifikat är processen administrativt krävande. Samtidigt finns andra styrmedel som stimulerar småskalig soletproduktion som gör att de inte konkurrerar på lika villkor med övriga förnybara kraftslag. Detta skapar en osäkerhet utöver marknadsrisken för aktörer på elcertifikatmarknaden. Mikroproducenter har också

²⁴ 56 % i september 2016.

svårt att agera på elcertifikatmarknaden, och det är förenat med en omotiverat stor administrativ börda för både producenten och myndigheten i relation till andelen tilldelade elcertifikat och värdet av dessa.

Energimyndigheten har därför i förslag till strategi för ökad användning av solel²⁵ föreslagit en gräns för när ägare till soleanläggning ska vara berättigade till elcertifikat. Enbart anläggningar med installerad effekt högre än 68 kW bör kunna få stöd genom elcertifikatsystemet efter år 2020. Av de solanläggningar som i dag tilldelas elcertifikat har cirka 97 procent av antalet solanläggningar en effekt som inte är högre än 68 kW. Gränsen kommer att exkluderar tillräckligt många anläggningar för att på sikt innebära en betydligt minskad administrativ börda för myndigheter och övriga aktörer.

I Energimyndighetens förslag till strategi för ökad användning av solel²⁶ anges att 7–14 TWh el från sol kan vara realiserbar till år 2040 i Sverige. Nivåerna förutsätter bland annat teknikutveckling och politiska insatser och beror även av en rad andra faktor såsom lagringsmöjlighet och elpris. En införd gräns på 68 kW kommer innebära att en viss del av solkraftsutbyggnad efter år 2020 kommer att tilldelas elcertifikat. Hur stor mängd solkraft som kommer att realiseras och som kommer att tilldelas elcertifikat beror, som nämndes tidigare, av en rad olika faktorer. På kort sikt är bedömningen att dubbelt stöd till solkraft med installerad effekt högre än 68 kW inte är ett stort problem för elcertifikatsmarknaden. Energi-myndigheten anser att utvecklingen bör följas och utvärderas vid kommande kontrollstationer inom elcertifikatsystemet.

²⁵ ET 2016:16 Förslag till strategi för ökad användning av solel.

²⁶ ET 2016:16 Förslag till strategi för ökad användning av solel.

4 Den gemensamma marknaden med Norge

Den gemensamma elcertifikatsmarknaden med Norge startade den 1 januari 2012. Som grund till samarbetet ligger en internationell överenskommelse²⁷ som fastställdes under år 2011. Avtalet reglerar bland annat mål och förpliktelse, villkor för elcertifikatsberättigad elproduktion, teknikneutralitet, tilläggsstöd, gemensamma kontrollstationer och fördelning vid rapportering i enlighet med förnybartdirektivet. I samband att Sverige ökade sin ambitionsnivå hösten 2015 upprättades ett ändringsavtal²⁸ där bland annat mål, förpliktelse och fördelning vid rapportering i enlighet med förnybartdirektivet ändrades.

4.1 Fortsatt gemensam marknad eller delad

En svensk ambitionshöjning med ytterligare 18 TWh till år 2030 ska enligt energiöverenskommelsen och uppdragstext ske genom att förlänga och utöka elcertifikatsystem.

En förlängning och utökning av elcertifikatsystem innebär att det sker inom den gemensamma elcertifikatsmarknaden med Norge. Enligt artikel 2 i avtalet med Norge kan Sverige införa ett nytt mål efter 2020 på den gemensamma elcertifikatsmarknaden efter samråd med Norge om bland annat effekter och under förutsättning att ändringarna inte ger orimliga konsekvenser för Norge och norska marknadsaktörer.

En svensk ambitionshöjning med 18 TWh till år 2030 inom den gemensamma elcertifikatsmarknaden med Norge innebär bland annat följande:

- Likviditeten ökar under perioden 2020 till 2035 på den gemensamma elcertifikatsmarknaden. Det skapas bra förutsättningar effektiv prissättning inom elcertifikatmarknad och risken för utövande av marknadsaktörer minskar.
- De problem som kan uppstå kring obalans mellan utfärdande och annullerade elcertifikat efter målar förskjuts tidsmässigt. För norska producenter innebär ett nytt svenskt mål till år 2030 att period reduceras från 15 år till maximalt 5 år.
- Någon form av tilläggsavtal med Norge måste upprättas.
- Svensk finansiering av 18 TWh kan delvis komma att ske till förnybar elproduktion som etableras i Norge.

²⁷ <http://www.regeringen.se/contentassets/1b6ba304c0944d829f7753cb8dfe7cb7/avtal-med-norge-om-en-gemensam-marknad-for-elcertifikat>

²⁸ <http://www.regeringen.se/contentassets/5d0da60e00484981813e1768b850a11c/andring-av-avtal-om-en-gemensam-marknad-for-elcertifikat-mellan-norge-och-sverige>

En svensk ambitionshöjning skulle även kunna tänkas ske genom att skapa ett nytt elcertifikatsystem för 18 TWh till år 2030, den gemensamma elcertifikatsmarknaden med Norge skulle då avslutas enligt gällande avtal. Det skulle bland annat innebära följande:

- En ny marknad för handel med elcertifikat måste etableras vilket innebär två olika marknadspriser på elcertifikat. Initialt kommer likviditet att vara låg på den nya marknaden vilket begränsar marknadens effektivitet.
- Kvotpliktiga aktörer kommer att behöva köpa två typer av elcertifikat för att uppfylla sin kvotplikt.
- Prissättning av elavtal mot slutanvändare av el kommer att försvåras.
- Den gemensamma elcertifikatsmarknaden funktionsätt efter målår 2020 måste hanteras. Åren 2030–2035 har stor betydelse för norska producenter då den norska utbyggnaden inom det gemensamma målet har sin tyngdpunkt betydligt närmare 2020. Den svenska utbyggnaden inom det gemensamma målet har fram till i dag legat på en relativt jämn nivå vilket innebär att den börjar fasas ut från systemet år 2027.
- Svensk finansiering av 18 TWh sker till förnybar elproduktion som etableras i Sverige.

4.2 Avtal om en gemensam elcertifikatsmarknad

I följande avsnitt beskrivs några av de frågor som kan behöva hanteras vid upprättande av tilläggsavtal med Norge för en svensk ambitionshöjning med 18 TWh till år 2030 inom den gemensamma elcertifikatsmarknaden.

4.2.1 Gemensam elcertifikatsmarknad

Svenska och norska elcertifikat har i dag samma status och omsätts på samma sätt. När Sverige sätter ett nytt mål efter år 2020 inom ramen för det gemensamma elcertifikatsmarknaden är det viktigt att se till att elcertifikat även i fortsättningen har samma status. På så sätt förhindras prisskillnader mellan svenska och norska elcertifikat.

Ett sätt att säkerställa att elcertifikat har samma status i fortsättningen är att de elcertifikat som utfärdas i Norge kan användas för att uppfylla kvotplikt i Sverige till dess att elcertifikatsystemet avslutas i Sverige.

4.2.2 Kontrollstationer

Regelbundna kontrollstationer kommer också fortsatt ha stor betydelse för elcertifikatsystemet där det kommer vara viktigt att Sverige och Norge gemensamt följer och analyserar elcertifikatsystemets funktion till år 2035 i enlighet med gällande avtal.

4.2.3 Anmälan enligt förnybartdirektivet

Avtalet reglerar i dag hur elproduktion inom gemensamt stödsystem ska fördelas mellan länder vid rapportering av måluppfyllelse enligt förnybartdirektivet. Enligt avtalet tillgodoräknar sig respektive land 50 procent av den förnybara elproduktionen upp till 13,2 TWh oavsett i vilket land elproduktion etableras. Därefter fördelas 100 procent av den förnybara elproduktionen så att Sverige tillgodoräknar sig 15,2 TWh. Förnybar elproduktionen som överstiger 15,2 TWh fördelas lika mellan länderna. Efter att en svensk ambitionshöjning till 2030 har beslutats inom ramen för den gemensamma marknaden med Norge är det rimligt att artikeln ändras så att Sverige tillgodoräknas 100 procent av det som överstiger 13,2 TWh.

5 Diskussion

Energimyndigheten ska utöver ett förslag på kvotkurva också lämna förslag som optimerar elcertifikatsystemet för att få fram den mest kostnadseffektiva elproduktionen.

Om systemet ska optimeras är det viktigt att inse att å ena sidan är dess grundläggande funktion att vara marknadsbaserat och teknikneutralt, å andra sidan måste systemet fungera både på kort och på lång sikt.

Energimyndigheten anser att för att få fram den mest kostnadseffektiva elproduktionen så ska systemet fortsätta vara marknadsbaserat, teknikneutralt och innehålla långsiktiga spelregler som bara ska ändras om det ges signaler om det i god tid. Det som bör optimeras är i så fall hur systemet fungerar i praktiken då det är viktigt för hur marknadsbaserat och teknikneutralt det verkligen är. Dessutom har kvotkurvans utformning i denna utredning använts som ett medel för att hantera vissa utmaningar.

Generellt anser dock Energimyndigheten att systemet fungerar och har fungerat bra, och att en total översyn av elcertifikatsystemet inte varit prioriterat. Istället har analyserna fokuserats kring problemställningar som identifierats av Energimyndigheten och av aktörer som direkt eller indirekt påverkas av elcertifikatsystemet.

De diskussioner som varit tydligast har varit att skydda investerare mot den teknikrisk som en sjunkande produktionskostnad innebär, problematiken med att gå från en gemensam marknad med Norge till en ny enbart svensk ambition samt hur elcertifikat påverkar elsystemet.

Gällande teknikrisk så har det i rapporten tagits upp under ett särskilt avsnitt med slutsatsen att det är en marknadsrisk som ska hanteras av aktörer.

Diskussionen om att det gemensamma målet går över till ett nytt svenskt mål innehåller egentligen utmaningar för flera olika delar av systemet. En huvudsaklig frågeställning är dock om det finns en risk för överproduktion och vad denna i så fall innebär. Energimyndighetens uppfattning är att överproduktion från det gemensamma målet räknas in i den nya ambitionen. Eftersom inga ambitionshöjningar får ske till år 2020, samtidigt som Energimyndigheten förordar en baktung utbyggnad, är det därför viktigt att försöka ge incitament som hindrar en sådan utveckling. Den kvotkurva som föreslagits förväntas göra det.

Det är samtidigt viktigt att utbyggnaden av förnybar elproduktion inte helt stannar av under en längre period då det kan skapa merkostnad på sikt. Den nya kvotkurvan skapar dock en ny efterfrågan från år 2022 och det finns i dagsläget (oktober 2016) fortfarande 12 TWh kvar av det gemensamma målet (merparten är under byggnation) så något stopp i utbyggnaden under någon längre tid är inte att vänta.

Elcertifikatsystemets påverkan på elsystemet har getts extra utrymme i denna rapport då systemet i många år varit den drivande kraften för utbyggnad av ny förnybar elproduktion och sannolikt kommer att fortsätta vara det i och med den nya ambitionen. Kvotkurvan har valts baktung för att bättre möta framtida utmaningar med nedläggning av kärnkraft men också de förnybara anläggningar som hittills byggts inom elcertifikatsystemet. Det kommer finnas mer tid till att anpassa elsystemet för mer variabel elproduktion samtidigt som elproducenternas intäkter kommer att påverkas i mindre utsträckning.

Det har även kommit förslag på att elcertifikatsystemet i större utsträckning ska gynna planerbar elproduktion istället för variabel elproduktion. Här visar dock de analyser som Energimyndigheten har genomfört att elsystemets funktioner även når anläggningar inom elcertifikatsystemet. Det geografiska läget, energislaget och valet av teknik påverkar intäkterna. Inte minst via elpriset och nätkostnader men också via balanskostnader. Modellresultat visar exempelvis att en biokraftanläggning i elområde 4 tjänar nära 9 öre per kWh mer än en vindkraftsanläggning i samma område om balanskostnad och intäkter från elmarknaden räknas in. I elområde 2 är dock skillnaden knappt 6 öre trots att det i modellen byggs tre gånger så mycket vindkraft där. Behovet av åtgärder inom elcertifikatsystemet för att förbättra funktioner inom elsystemet bedöms därför inte som nödvändiga. Dessutom skulle sådana förändringar riskera att ta bort teknikneutraliteten i systemet vilket riskerar att minska kostnadseffektiviteten och försämra funktionen i systemet.

Det finns dock vissa förändringar i systemet som Energimyndigheten anser vara viktiga att genomföra eller analysera vidare.

Exempelvis visar analyser att nedläggningar av anläggningar främst kommer ske efter år 2030 och att behovet av generationsväxling inte kommer att vara så stort inom ramen för det nya målet. Den kraft som byggs enligt den föreslagna kvotkurvan kommer dessutom att till stor del stå kvar under den beräknade utfasningen av kärnkraft runt år 2040. Förutsättningarna för dessa analyser är dock att framför allt vindkraftverk har en livslängd på drygt 20 år.

Eftersom elcertifikattilldelningen upphör finns en risk att aktörer av ekonomiska skäl väljer att bygga om eller bygga nya anläggningar när detta sker eller att optimera produktionen för 15 år. Denna risk bedöms visserligen som låg även om det redan finns exempel på att detta skett, bland annat inom vattenkraft. Men konsekvenserna av en sådan utveckling skulle vara omfattande. Energimyndigheten anser därför att det bör utredas om anläggningar inte ska få möjlighet till nya elcertifikat förrän 20 år efter att den förra tilldelningen påbörjats. Exakt hur denna lag ska vara utformad eller om det ska finnas undantag har inte utretts. Inte heller om just 20 år är en optimal tid.

Ett alternativ till en särskild lagstiftning kan vara att helt ta bort möjligheten för omfattande ombyggnad av anläggningar. Det kan dock vara resurseffektivt att utnyttja redan befintliga platser för elproduktion och generationsväxling av äldre anläggningar bör konkurrera med nya om tilldelning av elcertifikat.

I rapporten finns också ett förslag om att ta bort mikroproduktion från elcertifikatsystemet. Eftersom det främst kommer att gälla solceller skulle det kunna tolkas som ett avsteg från teknikneutraliteten. Skälet är dock det motsatta. Solceller stöds idag på olika sätt genom andra regelverk och konkurrerar därmed inte på samma villkor som övriga kraftslag. Dessutom är elcertifikatsystemets funktion beroende av en relativt omfattande handel med elcertifikat, där anläggningar med enbart något eller några enstaka elcertifikat per år har svårt att agera.

Det finns en rad andra funktioner inom elcertifikatsystemet som skulle kunna förändras utan att nämnvärt påverka de grundläggande principerna. Det skulle exempelvis kunna vara antalet annulleringstillfällen, begränsad giltighet för elcertifikat, möjligheten för kvotpliktiga att spara elcertifikat eller längden på tilldelningsperioden. Förutom att konstatera att Energimyndigheten i dagsläget inte ser några skäl till att ändra på tilldelningsperioden har vi valt att inte analysera något av detta vidare. Dels för att det inte varit centrala diskussioner hos aktörer i närtid, men främst för att det inom den korta tidsram som getts för uppdraget inte funnits möjlighet att göra det. Vissa av frågorna har också tidigare utretts men elcertifikatsystemet har pågått ett antal år sedan dess och nya mål både med och utan Norge gör att frågorna mycket väl skulle kunna belysas igen.

Avslutningsvis blir också frågan om stoppregel, som utreddes i den förra delrapporteringen, aktuell igen. Denna gång gäller det dock en eventuell stoppregel år 2030. Energimyndigheten står fast vid sin slutsats att någon form av stoppmekanism är nödvändig för att minska risken för investerare nära inpå målåret. I förra rapporten påpekades samtidigt att det egentligen var väldigt sent att föra en diskussion om en stoppmekanism några år innan målet ska vara uppnått. Därför är det nu viktigt att i mycket god tid visa marknaden vilka spelregler som gäller. Det är att föredra att frågan utreds i god tid innan det är när de nya kvoterna börjar gälla. Det skulle då finnas tid att analysera mer sofistikerade stoppregler såsom volymbegränsningar snarare än enbart att anläggningar inte kan godkännas efter ett visst datum.

Ett enkelt sätt att redan nu visa aktörer vad som gäller är att i samband med kvotkurvans införande sätta en datumstoppregel. Vid behov skulle denna regel kunna ersättas med någon annan stoppmekanism.

6 Bilaga 1 – Beräkning av förslag på kvoter

Vid beräkning av förslag till kvoter för ytterligare 18 TWh till år 2030 har Energimyndigheten utgått från det underlag som redovisades vid den första delrapporteringen²⁹ inför kontrollstation 2017. Rapporten innehåller beräkningsunderlag för justeringar av de årliga kvoterna för att länderna ska uppfylla sina åtaganden inom ramen för den gemensamma elcertifikatsmarknaden och en utförlig beskrivning av beräkningsunderlag och beräkningsätt. Energimyndigheten föreslog då justerade kvoter för åren 2018 till 2035.

Inom ramen för uppdraget att ta fram kvoter för 18 TWh till år 2030 har Energimyndigheten beräknat nya kvoter för år 2022 till år 2045. För åren 2018–2021 gäller det förslag som rapporterades till Regeringskansliet den 9 juni 2016.

Den förväntade kvotpliktiga elanvändningen är enligt den första delredovisningen så gott som konstant, ca 91 TWh per år fram till år 2035. Nya scenarier tas fram under hösten 2016, men inga stora förändringar förväntas i kvotpliktig elanvändning jämfört med de långsiktiga scenarierna från 2014. Visserligen kan elanvändningen ändras på sikt, men sannolikt inte mer än den ”naturliga” variationen på grund av temperatur och konjunktur som vi ser idag. Den största delen av den kvotpliktiga elanvändningen utgörs av sektorn bostäder och service. För denna sektor är bedömningen att en ökad användning av elförbrukande produkter uppvägs av en minskad elanvändning för uppvärmningsändamål. De nya scenarierna kommer sträcka sig till år 2050 och en preliminär bedömning är att trenden fortsätter. Inte heller i den kvotpliktiga delen av industrin visar de långsiktiga scenarierna från 2014 på någon större förändring fram till år 2035. Baserat på detta antar vi i denna utredning att den totala kvotpliktiga elanvändningen är konstant även i ett förlängt elcertifikatsystem.

Energimyndigheten har vid beräkning av förslag till kvoter för 18 TWh till år 2030 antagit att den kvotpliktiga elanvändningen är 90,9 TWh för åren 2036 till 2045. Efterfrågan för det nya målet på totalt 270 TWh (18 TWh x 15 år) har fördelats över åren 2022 till 2045 enligt kapitel 2.7. Övrig indata vid beräkning av kvoter är identiska med beräkningsunderlag som användes vid den första delredovisningen. I Tabell 3 redovisas underlag för beräkning av förslag till kvoter för åren 2022 till 2045.

Kvoterna för varje enskilt år beräknas genom att dela total efterfråga på elcertifikat per år med förväntad kvotpliktig elanvändning. Total efterfråga motsvarar respektive lands finansierings åtagande för det gemensamma målet samt tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen. Dessutom justeras efterfrågan på elcertifikat för faktiska och förväntade avvikelser för perioden före år 2018.

²⁹ ER 2016:09 Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet.

$$Kvot \text{ år } i = \frac{Ny \text{ produktion } i + \text{Övergångsordning } i + \text{Teknisk justering } i}{Förväntad kvotpliktig elanvändning}$$

där Teknisk justering i

= Justeringsvolym kontrollstation 2015 i + Justeringsvolym kontrollstation 2017 i

Tabell 3 Underlag för beräkning av förslag till kvoter för 18 TWh till år 2030. Källa: Energimyndigheten.

År	Total efterfråga på elcertifikat (TWh)					Förväntad kvotpliktig elanvändning (TWh)	Förslag på kvoter för 18 TWh
	Finansiering av 18 TWh	Finansiering av ny produktion	Övergångsordning	Justeringsvolym kontrollstation 2015 ³⁰	Justeringsvolym kontrollstation 2017 ³¹		
2016		7,33		3,509			
2017		8,80		3,509			
2018		10,93	10,44	3,509	0,54	90,8	(0,280)
2019		13,07	10,14	3,509	0,54	90,7	(0,301)
2020		15,20	9,60	1,35 ³²	0,54	90,7	(0,294)
2021		15,20	8,30	0,35	0,54	90,7	(0,269)
2022	1,20	15,20	6,97	0,05		90,8	0,258
2023	2,40	15,20	5,42	0		90,8	0,254
2024	3,60	15,20	3,34	0		90,9	0,244
2025	4,80	15,20	1,23	0,30		90,9	0,237
2026	6,00	14,47	0,05	0,95		91,0	0,236
2027	9,00	13,73	0,01	0,95		91,1	0,260
2028	12,00	12,27	0,01	0,90		91,1	0,276
2029	15,00	10,80	0,01	0,90		91,2	0,293
2030	18,00	9,33	0,00	0,88		91,3	0,309
2031	18,00	7,87	0,00	0,55		91,2	0,290
2032	18,00	6,40	0,00	0,40		91,1	0,272
2033	18,00	4,27	0,00	0,40		91,0	0,249
2034	18,00	2,13	0,00	0,40		91,0	0,226
2035	18,00	0,73	0,00	0,40		90,9	0,210
2036	17,40	0	0			90,9	0,191
2037	16,80	0	0			90,9	0,185
2038	15,60	0	0			90,9	0,172
2039	14,40	0	0			90,9	0,158
2040	13,80	0	0			90,9	0,152
2041	10,50	0	0			90,9	0,116
2042	9,00	0	0			90,9	0,099
2043	6,00	0	0			90,9	0,066
2044	3,00	0	0			90,9	0,033
2045	1,50	0	0			90,9	0,017

³⁰ Faktisk avvikelse 2012 och förväntad avvikelse 2013–2015 fördelat över 2016–2019.

³¹ Faktisk avvikelse 2013–2015 och förväntad avvikelse 2016–2017 fördelat över 2018–2021.

³² Justeringar som gäller ingående reserv är fördelat från 2020 enligt fördelning vid kontrollstation 2015.

7 Bilaga 2 – Modellering av kraftmarknad

I denna bilaga redovisas resultaten av modelleringarna av kraftmarknaden som gjorts i samband med detta uppdrag. För modelleringarna har elmarknadsmodellen Apollo³³ använts.

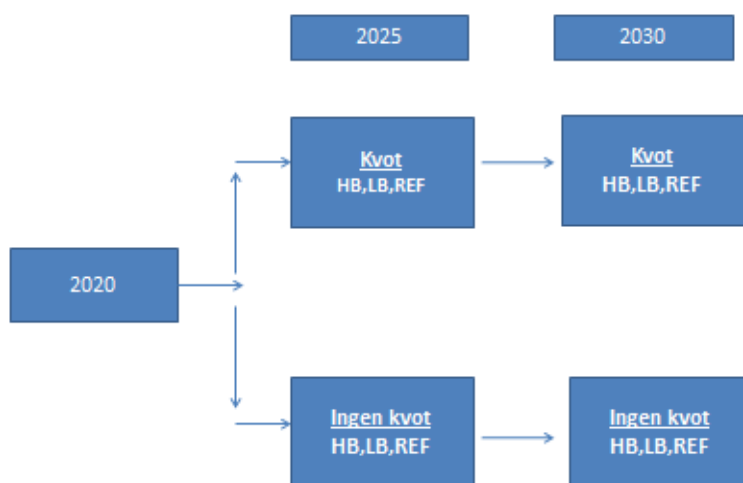
Modellen simulerar elmarknaderna i Europa och resultatet är framförallt timvisa elpriser (dagenföre-marknaden) och produktionen timme för timme.

Det som har analyserats inom detta uppdrag är elpriser, prisområdesskillnader och profilkostnaderna för olika kraftslag. Det är bara priser för de svenska elområdena som redovisas i denna bilaga.

Bilagan redovisar de scenarierna som vi valt att benämna ”kvot” och ”ingen kvot”. Åren som har analyserats och redovisas nedan är 2020, 2025 och 2030.

7.1 Scenarier

Då tiden för detta uppdrag varit begränsad har två scenarier analyserats inom detta uppdrag. Scenarierna benämns ”kvot” och ”ingen kvot”. Dessa har sedan varierats med tre olika uppsättningar bränslepriser för att få ett utfallsrum. I bränslepriserna ingår CO₂, kol och gas priser. Åren som redovisas är 2020, 2025 och 2030. Båda scenarierna börjar i samma utgångspunkt år 2020 för att sedan utvecklas olika fram till år 2030.



Not: HB=höga bränslepriser, LB=låga bränslepriser, ref=referens bränslepriser

³³ Elmarknadsmodellen Apollo är utvecklad av Sweco.

7.1.1 Scenario "kvot"

I detta scenario genomförs en ambitionshöjning av elcertifikatsystemet med 18 TWh fram till år 2030. Scenariot har modellerats med tre olika uppsättningar av bränslepriser.

7.1.2 Scenario "ingen kvot"

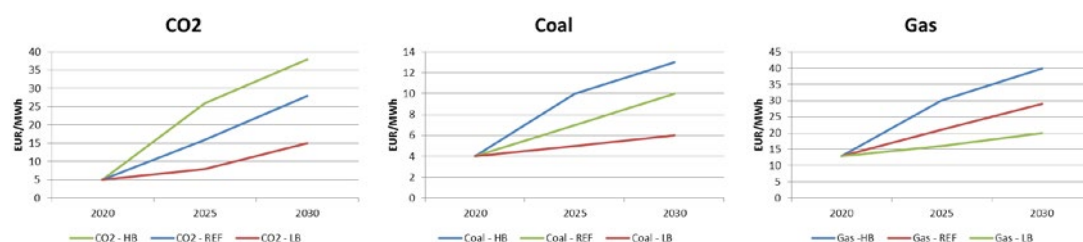
I scenario "ingen kvot" byggs det ingen ny kraft år 2020–2030. Scenariot har modellerats med tre olika uppsättningar av bränslepriser.

7.2 Indata

Nedan redovisas några av de viktigaste antagandena som görs i indata till modellen och som påverkar prisbildningen. Indata utgörs av prognoser för användning, produktion och överföringsförbindelser för samtliga länder som är representerade i modellen.

7.2.1 Bränslepriser

Då antaganden om prisnivåer på CO₂, kol och gas är mycket betydelsefulla för vilken elprisnivå man hamnar på så har tre olika uppsättningar av bränslepriserna simulerats för samtliga scenarier.

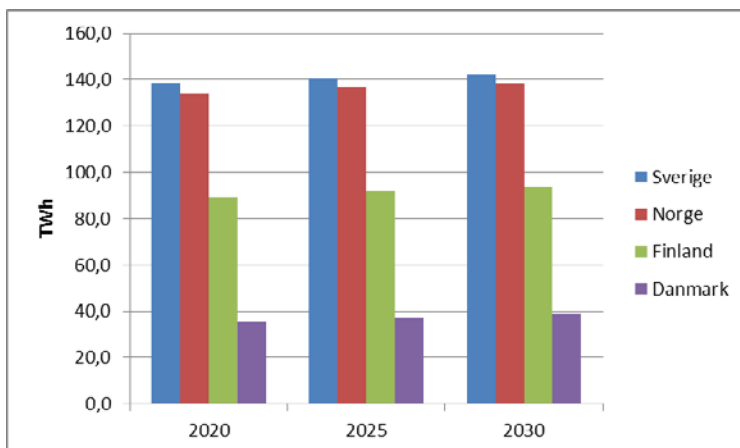


Figur 25. Bränslepriser, EUR/MWh.

Info: REF = referenspriser, HB = Höga bränslepriser, LB = Låga bränslepriser.

7.2.2 Elanvändning

Elanvändningen är lika stor i samtliga scenarier. Utvecklingen är svagt ökande fram till år 2030. Nedan redovisas elanvändningen för de nordiska länderna.



Figur 26. Elanvändning, Norden, TWh.

7.2.3 Produktionskapacitet kärnkraft

Nedan redovisas antaganden om installerad effekt kärnkraft i närområdet.

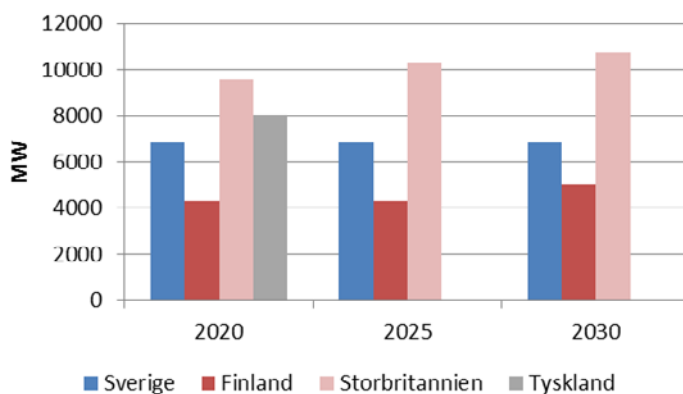
I Sverige antas fyra reaktorer enligt plan tas ur drift innan slutet av 2020.

Resterande reaktorer antas vara i drift under hela den modellerade perioden.

I Finland tas en reaktor ur drift (488 MW) mellan åren 2025 till 2030 (Loviisa 1).

Fram till 2020 byggs Olkiluoto 3 på 1600 MW klart och även en reaktor i norr byggs till år 2030 (Pyhäjoki, 1200 MW).

Tyskland fasar ut all sin kärnkraft till år 2022 enligt plan medan det i Storbritannien sker nybyggnation.



Figur 27. Installerad effekt kärnkraft, MW.

7.2.4 Transmissionskapacitet

Transmissionskapaciteten i Norden förväntas öka framåt år 2030, både internt inom länder och prisområden samt till länder utanför Norden. I tabellen nedan redovisas utvecklingen av transmissionskapaciteten från Norden.

Tabell 4. Exportkapacitet från Norden, MW.

Export	Import	2020	2025	2030
Norden	Tyskland	5500	6600	7200
Norden	Polen	600	600	600
Norden	Litauen	700	700	700
Norden	Nederländerna	1400	1400	1400
Norden	Storbritannien	0	3800	3800
Norden	Estland	1000	1000	1000

7.3 Resultat

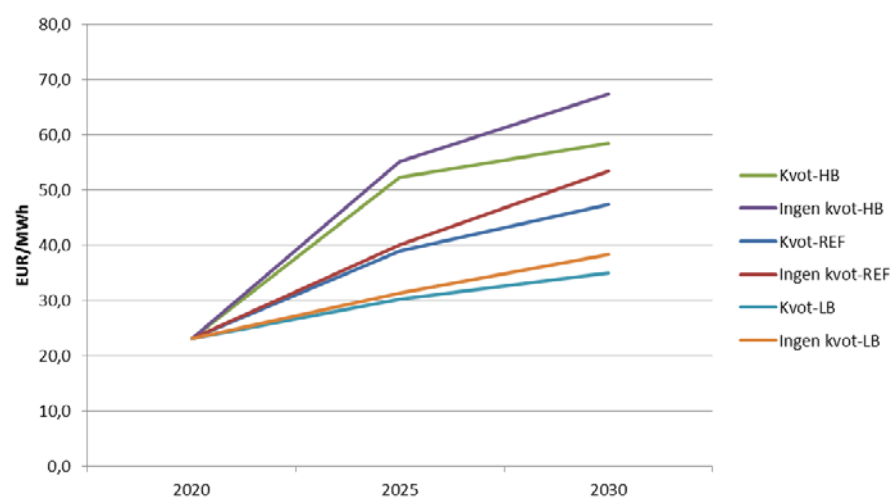
Nedan redovisas årsgenomsnittspriser, prisområdesskillnader, prisvaraktighetskurvor, prisvolatilitet och profilkostnader.

7.3.1 Elpriser, årsgenomsnitt

Nedan redovisas vägda genomsnittspriser för Sverige på årsbasis för scenarierna ”kvot” och ”ingen kvot” med olika bränslepriser.

Den huvudsakliga förklaringen till de låga elpriserna år 2020 är låga bränsle- och koldioxidpriser (utsläppsrätter). Trots att den nordiska elproduktionsmixen har en begränsad andel fossil elproduktion har bränslekostnader en stor påverkan på det nordiska elpriset eftersom kol och gas ofta är marginalprissättande elproduktion.

Fram till år 2030 förväntas kraftbalansens utveckling med mer förnybar elproduktion få en större påverkan på elpriset vilket visas när man jämför scenarierna ”kvot” och ”ingen kvot”. Kraftbalansens utveckling i vår omvärld och tillkommande transmissionskapacitet är andra faktorer som påverkar prisutvecklingen på lång sikt. Dock är det fortsatt så att bränsle- och koldioxidpriser har en stor påverkan på nivån på elpriserna.



Figur 28. Elpriser, vägt årsgenomsnitt Sverige, EUR/MWh.

År 2025

Skillnaden mellan scenarierna "kvot" och "ingen kvot" är små men ökande med bränslepriserna. Prisskillnaderna ligger i intervallet ca 1–3 EUR/MWh.

Elpriserna hamnar i intervallet ca 30–55 EUR/MWh beroende på bränslepriserna.

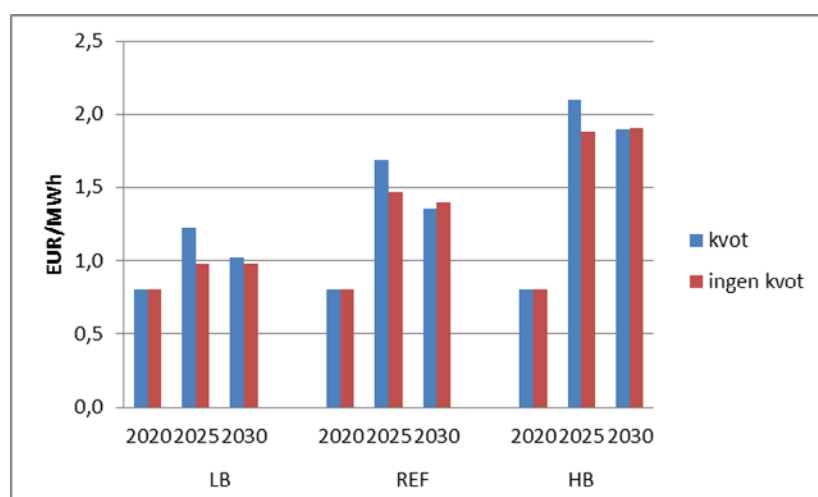
År 2030

Framåt år 2030 ökar skillnaderna mellan scenarierna "kvot och "ingen kvot". Vid låga bränslepriser är differensen drygt 3 EUR/MWh för att i fallet med höga bränslepriser öka till ca 9 EUR/MWh.

Elpriserna hamnar i prisspannet 35–68 EUR/MWh.

7.3.2 Prisområdesskillnader

Prisområdesskillnader uppstår mellan de svenska elområdena i båda scenarierna men är på det hela mycket små. Det man kan notera är att skillnaderna minskar mellan elområdena åren 2025 till 2030. Förklaringen ligger i att det antas byggas förstärkningar och ny överföringskapacitet mellan de svenska elområdena. Nedan redovisas prisskillnaden mellan SE4 och SE1 då den är störst.



Figur 29. Prisområdesskillnad mellan SE4 och SE1, årsbasis, EUR/MWh.

År 2025

Prisområdesskillnaden mellan SE4 och SE1 är ca 1–2 EUR/MWh beroende på scenario och bränslepris. Prisskillnaderna mellan scenarierna "kvot" och "ingen kvot" är mycket små.

År 2030

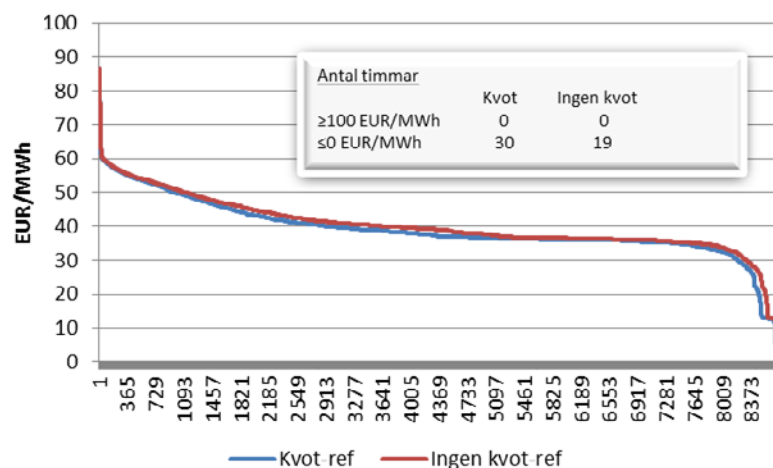
För år 2030 är prisområdesskillnaden mellan SE4 och SE1 något lägre än för 2025 vilket betyder mycket små prisdifferenser. Detta beror som beskrivits tidigare på ökade överföringskapacitet intern mellan elområdena i Sverige.

Ingen prisskillnad mellan scenarierna "kvot" och "ingen kvot" uppstår.

7.3.3 Prisvaraktighetskurvor och prisvolatilitet

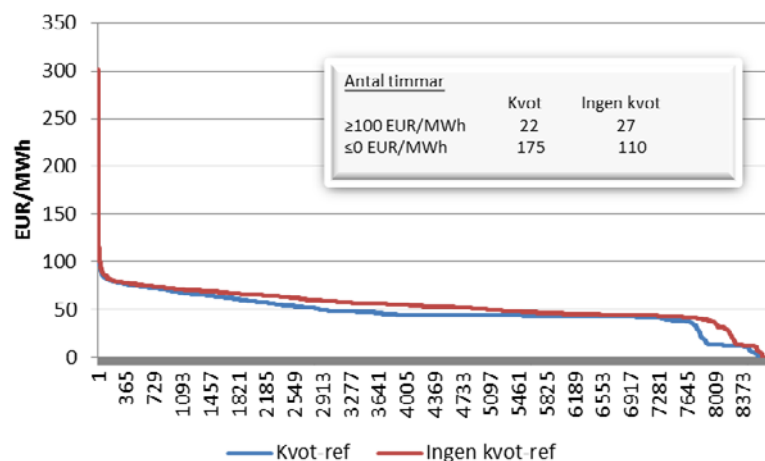
I figurerna nedan redovisas priserna per timme i varaktighetskurvor för scenarierna ”kvot” och ”ingen kvot” med referens bränslepriser. Skillnaden mellan elområdena är små, därför redovisas endast SE3.

Timmarna är sorterade i storleksordning och visar hur många timmar priset ligger över en viss nivå i respektive scenario. Notera att det lägsta pris som kan etableras i modellen är noll.



Figur 30. Prisvaraktighetskurva, SE3, EUR/MWh, 2025.

De två scenarierna visar en liknande profil över året för år 2025. I scenariot ”kvot” uppstår ett antal mer timmar med nollpriser jämför med ”ingen kvot”. Högsta timpriset är den samma för båda scenarierna och hamnar på 87 EUR/MWh.



Figur 31. Prisvaraktighetskurva, SE3, EUR/MWh, 2030.

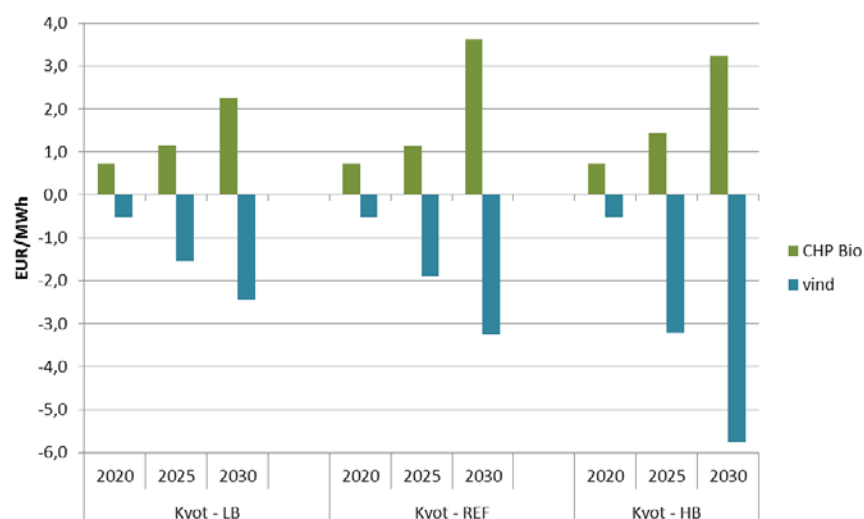
År 2030 ser man en viss skillnad i profilerna. Framförallt så uppstår fler timmar med ”nollpriser” i scenario ”kvot”, 175 timmar. Vi får också i båda scenarierna fler timmar med höga priser. Det högsta priset som noteras är 301 EUR/MWh och uppstår i scenariot ”ingen kvot”.

7.3.4 Profilkostnader/värdefaktor/intjäningsförmåga

Flera kraftslag har egenskaper som beroende på när de kan leverera el, d.v.s. hur planerbara de är, kan få intäkter som ligger över eller under medelpriset på el. Detta brukar refereras till profilkostnad, profilintäkt, kraftslagets värdefaktor eller intjäningsförmåga.

För de förhållanden som gäller i Sverige är det framförallt vattenkraft, bioeldad kraftvärme, vindkraft och solkraft som påverkas av detta. Vattenkraft och bioeldad kraftvärme möter ett högre elpris än genomsnittet medan vindkraft och solkraft har motsatt förhållande.

Nedan redovisas skillnaden mellan elpriserna för bioeldad kraftvärme samt vindkraft då det är dessa kraftslag som förväntas ta störst andel av den eventuella höjningen av målet i elcertifikatsystemet.



Figur 32. Intjäningsförmåga i scenario "kvot" för bioeldad kraftvärme och vind, EUR/MWh.

Som figuren ovan visar så har bioeldad kraftvärme en högre intäkt än genomsnittspriset medan vindkraft har en lägre intäkt än genomsnittspriset.

År 2025

För år 2025 ligger skillnaden mellan biokraft och vindkraft på ca 2,5–4,5 EUR/MWh och är stigande med ökande bränslepriser.

År 2030

Här ser man nu en stor skillnad i vilket elpris respektive kraftslag möter. Biokraften har ca 5–9 EUR/MWh intäkt beroende på vilka bränslepriser som antas.

8 Bilaga 3 – Energimyndighetens och NVE:s gemensamma slutsatser

Energimyndighetens och Norges vassdrags- og energidirekorats (NVE) gemensamma slutsatser

Den gemensamma elcertifikatsmarknaden är idag utformad för att styra mot ett gemensamt mål år 2020, med en gemensam avslutning år 2035. När ett land väljer att utöka elcertifikatsystemet med ett nytt mål till år 2030 är det nödvändigt att göra anpassningar. Elcertifikatsystemet som det i dag är utformat har fungerat och fungerar bra. Förändringar av systemet, utöver vad som är tekniskt nödvändigt vid en förlängning, ska motiveras väl.

Nedan följer Energimyndighetens och NVE:s rekommendationer vid en utvidgning med nytt mål i ett land.

- Elcertifikat utfärdade i Norge och Sverige ska ha samma status och handlas på lika villkor till Sveriges slutår. Det innebär att elcertifikat utfärdade i Norge eller Sverige ska kunna användas för att uppfylla kvotplikt i båda länderna.
- Elcertifikatsystemets grundläggande funktioner ska behållas. Det är viktigt för elcertifikatsystemets kostnadseffektivitet att det behålls marknadsbaserat och teknikneutralt. Det är marknaden som avgör lokalisering och teknologi för ny förnybar elproduktion. Energimyndigheten och NVE kommer noga att följa utbyggnad och marknadsutveckling, och skapa förutsättningar för att nå målet genom att ge marknaden nödvändig information.
- Med hänsyn till aktörer som investerar under åren fram till 2020 eller 2030 ska det finnas en stoppmekanism på plats för det nya målet senast år 2020, och utformningen av denna bör utredas snarast. Detta bidrar till ökad förutsägbarhet och minskad risk för överutbyggnad inom elcertifikatsystemet. Det bör övervägas att redan nu införa ett stoppdatum med koppling till det nya målåret, som senare eventuellt kan ersättas med någon annan stoppmekanism.
- Norge och Sverige ska fortsätta med regelbundna och samordnade kontrollstationer fram till år 2035 i enlighet med gällande avtal.

Ett hållbart energisystem gynnar samhället

Energimyndigheten arbetar för ett hållbart energisystem, som förenar ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet.

Vi utvecklar och förmedlar kunskap om effektivare energianvändning och andra energifrågor till hushåll, företag och myndigheter.

Förnybara energikällor får utvecklingsstöd, liksom smarta elnät och framtidens fordon och bränslen. Svenskt näringsliv får möjligheter till tillväxt genom att förverkliga sina innovationer och nya affärsidéer.

Vi deltar i internationella samarbeten för att nå klimatmålen, och hanterar olika styrmedel som elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter. Vi tar dessutom fram nationella analyser och prognoser, samt Sveriges officiella statistik på energiområdet.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats www.energimyndigheten.se.



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99
E-post registrator@energimyndigheten.se
www.energimyndigheten.se