

Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet

– En delredovisning

ER 2016:09

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 2016:09

ISSN 1403-1892

Förord

Energimyndigheten redogör med denna rapport sin delredovisning av uppdraget att ta fram underlag inför kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet, M2015/3314/Ee, Regeringsbeslut II:2. I rapporten redovisas även uppdraget Kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet som Regeringen gav Energimyndigheten i regleringsbrevet för budgetåret 2016.

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

Under hösten 2015 bjöd Energimyndigheten in till skriftliga inspel inför utredningsarbetet. Det resulterade i skriftliga inspel från ett tiotal olika aktörer. Kommentarer som har bedömts vara relevanta har beaktats i utredningsarbetet, men någon separat redovisning av skriftliga inspel ingår inte i rapporten. Samtliga skriftliga inspel har presenterats på myndighetens hemsida.

Som referensgrupp användes elcertifikatsystemets användarråd. Referensgruppen användes för en muntlig diskussion av uppdragstexter i samband med ett användarråd för elcertifikatsystemet i slutet av oktober 2015.



Erik Brandsma
Generaldirektör

Begreppsförteckning

Begrepp	Förklaring
Annullering	För att fullgöra den kvotpliktiga aktörens kvotplikt lämnas elcertifikat in till staten en gång per år. De annullerade elcertifikaten förbrukas då och kan inte användas igen.
Avvikelse	Skillnad mellan förväntad och faktisk annullering eller skillnad mellan förväntad och faktisk tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen.
Elcertifikat	Elektroniskt bevis utfärdat av staten om att det producerats en megawattimme (MWh) förnybar el.
Elcertifikatberättigad	Elproducenter som har rätt att tilldelas elcertifikat utifrån regelverket om elcertifikat.
Elcertifikatkvoten (kvoten)	Andel som anger hur mycket av den kvotpliktiga elanvändningen som de kvotpliktiga aktörerna varje år behöver inneha elcertifikat för.
Elcertifikatsystemet	Marknadsbaserat stödsystem för utbyggnad av förnybara energikällor.
Förnybar elproduktion	El producerad från vatten, vind, sol, geotermisk energi och biomassa.
Justeringsprincip	Metod för genomförande av teknisk justering av kvotpliktskurvan.
Kvotplikt	Kvotpliktiga aktörer är framförallt elleverantörer men även vissa elanvändare. Dessa måste varje år köpa elcertifikat som motsvarar en viss andel av sin elförsäljning eller användning, den så kallade kvotplikten.
Kvotpliktig elanvändning	Den elanvändning som är kvotpliktig.
Kvotpliktskurva	Kurvan visar de årliga elcertifikatkvoterna åren 2012 till 2035.
Normalår	Elproduktion eller elanvändning som förväntas vid normala väderförhållanden.
Normalårsproduktion	En uppskattning av en anläggnings förväntade årliga produktion av förnybar el under normala driftförhållanden (temperatur, nederbörd, vind).
Reserv	Elcertifikat som har utfärdats men inte annullerats.
Teknisk justering	Justering av kvotpliktskurvan för att uppfylla åtagande enligt avtal om en genomsamma marknaden för elcertifikat. Justeringen innebär inte någon ambitionshöjning.
Övergångsordning	Övergångsordningen omfattar anläggningar som är elcertifikatberättigade men som togs i drift före 2012. Respektive land ansvarar för att skapa en efterfrågan på elcertifikat motsvarande den tilldelning av elcertifikat som sker till dessa anläggningar.

Sammanfattning

På uppdrag av regeringen har Energimyndigheten utrett ett antal frågor inför Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet. Uppdraget omfattade följande delar:

- Analysera och föreslå eventuella justeringar av de årliga kvoterna för att länderna ska uppfylla sina åtaganden inom ramen för den gemensamma elcertifikatsmarknaden. Eventuella justeringar av kvotpliktskurvan ska ske enligt de justeringsprinciper som användes vid kontrollstation 2015.
- Värdera om kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet bör författningsregleras så att justeringar av de årliga kvoterna som följer av avtal 29 juni 2011 och ändringsavtalet inte ska behöva vara föremål för lagändring. Myndigheten ska värdera olika metoder för teknisk justering.
- Utredda behovet av att införa en tidpunkt för när anläggningar måste vara driftsatta för att kunna godkännas för tilldelning av elcertifikat inom ramen för den gemensamma marknaden för elcertifikat. Myndigheten ska särskilt värdera om möjligheten att godkänna anläggningar som sätts i drift efter 2020 kan påverka investeringsklimatet och måluppfyllelsen till 2020.
- Redovisning av informationsinsatser som har genomförts eller kommer att genomföras under perioden 2015–2017 i syfte att stärka marknadens funktion. Analysera om det finns behov av ytterligare åtgärder för att förbättra marknadens funktion och vid behov föreslå åtgärder.
- Redovisa utvecklingen när det gäller användningen av torv inom energisektorn och specifikt inom elcertifikatsystemet med utgångspunkt i tidigare analyser i samband med kontrollstation 2015.

Inom ramen för kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet har Energimyndigheten även fått i uppdrag 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. Detta deluppdrag ska redovisas senast den 18 oktober 2016.

Justering av kvotpliktskurvan

Energimyndighetens analys visar att kvotpliktskurvan ska justeras från 2018 för att nå målet om 28,4 TWh ny förnybar elproduktion till 2020. Det förslag till justering av den svenska kvotpliktskurvan som Energimyndigheten har tagit fram innebär att kvoterna justeras upp för perioden 2018–2020 och ner för perioden 2021–2035. Justeringar för att kompensera för faktiska och förväntade avvikelser åren innan nya kvoter träder i kraft bidrar till höjda kvoter 2018–2021. Vidare bidrar lägre förväntat kvotpliktigt elanvändning till höjda kvoter och efter 2020 bidrar lägre förväntad tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen till sänkta kvoter. För 2018 föreslås kvoten höjas från 0,27 till 0,28 vilket är den största höjningen för ett enskilt år. Justeringarna har beräknats enligt de justeringsprinciper som användes vid kontrollstation 2015.

Kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet

Energimyndigheten föreslår att kvotpliktskurvan författningsregleras i förordningen enligt lagfästa justeringsprinciper för teknisk justering i elcertifikatslagen. Teknisk justering av kvotpliktskurvan föreslås ske vartannat år, med en jämn fördelning av avvikelser över efterföljande fyra år. Energimyndigheten bedömer att detta kommer att öka förutsägbarheten beträffande framtida kvotjusteringar för alla aktörer på elcertifikatsmarknaden. Dessutom kommer sannolikheten för underskott och överskott reduceras och det blir tydligare för aktörerna att en teknisk justering inte är en förändring av mål. Förslaget innebär att teknisk justering av kvotpliktskurvan sker mer frekvent vilket kan leda till att elhandlarna kan behöva ändra sina elavtal oftare med hänsyn till kostnad för elcertifikat. Med hänsyn till elcertifikatsmarknaden och att slutkundsmarknaden i både Sverige och Norge fungerar bra, bedöms fördelarna med förslaget överväga nackdelarna.

En kvotpliktskurva som regleras i förordningen, med lagfästa principer för tekniska justeringar, påverkar inte hur målet för elcertifikatsystemet fastställs. Nya mål inom eller förlängning av elcertifikatsystemet ska även i fortsättningen hanteras inom kontrollstationer och beslutas av riksdagen.

Tidpunkt för godkännande av anläggning

Energikommissionen har tillsats för att lämna underlag om den långsiktiga energipolitiken. Där ingår bland annat hur och om den förnybara elproduktionen ska stödjas i framtiden. Vid ett beslut om att införa ett nytt mål inom elcertifikatsystemet efter år 2020 anser Energimyndigheten att det inte finnas ett behov av en stoppregel runt år 2020. Beroende på utformningen av ett nytt mål kan det på sikt finnas behov av att införa någon form av stoppregel i samband med det nya målåret.

Om det istället beslutas om att inte införa nytt mål anser Energimyndigheten att det finns ett behov av att införa en stoppregel där anläggningar som tas i drift efter den 31 december 2021 inte ska godkännas för tilldelning av elcertifikat.

Skälet är att nuvarande utformning av systemet innebär att marknaden, och därmed priset på elcertifikat, blir svåröverskådligt efter att målet har uppfyllts vilket kan inverka negativt på marknads funktionssätt. Energimyndigheten bedömer också att det finns en stor sannolikhet för överutbyggnad av målet på 28,4 TWh efter år 2020. Detta medför osäkerhet och risker vid investeringar som måste ske för att uppnå det gemensamma målet om 28,4 TWh.

För att harmonisera regelverken inom den gemensamma marknaden och skapa lika förutsättningar för aktörerna föreslås stoppregeln gälla från samma tidpunkt som i Norge, nämligen 31 december 2021. Tiden fram till år 2020 är dock knapp och det är viktigt att redan nu ge marknaden signal om att anläggningar som tas i tas i drift efter den 31 december 2021 inte nödvändigtvis har rätt till elcertifikat.

Vid ett beslut om en stoppregel behövs också ett helhetsgrepp kring elcertifikatsystemets funktion och syfte under perioden 2020 – 2035. Energimyndigheten avser

att i den del av kontrollstationen som ska rapporteras in senast den 18 oktober utreda vidare vilka nya osäkerheter en eventuell stoppregel innebär och vilka kompletterande systemförändringar som kan krävas. Regelbundna kontrollstationer kommer också fortsatt ha stor betydelse för systemet där det kommer vara viktigt att följa elcertifikatsystemets funktion till 2035 och vid behov se över regelverket.

Marknadsförbättrande åtgärder

Energimyndigheten och NVE har fokuserat på att lyfta fram och systematisera den information som redan ges ut idag. NVE har utökat informationen så att det ges en bättre översikt över anläggningar och utbyggnadstakt i Norge. Bland annat kommer datum för byggstart publiceras fortlöpande när uppgifter är inlämnade till myndigheten. Energimyndigheten kommer att publicera information om planerade projekt i Sverige två gånger per år. Myndigheterna har även reviderat kommunikationsplanen för den gemensamma marknaden för elcertifikat. Principerna för kommunikation ska vara lika i båda länderna och var känt för marknaden. Slutligen betonar Energimyndigheten och NVE att om marknadsaktörerna vill ha bättre likviditet i elcertifikatsmarknad måste aktörerna själva ta ansvar för detta, t.ex. genom att använda marknadsplatserna mer frekvent vid handel.

Torvens utveckling

Energimyndigheten kan konstatera att torv endast används för att producera en liten del av elen inom elcertifikatsystemet. Mängden elcertifikatsberättigad elproduktion från torv har även minskat betydligt sedan utfasningen av anläggningar som togs i drift innan elcertifikatsystemet startade.

Innehåll

Förord	1
Begreppsförteckning	3
Sammanfattning	5
1 Inledning	11
1.1 Om uppdraget.....	11
1.2 Rapportens disposition.....	12
1.3 Bakgrund.....	12
2 Justering av kvotpliktskurvan	15
2.1 Inledning	15
2.2 Justeringsprinciper	16
2.3 Kvotpliktig elanvändning.....	17
2.4 Övergångsordningen	19
2.5 Förslag på justering av kvotpliktskurva	22
2.6 Slutsatser och förslag	24
3 Kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet	27
3.1 Inledning	27
3.2 Hur fungerar kvotpliktskurvan och tekniska justeringar idag?.....	27
3.3 Olika metoder för teknisk justering	28
3.4 Flytta kvotpliktskurvan från lagen till förordningen	31
3.5 Slutsatser och förslag	33
4 Tidpunkt för godkännande av anläggning	35
4.1 Inledning	35
4.2 Elcertifikatsystemets funktion och syfte	36
4.3 Analys – lönsamhet och incitament för investeringar i Sverige perioden 2020–2030.....	40
4.4 Produktionsökning och omfattande ombyggnad efter 2020	59
4.5 Slutsatser och förslag	61

5	Marknadsförbättrande åtgärder	65
5.1	Inledning	65
5.2	Information.....	65
5.3	Kommunikation	68
5.4	Marknad och handel	69
5.5	Slutsatser och förslag	72
6	Torvens utveckling	75
6.1	Inledning	75
6.2	Användningen av energitorv	75
6.3	Import.....	77
6.4	Priser och styrmedel för energitorv	77
6.5	Slutsatser	79
Bilaga 1	– Justering av kvotpliktskurvan	81
Bilaga 2	– Tidpunkt för godkännande av anläggning	91
Bilaga 3	– Marknadsförbättrande åtgärder	97

1 Inledning

1.1 Om uppdraget

Energimyndigheten har fått i uppdrag av Regeringskansliet att inför Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet utföra följande:

- Analysera och föreslå eventuella justeringar av de årliga kvoterna för att länderna ska uppfylla sina åtaganden inom ramen för den gemensamma elcertifikatsmarknaden. Eventuella justeringar ska göras enligt de justeringsprincipet som användes vid kontrollstation 2015. Uppdraget redovisas i kapitel 2.
- Värdera om kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet bör författningsregleras så att justeringar av de årliga kvoterna som följer av avtal 29 juni 2011 och ändringsavtalet inte ska behöva vara föremål för lagändring samt analysera olika metoder för teknisk justering. Myndigheten ska på ett tydligt sätt redovisa för- respektive nackdelar av en sådan förändring utifrån bedömda konsekvenser för berörda aktörer inom ramen för elcertifikatsystemet samt för marknadens funktionssätt. Myndigheterna ska därefter redovisa sin sammanvägda bedömning av om kvotpliktskurvan bör författningsregleras utifrån analysen av för- respektive nackdelar. I den bedömningen ska även beaktas effekterna av andra insatser som myndigheten genomför i form av förbättrad information till marknaden. Uppdraget redovisas i kapitel 3.
- Utredda behovet av att införa en tidpunkt för när anläggningar måste vara driftsatta för att kunna godkännas för tilldelning av elcertifikat inom ramen för den gemensamma marknaden för elcertifikat. Utredningen ska särskilt värdera om möjligheten att godkänna anläggningar som sätts i drift efter 2020 kan påverka investeringsklimatet och måluppfyllelsen till 2020. I analysen ska teknikutvecklingen och dess påverkan på produktionskostnader beaktas. I analysen ingår också att värdera hur produktionsökningar i befintliga anläggningar samt möjlighet till godkännande för ny tilldelningsperiod i befintliga anläggningar bör hanteras. Uppdraget redovisas i kapitel 4.
- Redovisa informationsinsatser som har genomförts eller kommer att genomföras under perioden 2015–2017 i syfte att stärka marknadens funktion och vid behov föreslå åtgärder för att ytterligare förbättra funktionssättet. Energimyndigheten ska även analysera om det finns behov av ytterligare åtgärder för att förbättra marknadens funktion och vid behov föreslå åtgärder.

Energimyndigheten ska dessutom årligen tillhandahålla information till marknadens aktörer om planerad utbyggnad av anläggningar inom elcertifikatsystemet och kvartalsvis lämna information om förväntad kvotpliktig elanvändning. Energimyndigheten ska också ge årlig information om avvikelser mellan antaganden vid beräkning av kvotpliktskurvan och verkligt utfall eller ny prognos och om vilka eventuella tekniska justeringar som kommer att behöva göras med anledningen av avvikelserna för att uppnå målet för 2020. Uppdraget redovisas i kapitel 5.

- Redovisa utvecklingen när det gäller användningen av torv inom energisektorn och specifikt inom elcertifikatsystemet med utgångspunkt i tidigare analyser i samband med kontrollstation 2015. Uppdraget redovisas i kapitel 6.

Ovanstående delar ska redovisas senast den 30 juni 2016. NVE har fått motsvarande uppdrag från Olje- och energidepartementet, förutom deluppdrag om torvanvändningen. Inom ramen för kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet har Energimyndigheten även fått i uppdrag 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. Detta deluppdrag ska redovisas senast den 18 oktober 2016.

1.2 Rapportens disposition

Rapporten har ett kapitel för respektive uppdrag. Respektive kapitel innehåller analyser och ett avslutande avsnitt där slutsatser och förslag sammanfattas.

Energimyndigheten och NVE har haft identiska uppdrag förutom den del som gäller torvanvändningens utveckling inom energisektorn. NVE redovisar sina uppdrag i rapporten *Kontrollstation 2017 del 1* (47/2016).

NVEs uppdraget som gäller justering av norsk kvotpliktskurva redovisas sammanfattningsvis i slutet av kapitel 3. En mer detaljerad redogörelse återfinns i bilaga 1.

I bilaga 2 beskrivs de modellantaganden och de scenarion som har använts i kapitel 4 för att ge exempel på olika framtida elpriser.

I bilaga 3 redovisas bland annat en sammanställning av de informationsinsatser som har genomförts eller kommer att genomföras under perioden 2015–2017 i syfte att stärka marknadens funktion.

1.3 Bakgrund

Sverige och Norge har sedan den 1 januari 2012 en gemensam marknad för elcertifikat. Målet med den gemensamma marknaden är att på ett kostnadseffektivt sätt öka den förnybara elproduktionen med totalt 28,4 TWh i de båda länderna från år 2012 till år 2020. Under de fyra första åren har det svensk-norska elcertifikatsystemet bidragit till 13,9 TWh ny förväntad förnybar årsproduktion.

Elproducenter i Sverige och Norge som producerar förnybar el i en anläggning som är godkänd för tilldelning av elcertifikat tilldelas ett elcertifikat för varje producerad megawattimme (MWh) förnybar el. Kvotpliktiga aktörer i Sverige och Norge har en skyldighet att köpa och annullera elcertifikat motsvarande en viss andel av sin elförsäljning eller elanvändning. Andelen elcertifikat som måste köpas och annulleras ökar för varje år. På så sätt driver ökad efterfrågan på elcertifikat fram nya investeringar i ny elproduktion.

Det är de årliga kvoterna, även kallad kvotpliktskurvan, som reglerar hur stor del av den kvotpliktiga elanvändningen i Sverige och Norge som kvotpliktiga aktörer behöver köpa och annullera elcertifikat för. Då kvoten är ett andelstal som bland annat beror av elanvändning har länderna unika kvoter som är fastställda i elcertifikatslagen i Sverige respektive Norge.

Avtalet om en gemensam marknad för elcertifikat reglerar bland annat ländernas åtaganden gällande finansiering av förnybar elproduktion inom den gemensamma marknaden. Avtalet som upprättades den 29 juni 2011 innebar att länderna antog ett gemensamt mål för ny elproduktion baserat på förnybara energikällor på 26,4 TWh från 2012 till 2020. Finansieringen delades lika mellan länderna och båda länderna tillgodoräknades lika stor andel oavsett i vilket land ny elproduktionen etableras.

Från den 1 januari 2016 är avtalet ändrat. Ändringsavtalet innebär att målet för den gemensamma marknaden höjdes med 2 TWh, från 26,4 till 28,4 TWh. Målhöjningen finansieras endast av Sverige som därmed ska finansiera 15,2 TWh och Norge 13,2 TWh. Vid rapportering i enlighet med förnybartdirektivet ska båda länderna precis som tidigare tillgodoräkna sig lika mycket av ny elproduktion upp till 26,4 TWh. Därefter tillgodoräknas Sverige 100 procent av ny elproduktion till dess att målet om 28,4 TWh nås.

För Sveriges del innebär finansieringen ett åtagande om att annullera elcertifikat motsvarande 228 TWh¹ under perioden 2012 till 2035 från produktion som tagits i drift fr.o.m. 1 januari 2012. Av detta ska motsvarande 15,2 TWh annulleras 2020. För att garantera att 228 TWh avseende de anläggningar som har tagits i drift fr.o.m. den 1 januari 2012 annulleras måste även de elcertifikat som har och kommer att tilldelas anläggningar som togs i drift före den 1 januari 2012 annulleras, den s.k. övergångsordningen. För Sveriges del tillkommer även den reserv, alltså elcertifikat som har utfärdats men inte annullerats, som fanns när den gemensamma elcertifikatsmarkanden startade.

I dag fastställs den svenska och norska kvotpliktskurvan genom elcertifikatslagen i respektive land. Kvotpliktskurvan är beräknad utifrån förväntad kvotpliktig elanvändning och förväntad tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen. Med största sannolikhet avviker faktiska värden för kvotpliktig elanvändning och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen från förväntade värden, något som medför en avvikelse som måste justeras regelbundet för att säkerställa att länderna uppfyller finansieringsåtaganden för ny förnybar elproduktion i enlighet med avtal och för att nå målet om 28,4 TWh till 2020. Så som regelverket är i dag är utformat krävs lagändring för att genomföra teknisk justering av kvotpliktskurvan.

¹ Annulleringen av 228 TWh under denna period motsvarar 15 års tilldelning av elcertifikat från ny förnybar elproduktion om 15,2 TWh/år.

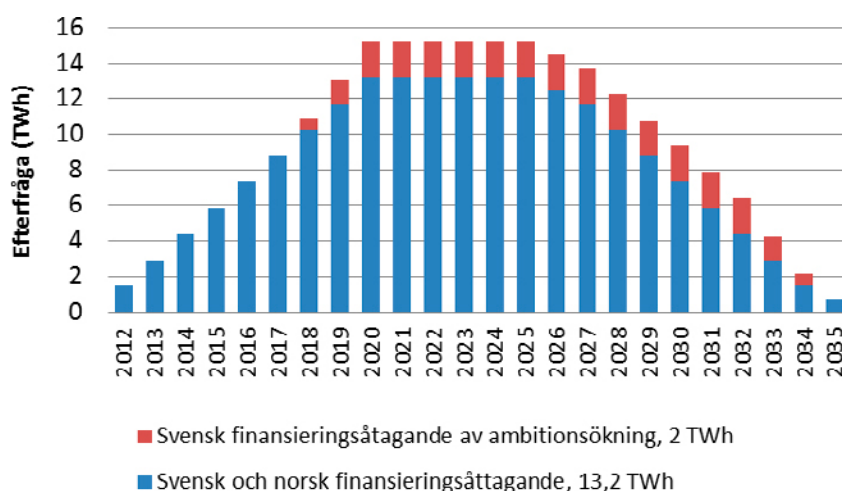
Det övergripande regelverket inom elcertifikatsystem är harmoniserat mellan Sverige och Norge men det finns vissa skillnader. Sverige och Norge har idag olika regler för när nya elproduktionsanläggningar måste vara tagna i drift för att kunna tilldelas elcertifikat. I Norge måste nya anläggningar vara tagna i drift innan utgången av år 2021 för att kunna bli godkända för tilldelning av elcertifikat. I Sverige kan däremot nya anläggningar tas i drift under hela perioden mellan år 2020 till år 2035 och godkännas för tilldelning av elcertifikat. Anläggningar kan alltså godkännas i Sverige efter 2020 och tilldelas elcertifikat som längst till 2035.

2 Justering av kvotpliktskurvan

2.1 Inledning

Uppdraget att analysera och föreslå eventuella justeringar av kvotpliktskurvan innebär bland annat bedömning av kvotpliktig elanvändning fram till 2035. Dessutom krävs det en bedömning av tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen.

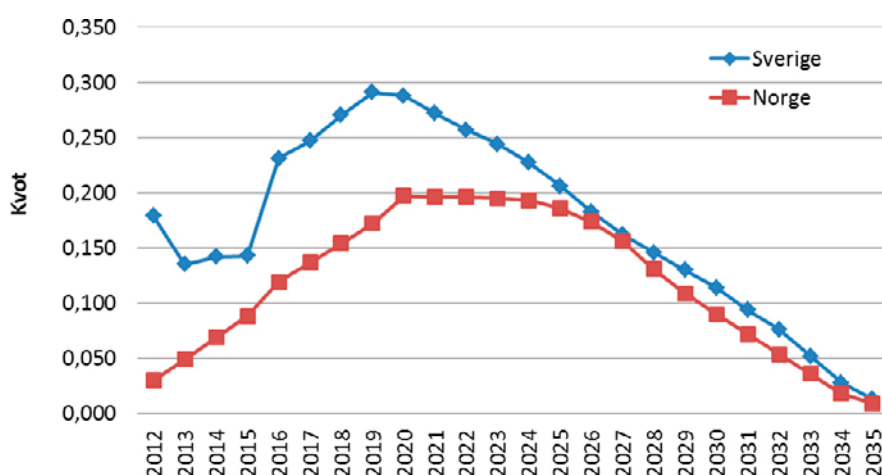
Kvotpliktskurvorna är framtagna enligt de åtaganden som respektive land har inom ramen för den gemensamma elcertifikatsmarknaden. Figur 1 visar hur mycket varje land är förpliktade att finansiera för att driva fram nya investeringar. Finansieringen ökar linjärt från 2012 till 2020 till totalt 13,2 TWh i respektive land, en ökning med 1,47 TWh per år. Till detta ska läggas den ambitionsökning på 2 TWh som Sverige beslutade 2015 vilket innebär att finansieringen utökades med 0,67 TWh per år från 2018. Utökningen visas med röda staplar i Figur 1 och den finansiering som är lika i båda länderna visas med blå staplar. Sverige ska eftersträva att annullera elcertifikat motsvarande 15,2 TWh 2020 och totalt 228 TWh under perioden 2012–2035. Norge ska eftersträva att annullera 13,2 TWh 2020 och totalt 198 TWh under perioden 2012–2035.



Figur 1. Efterfråga på elcertifikat enligt avtal för den gemensamma elcertifikatsmarknaden.

Kvoterna är beräknade utifrån antaganden om framtida elanvändning och elproduktion. Därför kan det bli nödvändigt att justera kvoterna för att uppfylla avtalade förpliktelser och för att politiska mål ska nås. Kvoterna justeras för avvikelser från antaganden om kvotpliktig elanvändning och tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen. Sådana justeringar sker vart fjärde år i samband med kontrollstation.

I samband med kontrollstation 2015 justerades kvoterna från 2016. Sverige justerade upp sina kvoter för att kompensera för tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen och lägre kvotpliktig elanvändning än antaget samt en höjning av finansieringsmålet med 2 TWh. Även i Norge justerades kvoterna upp, bland annat som ett resultat av utvidgad övergångsordning. De kvoter som i dag gäller framgår av Figur 2.



Figur 2. Svenska och norska kvoter 2012–2035 som gäller från den 1 januari 2016.

2.2 Justeringsprinciper

Justeringsprinciper

Kvotpliktskurvan ska justeras för:

- Avvikelse mellan faktisk annullering och den förväntade annullering som användes vid beräkning av gällande kvoter.
- Avvikelse mellan faktisk tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen och den förväntade tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen som användes vid beräkning av gällande kvoter.
- Uppdaterade förväntningar om tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen och annullering (kvotpliktig elanvändning).

Faktiska och förväntade avvikelser åren före det år ny kvotpliktskurva träder i kraft ska justeras inom fyra år. Uppdaterade förväntningar från det år ny kvotpliktskurva träder i kraft justeras för aktuellt år.

Enligt uppdragstexten ska eventuella justeringar av kvotpliktskurvan ske enligt de justeringsprinciper som användes vid kontrollstation 2015. Vidare framgår att eventuella lagändringar ska kunna träda i kraft den 1 januari 2018. Vid kontrollstation 2015 fördelades justeringar lika över en period av fyra år, 2016–2019. Det innebär att eventuella avvikelser vid denna justering ska fördelas lika över åren 2018 till 2021.

Vid beräkning av kvotpliktskurvan används en uppskattning av framtida annullering och en uppskattning av tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen. De värden som används baseras på elproduktion vid normala driftförhållanden och för annullering används kvotpliktigt elanvändning vid normala temperaturer.

Eftersom både elanvändning och elproduktion varierar med yttre förutsättningar (temperatur, nederbörd och vind) kan det uppstå avvikelser mellan faktiska och förväntade värden. Justeringsprinciperna hanterar avvikelser i annullering och tilldelning till anläggningar inom övergångsordning för att ländernas avtalade förpliktelser och politiska mål ska nås. Principerna används för att justera kvoterna på ett förutsägbart sätt och för att undvika oönskad påverkan på prisutvecklingen på elcertifikatsmarknaden.

Teknisk justering av ländernas kvotpliktskurva består av två delar. Den första innebär justering för alla faktiska och förväntade avvikelser innan kraftträdande av nya kvoter. Vid kontrollstation 2017 innebär det alla avvikelser till och med 2017. Med avvikelse avses skillnaden mellan faktisk och förväntad annullering och samt faktisk och förväntad tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen. Den andra delen omfattar en uppdatering av framtida förväntningar av annullering och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen. Denna justering sker för att minimera framtida avvikelser.

Sammanfattat innebär det att myndigheterna kommer att justera kvotpliktskurvan för faktiska avvikelser för åren 2014–2015. Myndigheterna gör även en bedömning av avvikelserna för åren 2016–2017. Summan av dessa avvikelser ingår i justeringsvolymen för kontrollstation 2017. Denna volym ska fördelas lika över en period av fyra år, 2018–2021. Dessutom uppdateras förväntad annullering och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen för perioden 2018–2035 som används för att beräkna ny kvotpliktskurva fram till 2035.

Energimyndigheten och NVE vill förtydliga att de justeringsvolymerna som fastställdes inom kontrollstation 2015 är helt oförändrade vid beräkning av justerad kvotpliktskurva inom kontrollstation 2017. Det gäller justeringar för faktiska och förväntade avvikelser som fördelades över åren 2016–2019 samt justering för den ingående reserven av elcertifikat på 8,78 TWh som då fördelas ut fr.o.m. 2020. På så sätt skapas tydlighet och förutsägbarhet inför framtida kvotjusteringar.

2.3 Kvotpliktig elanvändning

I Sverige är all elanvändning kvotpliktig förutom vissa undantag så som elanvändning i tillverkningsprocess i elintensiv industri, el som används i syfte att upprätthålla nätets funktion (förlustel) och el som har används vid produktionen av el (hjälpkraft). Den största mängden kvotpliktig elanvändning sker inom bostäder/service följd av den industri som inte uppfyller villkor för elintensiv industri. Den totala kvotpliktiga elanvändningen utgör cirka 65 procent av den totala elanvändningen i Sverige. Analysen av eventuella justeringsbehov med avseende på kvotpliktig elanvändning redovisas nedan för perioder 2012–2017 och 2018–2035.

2.3.1 Ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning

För att prognosticera den kvotpliktiga elanvändningen till 2035 utnyttjas Energimyndighetens kortsiktsprognos² och scenarier över Sveriges energisystem³. Underlaget ger en bedömning av elanvändningen på kort och lång sikt utifrån idag gällande styrmedel. Bedömningarna utgår från den svenska energistatistiken och avser därmed den totala elanvändningen, inte bara den kvotpliktiga elanvändningen. All elanvändning inom sektorerna bostäder och service m.m., transport och fjärrvärmeproduktion utgör kvotpliktig elanvändning. Däremot är det bara en mindre del av industrins elanvändning som är kvotpliktig. För att kunna utnyttja Energimyndighetens prognoser har den del av industrins elanvändning som är kvotpliktig för olika industribranscher uppskattas utifrån de uppgifter som elintensiva företag har lämnat till Energimyndigheten. Sedan har bedömd utvecklingstakt för respektive bransch använts för att prognosticera den kvotpliktiga elanvändningen vid normala temperaturer. I bilaga 1 redovisas en mer detaljerad beskrivning av den metod som har använts för ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning.

Energimyndighetens nya prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning ligger på en lägre nivå än tidigare uppskattning och har en utvecklingstakt som gör att den kvotpliktiga elanvändningen i princip är konstant till 2035. För 2016 förväntas den kvotpliktiga elanvändningen vid normala temperaturer vara 90,9 TWh, drygt 2 TWh lägre än den uppskattning som användes vid kontrollstation 2015. Inom den nya prognosen ökar den kvotpliktiga elanvändningen inom industrin med cirka 2 TWh och inom bostäder och service minskar elanvändningen med drygt 3 TWh under perioden 2016–2035.

Tabell 1 visar att fram till 2026 är den nya prognosen av förväntad kvotpliktig elanvändning lägre än den prognos som användes vid kontrollstation 2015 för att beräkna gällande kvoter. Det innebär att den isolerat sett kommer att bidra till att höja kvotpliktskurvan under perioden 2018–2025, efter 2025 har den nya prognosen motsatt effekt.

Tabell 1. Ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning jämfört med den prognos som användes vid kontrollstation 2015 (TWh).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	2030	2035
Kontrollstation 2017 (ny prognos)	90,9	90,8	90,8	90,7	90,7	90,7	90,8	90,9	91,3	90,9
Kontrollstation 2015	93,1	93,0	92,8	92,6	92,5	92,2	91,9	91,1	89,9	90,0
Differens	-2,2	-2,2	-2,0	-1,9	-1,8	-1,5	-1,1	-0,2	1,4	0,9

Källa: Energimyndigheten.

² Energimyndigheten. (2015). *Kortsiktsprognos, hösten 2015*. ER2015:19.

³ Energimyndigheten. (2014). *Scenarier över Sveriges energisystem*. ER2014:19.

2.3.2 Avvikelse i kvotpliktig elanvändning (2012–2017)

Alla avvikelser i kvotpliktig elanvändning under perioden fram till 2018 ingår i den totala justeringsvolymen för kontrollstation 2017. Avvikelse för åren 2012–2013 justerades vid kontrollstation 2015. Tabell 2 visar den kvotpliktiga elanvändningen under åren 2012–2017 tillsammans med kvotpliktig elanvändning som ligger till grund för de kvoter som fastställdes vid kontrollstation 2015. Talen för faktisk kvotpliktig elanvändning baseras på annullerade elcertifikat 2012–2015. För 2016–2017 används ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning.

Tabell 2. Avvikelse i kvotpliktig elanvändning i Sverige 2012–2017 (TWh).⁴

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Summa
Kontrollstation 2015	91	91,2	93,3	93,2	93,1	93,0	
Faktisk kvotpliktig elanvändning	91	91,2	88,6	89,6			
Kontrollstation 2017 (ny prognos)					90,9	90,8	
Kvot	0,179	0,135	0,142	0,143	0,231	0,247	
Ingår i total justeringsvolym	0	–0,005 ⁴	0,66	0,52	0,51	0,54	2,23

Av tabellen framgår att den totala justeringsvolymen för avvikelse i kvotpliktig elanvändning uppgår till 2,23 TWh för perioden 2012–2017. Det innebär att kvotpliktskurvan måste justeras upp med 2,23 TWh som följd av faktiskt och förväntad kvotpliktig elanvändning är lägre än de bedömningar som användes för att beräkna gällande kvoter. Volymen ingår i den totala justeringsvolymen som också inkluderar avvikelse i produktion inom övergångsordningen för samma period.

2.4 Övergångsordningen

All tilldelning av elcertifikat som sker till en anläggning som ingår i övergångsordningen ska finansieras av det land där anläggningen är byggd och godkänd för tilldelning av elcertifikat.

Vid beräkning av kvotpliktskurva används förväntad normalårsproduktion för anläggningar inom övergångsordningen. Normalårsproduktion är en uppskattning av en anläggnings årliga produktion av förnybar el under normala driftförhållanden. Användande av förväntad normalårsproduktion bedöms ge en rimlig uppskattning av anläggningarnas produktionsnivå över tid även om den faktiska produktionen enstaka år kan skilja sig från normalårsproduktionen. Det är den faktiska produktionen som avgör hur många elcertifikat som anläggningarna tilldelas. Vid justering av kvoter korrigeras för avvikelse mellan förväntad normalårsproduktion och faktisk tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen.

⁴ Låsta elcertifikat avseende kvotplikt 2013 har annullerats efter att gällande kvotpliktskurva fastställdes, ingick inte i justeringsvolym för kontrollstation 2015.

2.4.1 Övergångsordningen i Sverige

De anläggningar som ingår i den svenska övergångsordningen består främst av nya anläggningar som har tagits i drift efter 1 maj 2003 men före den 1 januari 2012. Det förekommer även biobränsle- och vattenkraftanläggningar som har genomfört åtgärder för varaktiga produktionsökningar och ökat den förnybara elproduktionen före den 1 januari 2012 eller genomfört omfattande ombyggnader före den 1 januari 2012 och erhållit ny tilldelningsperiod.

De anläggningarna som under 2015 varit godkända för tilldelning inom ramen för den svenska övergångsordningen bedöms ha en sammanlagd förväntad normalårsproduktion på 10,8 TWh. Detta baseras på uppgifter som anläggningsinnehavarna lämnar till Energimyndigheten. Tabell 3 visar hur elproduktionen inom övergångsordningen är fördelad mellan olika energikällor, drygt hälften från vind och en tredjedel biobränsle. Under 2015 tilldelades dessa anläggningar elcertifikat motsvarande en elproduktion på 11,1 TWh, 3 procent högre än förväntad normalårsproduktion. Samma anläggningar producerade under 2014 10,0 TWh el. Avvikelseerna från förväntad normalårsproduktion bedöms ligga inom vad som kan förklaras av normala årsvisa variationer i yttre förutsättningar.

Analysen av eventuella justeringsbehov med avseende på tilldelning inom övergångsordning redovisas nedan för perioder 2012–2017 och 2018–2035.

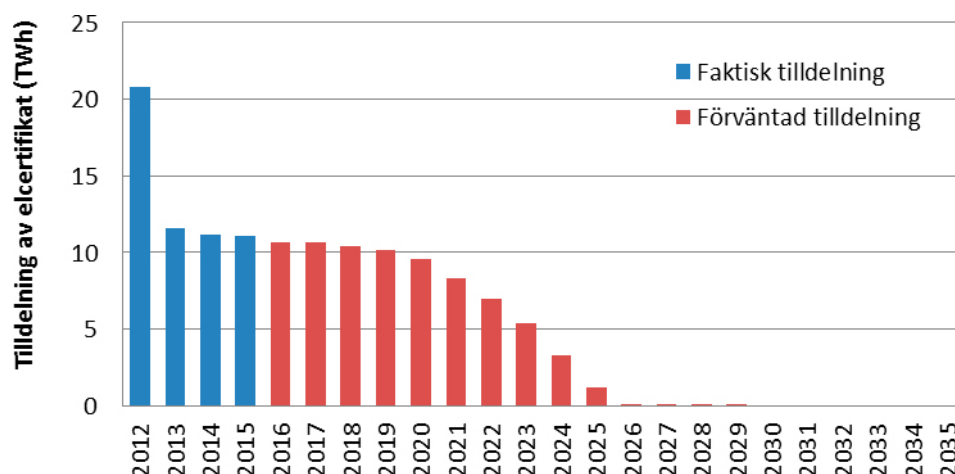
Tabell 3. Förväntad normalårsproduktion 2016 och faktisk elproduktion för åren 2014–2015 för anläggningar inom den svenska övergångsordningen (TWh).

	Förväntad normalårsproduktion	Faktisk elproduktion 2014	Faktisk elproduktion 2015
Biobränsle	3,5	3,2	3,1
Sol	0,0	0,0	0,0
Vatten	1,0	0,9	1,0
Vind	6,3	5,9	7,0
Totalt	10,8	10,0	11,1

Källa: Energimyndigheten.

2.4.2 Ny prognos av förväntad tilldelning inom övergångsordningen

Energimyndigheten har tagit fram en ny prognos av tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen. Bedömningen utgår från anläggningarnas förväntade normalårsproduktion och hur länge de har rätt att tilldelas elcertifikat. Förändringarna sedan kontrollstation 2015 kan förklaras av att det kan ha tillkommit eller fallit ifrån anläggningar samt att elproducenterna har lämnat uppdaterad information om sina anläggningars förväntade normalårsproduktion. Figur 3 visar historisk tilldelning av elcertifikat till anläggningarna inom övergångsordningen och hur tilldelningen förväntas bli under normala driftförhållanden.



Figur 3. Tilldelning inom den svenska övergångsordningen. Faktisk tilldelning 2012–2015 och förväntad tilldelning 2016–2035. Källa: Energimyndigheten.

Tabell 4 visar att den nya prognosen för förväntad tilldelning inom övergångsordningen är något lägre än den prognos som användes vid kontrollstation 2015 fram till 2025. Det innebär att den isolerat sett kommer att bidra till att sänka kvotpliktskurvan.

Tabell 4. Ny bedömning av förväntad elproduktion inom övergångsordningen i Sverige jämfört med den bedömning som användes vid kontrollstation 2015 (TWh).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kontrollstation 2017 (ny prognos)	10,70	10,64	10,44	10,14	9,60	8,30	6,97	5,42	3,34	1,23
Kontrollstation 2015	10,61	10,61	10,54	10,33	10,05	9,54	8,39	7,18	5,51	3,30
Differens	0,09	0,03	-0,10	-0,19	-0,45	-1,24	-1,42	-1,76	-2,17	-2,07

Källa: Energimyndigheten.

2.4.3 Avvikelse i tilldelning inom övergångsordningen (2012–2017)

Alla avvikelser i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen under perioden fram till 2018 ingår i den totala justeringsvolymen för kontrollstation 2017. Tabell 5 visar faktisk elproduktion (tilldelning) inom övergångsordningen under åren 2012–2017 tillsammans med den prognos som användes när kvoter fastställdes vid kontrollstation 2015. Faktisk tilldelning redovisas för åren 2012–2015. För 2016 och 2017 används ny prognos för förväntad tilldelning inom övergångsordning.

Tabell 5. Avvikelse i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen i Sverige (TWh).

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Summa
Faktisk tilldelning	20,77	11,61	11,18	11,09			
Kontrollstation 2017 (ny prognos)					10,70	10,64	
Kontrollstation 2015	20,77	11,34	12,13	10,61	10,61	10,61	
Ingår i total justeringsvolym (TWh)	0,00	0,27 ⁵	-0,95	0,48	0,09	0,03	-0,08

Källa: Energimyndigheten.

Av tabellen framgår att den totala justeringsvolymen för avvikelse i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen uppgår till -0,08 TWh för perioden 2012–2017. Det innebär att kvotpliktskurvan måste justeras ner med 0,08 TWh som följd av att faktisk och förväntad tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen i genomsnitt har varit något lägre än vad som antogs när gällande kvoter beräknades. Volymen ingår i den totala justeringsvolymen som också inkluderar avvikelse i kvotpliktig elanvändning för samma period.

2.5 Förslag på justering av kvotpliktskurva

Energimyndigheten och NVE föreslår att kvotpliktskurvan ska justeras för att nå målet om 28,4 TWh förnybar elproduktion till år 2020. Vidare anser myndigheterna att kvoterna för 2018–2021 (4 år) ska justeras så att de till fullo kompenserar för faktiska och förväntade avvikelser 2014–2017. Genom att avvikelserna justeras inom fyra år och fördelas lika över perioden sker justering enligt de principer som användes vid kontrollstation 2015.

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 2018, då föreslagen kvotpliktskurva ska träda i kraft.

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

där Teknisk justering i

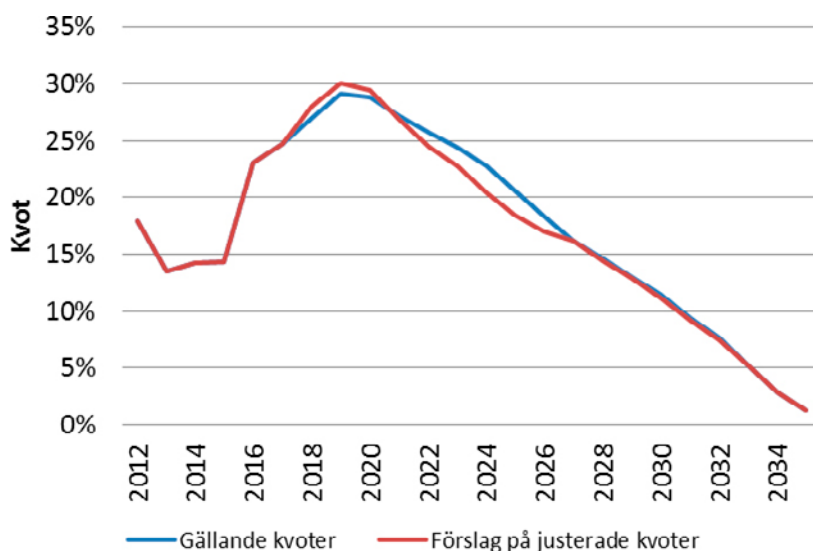
$$= Justeringsvolym\ kontrollstation\ 2015\ i + Justeringsvolym\ kontrollstation\ 2107\ i$$

⁵ Elcertifikat utfärdade under 2015 avseende elproduktion 2013, ingick inte i justeringsvolym för kontrollstation 2015.

2.5.1 Sverige

Energimyndigheten har beräknat att den sammanlagda avvikelsen i faktisk och förväntad kvotpliktig elanvändning (annullering) och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen under åren 2014–2017 uppgår till 2,15⁶ TWh. Avvikelsen har fördelats jämt över åren 2018–2021 enligt justeringsprinciperna. Dessutom har en ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen tagits fram för att beräkna kvoter till 2035.

Den nya prognosen av kvotpliktig elanvändning ligger lägre än den prognos som användes vid kontrollstation 2015 under perioden fram till 2026. Förväntad tilldelning inom övergångsordningen har justerats ner utifrån uppdaterad information om anläggningarnas normalårsproduktion och tilldelningsperiod. Sammantaget innebär detta att kvoterna justeras upp under åren 2018–2020 och ner 2021–2035 vilket framgår av i Figur 4. Detaljerat underlag för beräkning av föreslagna kvoter redovisas i Tabell 12 (bilaga 1).



Figur 4. Förslag till justerad svensk kvotpliktskurva från 2018 jämfört med gällande kvotpliktskurva. Källa: Energimyndigheten.

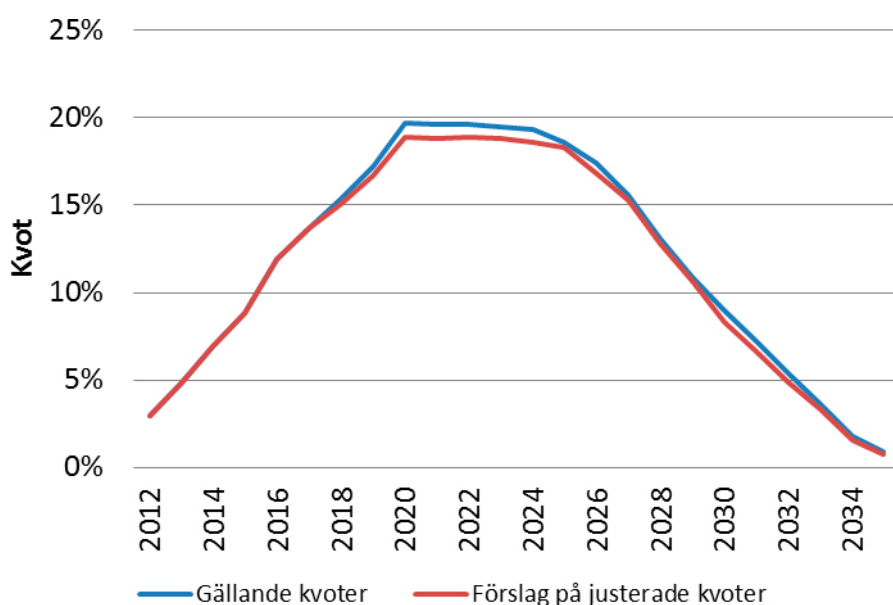
2.5.2 Norge

NVE har beräknat att den sammanlagda avvikelsen i faktisk och förväntad kvotpliktig elanvändning (annullering) och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen under åren 2014–2017 uppgår till –0,21⁷ TWh. Avvikelsen har fördelats jämt över åren 2018–2021 enligt justeringsprinciperna. Dessutom har en ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen tagits fram för att beräkna kvoter till 2035.

⁶ Avvikelse i kvotpliktig elanvändning 2,23 TWh plus avvikelse i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen –0,08 ger 2,15 (2,23–0,08) TWh.

⁷ Avvikelse i kvotpliktig elanvändning –0,73 TWh plus avvikelse i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen 0,52 TWh ger –0,21 (–0,73+0,52) TWh.

Den nya prognosen av kvotpliktig elanvändning ligger högre än den prognos som användes vid kontrollstation 2015. Som följd av den utvidgade norska övergångsordningen är tilldelningen inom övergångsordningen högre än de antaganden som användes när gällande kvoter beräknades. Sammanvägt innebär dessa uppdateringar att kvotpliktskurvan justeras ner enligt Figur 5. Detaljerat underlag för beräkning av föreslagna kvoter redovisas i Tabell 17 (bilaga 1).



Figur 5. Förslag till justerad norsk kvotpliktskurva från 2018 jämfört med gällande kvotpliktskurva. Källa: NVE.

2.6 Slutsatser och förslag

Energimyndigheten och NVE föreslår att kvotpliktskurvan i respektive land ska justeras från 2018 för att nå målet om 28,4 TWh ny förnybar elproduktion till 2020. Justeringarna sker enligt de justeringsprinciper som användes vid kontrollstation 2015. I Tabell 6 redovisas Energimyndighetens och NVEs förslag på justerade kvotpliktskurvor från 2018.

Energimyndigheten föreslår att den svenska kvotpliktskurvan justeras upp för perioden 2018–2020 och ner för perioden 2021–2035. Justeringar för att kompensera för faktiska och förväntade avvikelser åren innan nya kvoter träder i kraft bidrar till höjda kvoter 2018–2021. Vidare bidrar lägre förväntat kvotpliktig elanvändning till höjda kvoter och efter 2020 bidrar lägre förväntad tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen till sänkta kvoter. För 2018 föreslås kvoten höjas från 0,27 till 0,28 vilket är den största höjningen ett enskilt år.

NVE föreslår att den norska kvotpliktskurvan justeras ner. Förslaget baseras på att på att kvotpliktig elanvändning förväntas bli högre jämfört med de antagande som användes när gällande kvoter beräknades. Högre kvotpliktig elanvändning kompenseras något av högre tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen än vad som tidigare har antagits. Totalt sett innebär detta att kvotpliktskurvan justeras ned.

Tabell 6. Förslag på justerade kvotpliktskurvor i Sverige och Norge från 2018.
Källa: Energimyndigheten och NVE.

	Sverige				Norge		
År	Gällande kvoter	Förslag på justerad kvotpliktskurva	Förändring av kvot	Gällande kvoter	Förslag på justerad kvotpliktskurva	Förändring av kvot	
2018	0,270	0,280	0,010	0,154	0,151	-0,003	
2019	0,291	0,301	0,010	0,172	0,167	-0,005	
2020	0,288	0,294	0,006	0,197	0,189	-0,008	
2021	0,272	0,269	-0,003	0,196	0,188	-0,008	
2022	0,257	0,245	-0,012	0,196	0,189	-0,007	
2023	0,244	0,227	-0,017	0,195	0,188	-0,007	
2024	0,227	0,204	-0,023	0,193	0,186	-0,007	
2024	0,206	0,184	-0,022	0,186	0,183	-0,003	
2026	0,183	0,170	-0,013	0,174	0,168	-0,006	
2027	0,162	0,161	-0,001	0,156	0,153	-0,003	
2028	0,146	0,145	-0,001	0,131	0,128	-0,003	
2029	0,130	0,128	-0,002	0,109	0,107	-0,002	
2030	0,114	0,112	-0,002	0,090	0,083	-0,007	
2031	0,094	0,092	-0,002	0,072	0,066	-0,006	
2032	0,076	0,075	-0,001	0,054	0,049	-0,005	
2033	0,052	0,051	-0,001	0,036	0,033	-0,003	
2034	0,028	0,028	0,000	0,018	0,016	-0,002	
2035	0,013	0,012	-0,001	0,009	0,008	-0,001	

Källa: Energimyndigheten och NVE.

Förutom att kvotpliktskurvorna beräknas med nya prognoser av kvotpliktig elanvändning och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen föreslås att kvotpliktskurvan ska justeras för faktiska och förväntade avvikelser åren innan ny kvotpliktskurva träder i kraft. Dessa avvikelser har fördelats lika över åren 2018–2021. I Sverige uppgår justeringsvolymen till 2,15 TWh och i Norge -0,21 TWh.

3 Kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet

3.1 Inledning

I detta kapitel analyseras möjligheten att förenkla processen i samband med tekniska justeringar. Inledningsvis ges en beskrivning av kvotpliktskurvan och hur tekniska justeringar sker idag. Därefter beskrivs hur kvoterna kan fastställs vid två olika tidpunkter, på förhand eller i efterhand. Därpå beskrivs hur utformningen av tekniska justeringar kan ske med avseende på hur ofta justeringar ska göras och hur justeringsvolym ska fördelas över tiden. Slutligen undersöks huruvida det är lämpligt att flytta kvotpliktskurvan från lagen till förordningen och att lagfästa principer för tekniska justeringar.

Ändringar som gäller ambitionsnivå och förlängning av systemet ingår inte begreppet teknisk justering. Om ett land vill utvidga ordningen med nytt mål för förnybar elproduktion krävs sedvanligt behandling i riksdag eller Storting.

3.2 Hur fungerar kvotpliktskurvan och tekniska justeringar idag?

Kvoterna för ett specifikt år beräknas genom att dividera total efterfråga med kvotpliktig elanvändning. För att beräkna en kvotpliktskurva måste det ske antaganden om framtida kvotpliktig elanvändning och tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen. Det innebär att myndigheterna måste utarbeta prognoser av dessa värden fram till 2035. Med största sannolikhet avviker faktiska värden från antagna värden, något som medför en avvikelse som måste justeras för att säkerställa att länderna uppfyller finansieringsåtaganden för ny förnybar elproduktion och för att målet ska nås. Denna typ av justering av kvotpliktskurva benämns teknisk justering.

Den första tekniska justeringen av kvotpliktskurvan genomfördes i samband med kontrollstationen 2015 i både Sverige och Norge. Teknisk justering innebar då bland annat att kvotpliktskurvan justeras från och med 2016 för faktiska avvikelser 2012–2013 och för förväntade avvikelser 2014–2015. I samband med detta etablerades justeringsprinciper för att kunna hantera sådana avvikelser på ett förutsägbart sätt. Det har även skapats ett årligt seminarium där svenska och norska myndigheter redovisar underlag för framtida kvotjusteringar.

Vid en teknisk justering av kvotpliktskurvan beräknas nya kvoter fram till 2035. I samband med detta kan det finnas behov av att revidera den tidigare prognosen om den framtida kvotpliktig elanvändning och förväntad tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen för att reducera framtida avvikelser.

Inom ramen för kontrollstation 2017 har det skett en analys av behovet av teknisk justering av kvotpliktskurvan. De kvoter som föreslås justeras från 2018 är framtagana enligt de justeringsprinciper som användes vid kontrollstation 2015, justeringsprinciper och beräkning av kvoter beskrivs i kapitel 2.

3.3 Olika metoder för teknisk justering

Det finns två grundläggande tidpunkter för när kvoterna fastställs. Kvoterna kan fastställas på förhand eller i efterhand, det vill säga före kalenderårets start eller efter kalenderårets slut. I Figur 6 sammanfattas konsekvenser för aktörerna på elcertifikatsmarknaden beroende på vilken tidpunkt kvoterna fastställs.

Fastställa kvoter på förhand	Fastställa kvoter i efterhand
– Kvoterna fastställs före kalenderårets start – Mer förutsägbarhet och enklare att hantera för kvotpliktiga aktörer – Producenterna måste hantera svängningar i efterfråga på elcertifikat – Jämnare handel över året	– Kvoterna fastställs efter kalenderårets slut – Tekniska justeringar krävs inte, men krävande att hantera för kvotpliktiga aktörer – Kan reducera kostnadseffektiviteten – Ökar marknadsaktiviteten innan annullering

Figur 6. Konsekvenser beroende på vid vilken tidpunkt kvoterna ska fastställas.

3.3.1 Fastställa kvoter på förhand

När kvoterna fastställs på förhand måste det regelbundet ske teknisk justering av kvotpliktskurvan i och med att kvoterna är beräknade utifrån antaganden om framtida kvotpliktig elanvändning och tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordning. Det faktiska utfallet kan avvika från vad som har antagits. Yttre förutsättningar så som temperatur, nederbörd och vind gör att kvotpliktig elanvändning och elproduktion (tilldelning) inom övergångsordningen kan avvika från förväntade nivåer. För att korrigera dessa avvikelser måste teknisk justering av kvotpliktskurva ske regelbundet.

Om kvoterna fastställs på förhand är det lättare för de kvotpliktiga aktörerna att ha översikt över antalet elcertifikat som de måste köpa och annullera för att uppfylla sin kvotplikt. Då de i förväg vet mängden elcertifikat de ska köpa är det troligt att det ger jämnare handel av elcertifikat. Producenterna och andra marknadsaktörer måste hantera svängningar i efterfråga på elcertifikat och dess påverkan på elcertifikatspris, som följd av svängningar i elanvändning och tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen.

3.3.2 Fastställa kvoter i efterhand

Tekniska justeringar är inte nödvändiga om kvoterna fastställs i efterhand eftersom kvoterna då beräknas utifrån faktisk kvotpliktig elanvändning och faktisk tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen.

Om kvoterna fastställs i efterhand får de kvotpliktiga aktörerna veta den totala mängden elcertifikat som krävs för att uppfylla kvotplikten cirka två veckor före annulleringstillfället vilket kan ge ökad marknadsaktivitet innan annullering. Metoden bidrar till osäkerhet för den kvotpliktiga aktören eftersom varje aktör, fram till denna tidpunkt, på egen hand måste bedöma hur många elcertifikat som krävs för kvotplikten. Detta kan vara krävande för mindre aktörer att på egen hand bedöma hur många elcertifikat som ska annulleras. Samtidigt kan det innebära att den kvotpliktiga aktören måste inkludera en riskpremie när kostnaden för elcertifikat överförs till slutkonsumenten. Isolerat kommer det att minska kostnadseffektiviteten i systemet. Denna metod ger dock förutsägbarhet för producenterna eftersom kvotpliktskurvan inte baseras på uppskattningar av kvotpliktig elanvändning och uppskattningar av tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen utan om den faktiska mängden som krävs för respektive år för att nå målet.

3.3.3 Fortsätt med dagens utformning – fastställa kvoter på förhand

Energimyndigheten och NVE föreslår en fortsättning av dagens utformning av systemet, där elcertifikatkvoten fastställs på förhand. Metoden reducerar osäkerheten för kvotpliktiga aktörer, så att slutkonsumenten inte behöver bära risken genom ökade kostnader. Kvotpliktiga aktörer har en skyldighet som uppfylls genom annulleringen den 1 april varje år, en skyldighet som inte får bli för komplicerad att uppfylla. Om kvoterna fastställs på förhand blir det lättare för kvotpliktiga aktörer att veta hur många elcertifikat som behövs för att uppfylla kvotplikten. Elproducenter kommer istället behöva hantera svängningar i efterfrågan på elcertifikat som följer av variationer i yttre förutsättningar.

3.3.4 Hur ofta ska justeringar ske när de fastställs på förhand?

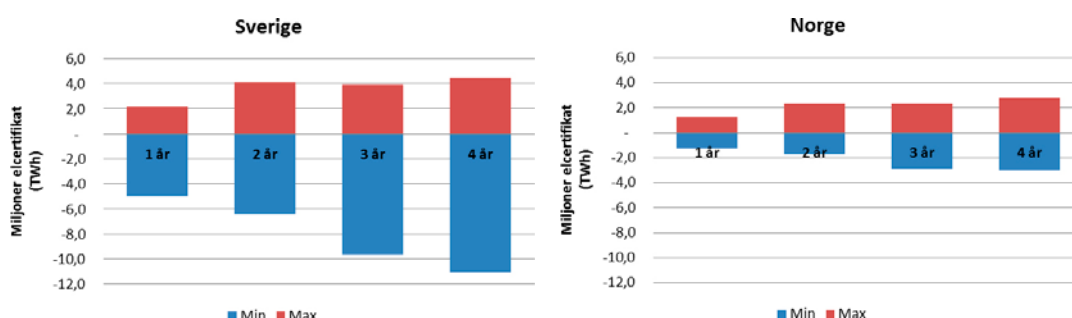
När kvoterna fastställs på förhand måste myndigheterna ta ställning till hur ofta justeringarna ska göras, när ändringar i kvoterna ska träda i kraft och hur avvikelser från antaganden om kvotpliktig elanvändning och avvikelser från antaganden tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen ska fördelas.

Vid bedömning av hur ofta elcertifikatkvoterna ska justeras måste hänsyn tas till två överväganden. Yttre förutsättningar påverkar efterfrågan på elcertifikat på kort sikt, medan strukturella ändringar i den kvotpliktiga elanvändningen kan förekomma på längre sikt. För att ta hänsyn till båda faktorerna är det nödvändigt med regelbundna justeringar av kvoterna.

Energimyndigheten och NVE har genom beräkningar försökt att fastställa hur stor justeringsvolymen kan bli beroende på hur ofta teknisk justering av kvoter sker. Figur 7 illustrerar den potentiella justeringsvolymen beroende av antal år som går mellan varje teknisk justering. Röd del av staplarna i figuren visar hur mycket efterfrågan på elcertifikat potentiellt (extremscenario) kan minska över en period på en till fyra år (reserven av elcertifikat ökar) och som kvotpliktskurvan skulle behöva justeras upp för. Den blå delen av staplarna visar däremot hur efterfrågan på elcertifikat potentiellt (extremscenario) kan öka över samma perioder (reserven

av elcertifikat minskar) och som kvotpliktskurvan skulle behöva justeras ner för. Figuren visar att justeringsvolymen ökar ju mer sällan den tekniska justeringen genomförs. Det blir dock inte fördubbling av justeringsvolymen från ett till två år, eller från två till fyra års intervaller, eftersom avvikelserna från år till år kan jämnas ut varandra.

Beräkningarna för Figur 7 är baserade på vattentillrinnings-, vind- och temperaturstatistik från 1981 till 2011, där historiska väderdata har använts för att beräkna framtida variationer i elanvändning och elproduktion. Hänsyn har tagits till förväntad kvotpliktig elanvändning, nivå på elcertifikatkvoterna från 2018 till 2035 och förväntad tilldelning av elcertifikat till anläggningar inom övergångsordningen.



Figur 7. Exempel på framtida justeringsvolym beroende av antal år mellan teknisk justering. Röd del av stapeln visar hur mycket kvotkurvan skulle behöva justeras upp och blå del av stapeln visar hur mycket kvotkurvan skulle behöva justeras ner.

Blå staplar: Illustrerar ett scenario med låg temperatur och liten elcertifikatsberättigad elproduktion. Det innebär att annulleringen blir hög och utbudet på elcertifikat lågt som resulterar i att reserven minskar.

Röda staplar: Hög temperatur och mycket elcertifikatsberättigad elproduktion. Låg annullering och stort utbud av elcertifikat som resulterar i att reserven ökar.

För aktörer på elcertifikatsmarknaden leder längre tid mellan tekniska justeringar till minskad förutsägbarhet. Elleverantörer kan komma att ta höjd för detta genom pris-sättning mot slutanvändare genom att slutanvändaren får betala en högre kostnad. Detta påverkar särskilt slutanvändare med fasta prisavtal, då det kan tillkomma ett riskpåslag. För producenterna kan den reducerade förutsägbarheten om efterfrågan på elcertifikat få negativa effekter på det elcertifikatspris som producenterna kan förvänta sig. Med längre tid mellan tekniska justeringar blir det svårare för producenten att bedöma framtida priser på elcertifikat. Prisrisken ökar därmed för producenter som är beroende av att sälja elcertifikat fortlöpande.

Om tekniska justeringar sker för sällan kan en stor justeringsvolym ackumuleras, vilket kan påverka reserven av elcertifikat och öka risken för brist på elcertifikat på marknaden. Analysen enligt Figur 7 visar att en teknisk justering som sker vart fjärde år skulle kunna reducera reserven med nästan 14 TWh⁸ under perioden 2018 till 2021, om flera år med låg temperatur, dålig vind och lite tillrinning följer efter varandra. Å andra sidan skulle reserven kunna öka med 8 TWh⁹ om yttre förutsätt-

⁸ Summan av svensk och norsk röd stapel för 4 år i figur 7.

⁹ Summan av svensk och norsk blå stapel för 4 år i figur 7.

ningar påverkar åt motsatt håll. Det är viktigt att påpeka att beräkningar är baserade på en rad olika antaganden och är därför osäkra. Trots det visar beräkningarna att det är viktigt att teknisk justering inte sker för sällan.

Vartannat år

Det är enligt Energimyndigheten och NVEs bedömning bättre med flera mindre tekniska justeringar än färre stora justeringar. Å ena sidan kan täta justeringsintervall av kvoter leda till extra kostnader för elleverantörer då elavtal kan behöva ändras oftare med hänsyn till kostnad för elcertifikat. Å andra sidan, om justeringar sker för sällan kan justeringsvolymen bli stor. Den potentiella justeringsvolymen för Sverige och Norge kan begränsas genom att genomföra tekniska justeringar mer frekvent. Med hänsyn till reserven och dess påverkan av yttre förutsättningar, föreslår Energimyndigheten och NVE att tekniska justeringar ska ske vart annat år. På så sätt blir det möjligt att korrigera för avvikelser relativt snabbt.

3.3.5 Hur ska avvikelserna fördelas?

Avvikelse (justeringsvolymen) kommer kunna variera varje gång tekniska justeringar genomförs. Justeringen kan inverka på prissättningen på elcertifikatsmarknaden. Beroende på hur justeringsvolymen hanteras erhålls varierande grad av en påverkan på prissättningen på elcertifikatsmarknaden. I vilken grad prissättningen påverkas beror av justeringsvolymens storlek, de övriga marknadsförutsättningarna och riktningen (upp eller ner) på justeringen.

Justeringsvolymens storlek kan ha betydelse för hur justeringen ska ske med tanke på marknadspåverkan och konsekvenser för olika aktörer. Om exempelvis avvikelserna fördelas på ett år kommer detta både påverka antalet elcertifikat den kvotpliktige måste införskaffa och priset som elcertifikaten eventuellt köps för. Det är Energimyndigheten och NVEs uppfattning att det inte är ändamålsenligt med stora svängningar i elcertifikatspris till följd av tekniska justeringar.

Vid Kontrollstation 2015 blev avvikelserna jämnt fördelade över fyra år. NVE och Energimyndigheten föreslår att denna tillämpning även ska gälla fortsättningsvis och att avvikelserna därmed ska fördelas jämnt över fyra år. Det innebär att de årliga justeringarna över en fyraårsperiod blir mindre vilket bidrar till en jämnare efterfråga på elcertifikat. På så sätt säkerställs även förutsägbarheten för både producenter och elleverantörer inom elcertifikatsmarknaden.

3.4 Flytta kvotpliktskurvan från lagen till förordningen

I dag är kvoterna i Sverige och Norge reglerade i nationell lag. Det innebär att en ändring av kvoterna sker genom en lagändring som måste beslutas av riksdagen respektive Stortinget. En ändring av kvotpliktskurvan kan gälla teknisk justering, nya mål eller förlängning av elcertifikatsystemet. I detta uppdrag avses enbart möjligheten till att flytta tekniska justeringar från elcertifikatslagen och hur justeringarna bör lagfästas. Andra skäl till ändring av kvotpliktskurva ska även i fortsättningen beslutas i riksdagen och Stortinget.

Flyttas kvotkurvan från lag till förordning måste det i elcertifikatslagen fastställas principer för hur en teknisk justering av kvotpliktskurvan ska genomföras. Genom att flytta kvotpliktskurvan till förordningen och införa lagfästa principer för tekniska justeringar kommer skillnaden mellan teknisk justering och andra ändringar av kvotpliktskurvan bli tydligare. Figur 8 illustrerar hur processen för teknisk justering av kvoterna går till i dagsläget och hur den skulle kunna ske om kvotpliktskurvan istället regleras i förordningen om elcertifikat.

Lagändring	Förordningsändring
– Framtagning av underlag för teknisk justering – Regeringen remitterar underlag för teknisk justering – Remissammanställning och beredning inom Regeringskansliet – Regeringen lämnar en proposition med förslag till lagändring – Propositionen behandlas i utskott – Omröstning och beslut i riksdagen	– Framtagning av underlag för teknisk justering – Regeringen remitterar underlag för teknisk justering – Remissammanställning och beredning inom Regeringskansliet – Regeringen beslutar om förordningsändring

Figur 8. Lag- och förordningsprocess för en teknisk justering av kvotpliktskurvan.

Som figuren visar kommer den administrativa och politiska processen bli kortare om kvotpliktskurvan flyttas från elcertifikatslagen till förordningen. Teknisk justering av kvotpliktskurvan kommer då att kunna genomföras snabbare i och med att det inte krävs lagändring, vilket är en fördel då både Sverige och Norge måste genomföra tekniska justeringar av kvotpliktskurvan regelbundet för att kunna fullfölja finansieringsåtaganden inom den gemensamma elcertifikatsmarknaden.

Genom att processen för teknisk justering av kvotpliktskurvan blir kortare finns möjlighet att justera för avvikelser ett år snabbare, vilket innebär att faktiska avvikelser för ytterligare ett år kan ingå i beräkning av nya kvoter. Detta förutsätter att beslut om justerad kvotpliktskurva sker tidsmässigt nära den tidpunkt nya kvoter träder i kraft. Det faktiska utfallet från den årliga annulleringen gällande föregående räkenskapsår jämfört med det år som den tekniska justeringen beslutas kan inkluderas i beräkning av nya kvoter om beslut kan tas i oktober/november. Det innebär att beslut om ny kvotpliktskurva fattas 2–3 månader innan kvoterna träder ikraft och att resultat från annullering gällande föregående räkenskapsår blir inkluderat i beräkningsunderlaget. Energimyndighetens bedömning är att de kvotpliktiga aktörerna har tillgång till underlag för att kunna ta hänsyn till teknisk justering även om tiden mellan beslut av ny kvotpliktskurva till den nya kvotpliktskurvan träder ikraft blir kortare. Detta eftersom det arrangeras årliga elcertifikatseminarier där myndigheterna presenterar det årliga justeringsbehovet och det endast kommer vara ett år som inte är redovisat när förslag på teknisk justering remitteras.

Flera aktörer har påpekat behovet av en mer förutsägbar metod för teknisk justering av kvotpliktskurvan. Med lagfästa justeringsprinciper kommer efterfrågan på elcertifikat bli mer förutsägbar, eftersom kvotjusteringen blir ett resultat av en teknisk räkneövning. Det kommer innebära att marknadsaktörerna kan göra egna bedömningar av den framtida efterfrågan på elcertifikat, vilket även kommer att bidra till ökad transparens och bättre prisbildning på elcertifikatsmarknaden.

Mot bakgrund av ovanstående föreslår Energimyndigheten och NVE att kvotpliktskurvan ska regleras i förordningen, med lagfästa principer för tekniska justeringar.

3.5 Slutsatser och förslag

Energimyndigheten och NVE föreslår följande när det gäller utformning och förvaltning av kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet.

Kvoterna ska fastställas på förhand (före kalenderårets start) och författningsregleras i förordningen enligt lagfästa justeringsprinciper för teknisk justering. I elcertifikatslagen ska följande fastställas:

- Teknisk justering av kvotpliktskurvan ska ske vartannat år.
- Faktiska och förväntade avvikelser ska fördelas jämt över de efterföljande fyra åren, från det år nya kvoter träder ikraft.

Figur 9 visar en grafisk framställning av ovanstående.



Figur 9. Schematisk översikt av förslag på framtida hantering av kvotpliktskurva.

Huvudmotiveringen till förslaget om framtida hantering av kvotpliktskurvan är följande:

- Ledtiden för teknisk justering av kvotpliktskurvan blir kortare och eventuella avvikelser kan korrigeras snabbare.
- Metod för teknisk justering blir mer förutsägbar för kvotpliktiga aktörer och elcertifikatsberättigade elproducenter.
- Tydligheten om vad en teknisk justering innebär ökar.
- Sannolikheten för underskott på elcertifikat reduceras.

Det är viktigt att elcertifikatsystemet är förutsägbart för alla aktörer. I avtalet för den gemensamma marknaden för elcertifikat är avsikten att kontrollstationer och teknisk justering av kvotpliktskurvan ska ske vart fjärde år. Myndigheternas förslag innebär att teknisk justering ska ske oftare. Å ena sidan kan täta justeringsintervall av kvoter leda till extra kostnader för elleverantörer då elavtal kan behöva ändras oftare med hänsyn till kostnad för elcertifikat. Å andra sidan kommer täta justeringsintervall av kvoter innebära att justeringsvolymen begränsas och att sannolikheten för underskott på elcertifikat reduceras. Det är enligt Energimyndigheten och NVEs bedömning viktigare att reducera sannolikheten för underskott på elcertifikat.

För att förslag på utformning och förvaltning av kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet ska genomföras behöver riksdagen ge bemyndigande till regeringen att fastställa kvotpliktskurvan enligt fastställda justeringsprinciper för teknisk justering. Justeringsprinciper för teknisk justering av kvotpliktskurvan ska framgå av elcertifikatslagen. Det innebär att frekvens för teknisk justering och hur avvikelser ska fördelas ska definieras och fastställas i elcertifikatslagen. I elcertifikatslagen behöver det även finnas hänvisning till Sveriges åtaganden enligt avtal om en gemensam marknad för elcertifikat.

En kvotpliktskurva som regleras i förordningen, med lagfästa principer för tekniska justeringar, påverkar inte hur målet inom elcertifikatsystemet fastställs. Nytt mål eller förlängning av elcertifikatsystemet ska även i fortsättningen hanteras inom kontrollstationer och beslutas av riksdagen.

4 Tidpunkt för godkännande av anläggning

4.1 Inledning

Bakgrunden till uppdragen är systemets olika utformning i Norge och Sverige gällande tidpunkt för drifttagning av anläggning. I Sverige kan anläggningar tas i drift fram till 2035 och godkännas för tilldelning av elcertifikat. I Norge måste anläggningen tas i drift senast den 31 december 2021 för att kunna godkännas för tilldelning av elcertifikat.

Energimyndigheten och NVE har tillsammans tolkat och avgränsat uppdragen enligt följande:

- I. Uppdragen går ut på att bedöma om Sverige ska införa en stoppregel i form av en tidpunkt för drifttagning av anläggningar, så som i Norge. Om det finns ett behov för en stoppregel i Sverige beror i huvudsak på om dagens system för drifttagning av anläggningar påverkar måluppfyllelsen negativt genom a) ökad risk för att målet¹⁰ överuppfylls före eller efter 2020 eller b) att målet inte nås innan 2020.
- II. Analysen baseras på ett antagande om att inget land förlänger elcertifikatsystemet med nya mål efter 2020. Nya mål för elcertifikatsystemet efter 2020 skulle kunna påverka behovet för och utformningen av en stoppregel. Denna frågeställning behandlas i deluppdrag 5, *Utvecklingen efter 2020*.
- III. I analysen förutsätts den norska stoppregeln behållas med dagens utformning. Detta är viktigt för att säkerställa förutsägbarheten för aktörerna på elcertifikatsmarknaden. Den norska stoppregeln ändrades med ikraftträdande januari 2016, då tidpunkt för drifttagande förlängdes med ett år.

För att bedöma risken för överuppfyllelse av målet görs en bedömning av sannolikheten för att det blir ekonomiskt lönsamt att bygga ny produktion inom elcertifikatsystemet efter 2020 utan eller med begränsat behov av intäkt från elcertifikat.

Vindkraft förväntas vara dominerande i elcertifikatsmarknaden på lång sikt baserat på resurspotentialen och god tillgång på konkurrenskraftiga projekt. För att bedöma sannolikheten för att det investeras efter 2020 med reducerat stöd från elcertifikatsystemet analyseras kostnadsutvecklingen för vindkraft mot 2035. Övriga kraftslag kommer att analyseras mer översiktligt.

För att ge en mer komplett bild av lönsamheten och stödbehovet framöver analyseras förväntad kostnadsutveckling för vindkraft och jämförts med prognoser över utvecklingen av elpriset. Hänsyn tas också till effekten av nya finansieringslösningar och nya investerargrupper med andra krav på avkastning och lönsamhet jämfört med traditionella aktörer på marknaden.

¹⁰ Målet är att bygga 28,4 TWh ny förnybar elproduktion före utgången av år 2020.

Energimyndigheten och NVE har gjort bedömningar av vilka andra faktorer än direkt lönsamhet som kan motivera investeringar i förnybar elproduktion efter år 2020. Detta kan vara investeringar från aktörer som investerar av strategiska skäl snarare än av ekonomiska anledningar exempelvis med hänsyn till politik, nödvändiga renoverings- och upprustningsåtgärder i existerande anläggningar eller för att anta en stark miljöprofil.

Slutligen har NVE och Energimyndigheten bedömt hur produktionsökningar och omfattande ombyggnader i befintliga anläggningar ska hanteras. Utgångspunkten vid införandet av en stoppregel är att produktion som tas i drift efter ett eventuellt stoppdatum inte ska vara berättigad tilldelning av elcertifikat.

4.2 Elcertifikatsystemets funktion och syfte

I det här avsnittet ges en beskrivning av elcertifikatsystemets tekniska utformning i Sverige och Norge och en teoretisk beskrivning av prissättningen av elcertifikat på marknaden.

4.2.1 Måluppfyllelse till 2020

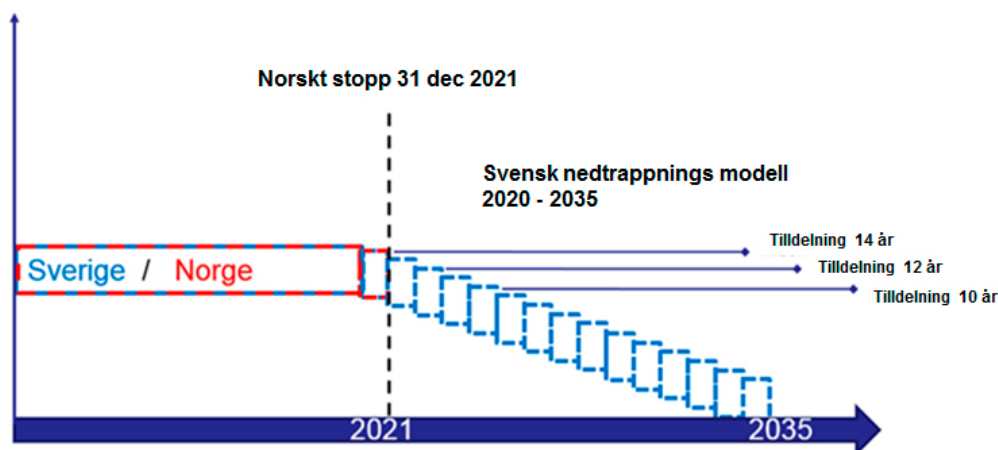
Sverige och Norge har fastställt en efterfrågan på elcertifikat genom elcertifikatkvoterna så att det under perioden 2012 till 2020 ska byggas ny förnybar elproduktion motsvarande 28,4 TWh. Anläggningar som ingår i det gemensamma målet på 28,4 TWh tilldelas elcertifikat i 15 år. När det har byggts anläggningar som kan producera 28,4 TWh kommer innehavarna till de godkända anläggningarna kunna sälja tillräckligt med elcertifikat för att täcka hela efterfrågan i Norge och Sverige under perioden 2012 till 2035. För att nå målet i Sverige och Norge innan utgången av år 2020 måste det i genomsnitt byggas anläggningar motsvarande 3,15 TWh förnybar elproduktion varje år mellan år 2012 och år 2020. Det är marknadsaktörerna genom sina investeringar som styr hur mycket förnybar elproduktion som de facto byggs varje år.

4.2.2 Elcertifikatsystemets utformning i Norge och Sverige

Norge och Sverige har idag olika regler för när nya elproduktionsanläggningar måste vara drifttagna för att kunna tilldelas elcertifikat. I Norge måste nya anläggningar vara tagna i drift innan utgången av år 2021 för att kunna bli godkända för tilldelning av elcertifikat. För en anläggning som tas i drift i Norge under år 2021 blir tilldelningsperioden därmed avkortad med upp till ett år. I Sverige kan däremot nya anläggningar tas i drift under hela perioden mellan år 2020 till år 2035 och godkännas för tilldelning av elcertifikat. Tilldelningsperioden blir kortare ju närmre år 2035 som drifttagning sker. Skillnaden mellan Sverige och Norge visas i Figur 10. Som framgår av figuren kommer en avkortad tilldelningsperiod, allt annat lika, minska incitamenten för att ingå i elcertifikatsmarknaden.

I realiteten kommer både kostnader och intäkter för förnybar elproduktion variera över tid. Vid eventuella fallande kostnader och/eller ökande intäkter kan det bli lönsamt att investera i förnybar elproduktion efter år 2020 trots avkortat tilldelningsperiod. Om en sista tidpunkt för när anläggningar kan tas i drift för att tilldelas elcertifikat införs i Sverige, likt Norge, stängs systemet för ny elproduktion vid en tidpunkt efter mållåret. En sådan stoppregel kan antas reducera risken för överinvestering på den gemensamma elcertifikatsmarknaden.

Värdet av att delta på elcertifikatsmarknaden

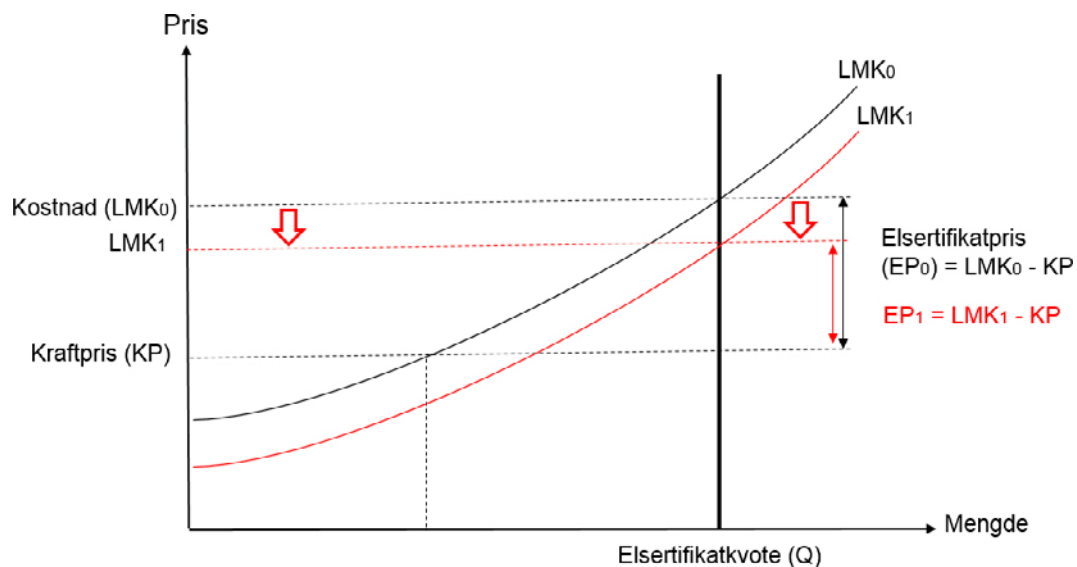


Figur 10. Figuren visar elcertifikatsystemets utformning i Norge och Sverige gällande regler om tidpunkt för godkännande av anläggningar samt värdet (som en funktion av tilldelningsperioden) av att få en anläggning godkänd inom elcertifikatsystemet.

4.2.3 Prissättning på elcertifikatsmarknaden

Grundtanken bakom elcertifikatsystemet är att den extra intäkten som producenter av förnybar el får vid försäljning av elcertifikat ska täcka den högre kostnaden för förnybar elproduktion, jämfört med elproduktion som inte är elcertifikatberättigad. I teorin ska elcertifikatpriset utgöra differensen mellan den förnybara elproduktionens långsiktiga marginalkostnad (LMK¹¹) och marknaspriset på el (PE). Detta är illustrerat i Figur 11. Figuren visar kostnadskurvan (LMK₀) förnybar elproduktion som är tillgänglig för utbyggnad inom elcertifikatsystemet fördelat på stigande ordning efter kostnadsnivå. Grafen utgör utbudskurvan för förnybar elproduktion, där de billigaste projekten längst till vänster på kurvan antas bli byggda först. På detta sätt ska systemet bidra till att målet inom elcertifikatsystemet uppfylls till lägst möjliga kostnad.

¹¹ Långsiktig marginalkostnad (LMK): Den långsiktiga totala kostnaden för att producera el. Storleken uttrycks här i öre/kWh, som den diskonterade summan av den totala långsiktiga kostnaden, inklusive investeringskostnader, ränta och löpande drift- och underhållskostnader dividerat med produktionen under sin livstid.



Figur 11. Teoretisk prissättning på elcertifikatsmarknaden. Källa NVE.

Den totala efterfrågan på elcertifikat är fastställd av Sverige och Norge genom kvotkurvan för elcertifikat. Detta illustreras av den vertikala efterfrågekurvan i Figur 11. Kurvan representerar mängden elcertifikat som den kvotpliktige måste inneha.

De årliga elcertifikatkvoterna är fastställda för att ge en jämn utbyggnad av elproduktion tills dess att målet har nåtts. Byggs det under en period mindre elproduktion än vad som efterfrågas i de fastställda kvoterna kommer utbudet på elcertifikat bli mindre än efterfrågan, vilket bidrar till priset på elcertifikat ökar. Ökat pris på elcertifikat ger incitament för mer byggnation av förnybar el. På en perfekt marknad kommer utbyggnaden därmed jämna ut sig över tid och målet uppfylls. I praktiken påverkas och styrs marknadsaktörerna av en rad andra faktorer och beslut fattas baserat på både kortsiktiga och långsiktiga prissignaler och förväntningar.

En generell kostnadsreduktion som följer av exempelvis teknikutveckling kommer flytta kostnadskurvan nedåt, vilket visas som skiftet från LMK_0 till LMK_1 i Figur 11. Med reducerade kostnader minskar också intäktsbehovet. Om elpriset hålls oförändrat kan innehavare till nya anläggningar som byggs med lägre kostnad sälja elcertifikat till ett lägre pris. Detta representeras av minskningen i elcertifikatpris från EP_0 till EP_1 i Figur 11. Detta kommer påverka lönsamheten negativt i anläggningar som togs i drift med högre kostnad och stödbehov.

Även om produktionskostnaden reduceras över tid behöver det inte innebära att den totala kostnaden för nya projekt blir lägre. Detta på grund av knapphet på goda resurser och lämplig mark för ny produktion. Allt eftersom de billigaste projekten byggs ut, dvs. projekt längst till vänster på kostnadskurvan i Figur 11, kommer dyrare projekt att bli aktuella. Detta kan illustreras med en förflyttning mot höger längs kostnadskurvan LMK_1 i Figur 11. Om kostnaden för att realisera

ny produktion inom elcertifikatsystemet faller eller ökar i framtiden beror därmed på summan av följande två faktorer: a) kostnadsutvecklingen för nya anläggningar och b) tillgången på projekt (lutningen på kostnadskurvan).

4.2.4 Investeringar efter att målet uppnåtts

När målet för elcertifikatsystemet enligt plan uppnås år 2020 kommer efterfrågan (kvoterna) på elcertifikat att sjunka gradvis motsvarande kvoternas ökningstakt fram till år 2020. På lång sikt kommer det då inte att finnas någon efterfrågan på elcertifikat från nytillkommen produktion och kopplingen till den långsiktiga marginalkostnaden (LMK) som beskrivs i förra avsnittet kommer att försvinna.

Nya produktionsanläggningar kommer då att medför ett överskott av elcertifikat som både på kort och på lång sikt kan sänka elcertifikatpriset.

Idag finns en flexibilitet i systemet genom reserven av elcertifikat och både den årliga elproduktionen från elcertifikatsberättigade anläggningar och elanvändningen varierar från år till. Det gör att den långsiktiga balansen på utbud och efterfrågan av elcertifikat till viss mån är oklar för marknaden. Hur stor påverkan en viss mängd överproduktion har på elcertifikatpriset är därför också oklart. För små mängder tillkommen produktion kan det också under en lång tid vara osäkert om det ens är en överproduktion.

Även med en ambition kan priset på elcertifikat sjunka på grund av en viss överutbyggnad eller på grund av sjunkande produktionskostnader. Detta är dock en del av elcertifikatsystemets funktion och ett sjunkande pris kan minska antalet investeringar för att bättre möta den framtida balansen mellan utbud och efterfrågan. När målet nåtts finns inte denna möjlighet för marknaden att själv reglera vilket ger en stor risk för samtliga anläggningar som behöver en intäkt från elcertifikatsystemet.

4.2.5 Inkomna synpunkter från marknadsaktörer

I samband med att NVE och Energimyndigheten mottog uppdragen inför Kontrollstation 2017 efterfrågade myndigheterna den 24 september 2015 inspel till uppdragsbeskrivningarna från Miljö- och energidepartementet och OED, eventuella synpunkter skulle skickas in senast den 19 oktober. I Norge mottogs synpunkter från 12 stycken aktörer och i Sverige från 9 stycken.

Inkomna synpunkter i Norge

Det är en utbredd oro för överskott på marknaden och låga elcertifikatpriser efter år 2020 eftersom svenska projekt kan komma in i systemet efter år 2020. Aktörerna upplever även en oro för att kostnadsreduktioner kommer ge lägre elcertifikatpriser och dålig lönsamhet för existerande produktion under perioden 2020–2035 vid en eventuell förlängning av systemet i Sverige. Flera påpekar att de nämnda förhållandena påverkar investeringsklimatet före år 2020 negativt, något som ökar risken för att målet till år 2020 inte uppfylls.

Flera norska aktörer uttrycker att de önskar en tidpunkt i både Norge och Sverige för när nya anläggningar måste vara i drift för att kunna godkännas för tilldelning av elcertifikat. Vikten av att harmonisera regelverken mellan länderna understryks. Parallella stödsystem för specifika energikällor, exempelvis solkraft, ökar osäkerheten i prisutvecklingen för elcertifikat och kan bidra till oönskat certifikatöverskott efter år 2020.

Inkomna synpunkter i Sverige

Av synpunkter som Energimyndigheten har mottagit framgår att flera aktörer är positiva till att utreda behovet av att införa en stoppregel i Sverige på grund av risken för överutbyggnad och priskollaps på elcertifikatsmarknaden. Det påpekas att en stoppregel kommer kunna skydda existerande och framtida investeringar mot sjunkande elcertifikatpriser som följer av minskade kostnader för förnybara elproduktionsanläggningar. Några aktörer anser att stoppregeln bör vara kopplad till måluppfyllelse, och inte till en tidpunkt.

Det har också kommit en synpunkt på att det inte bör införas en stoppregel eftersom det kan bidra till en monopol-/oligopolsituation där producenter samarbetar för att hålla elcertifikatpriset på en orimligt hög nivå.

4.3 Analys – lönsamhet och incitament för investeringar i Sverige perioden 2020–2030

I det här avsnittet görs en bedömning av lönsamheten för att investera i ny förnybar elproduktion i Sverige efter år 2020. Bedömningen innehåller möjlig kostnadsutveckling för relevanta energikällor och intäktsutveckling där påverkansfaktorer på elpriset och specifika förutsättningar som påverkar intäkterna för de olika energikällorna har inkluderats. Avslutningsvis diskuteras också vilka andra faktorer, förutom ekonomiska, som kan påverka investeringsviljan efter år 2020. Tidsperioden som analyseras sträcker sig till år 2030 då det anses som ett tillräckligt intervall för att behandla problemställningen. Analysen fokuserar på svensk produktion eftersom det är i Sverige produktionsanläggningar idag kan godkännas för elcertifikat efter år 2021.

4.3.1 Vindkraft är prissättande

Utbyggnaden av landbaserad vindkraft har varit hög de senaste åren och allt mer effektivare vindkraftverk har tagits i drift. I takt med utbyggnaden har vindkraftsturbinerna utvecklats och kostnaden för vindkraft har sjunkit. Elcertifikatsystemet har bidragit till att pressa kostnadsnivån ytterligare och kraftverken har blivit större och vindkraften har anpassats till lokala förutsättningar.

Kostnadsutvecklingen förväntas fortsätta även de kommande åren. Samtidigt som vindkraften förväntas bli billigare är resurspotentialen i Norge och Sverige stor. Vindkraft kommer därmed kunna stå för stora volymer av ny elproduktion i framtiden. Mot bakgrund av detta bedömer NVE och Energimyndigheten att

vindkraft är den energikälla som kommer vara dominerande och prissättande på elcertifikatsmarknaden. Tyngdpunkten i analysen om lönsamhet och incitament till investeringar i perioden 2020–2030 kommer därför ligga på kostnadsutvecklingen för vindkraft.

4.3.2 Vindkraftskostnader i Sverige

Vindkraftverk är förknippat med stora initiala investeringar gällande turbiner, elektroteknisk utrustning, torn och fundament. Turbinerna utgör majoriteten av investeringen, vanligen 65–75 % av den totala investeringen. Vindturbinerna köps av internationella leverantörer och turbinpriset sätts i hög grad på den globala marknaden. Förutom turbinkostnader kommer den totala investeringskostnaden påverkas av lokala förutsättningar såsom kostnaden för infrastruktur och nätan-slutning. Infrastrukturkostnader är i stor grad avhängigt i vilken terräng som vindkraftverket uppförs och här kan norska och svenska projekt skilja sig från projekt som byggs på andra platser i världen. Till exempel kommer ett vindkraftverk som byggs i kuperad högterräng ha högre infrastrukturkostnader jämfört med ett vindkraftverk som byggs på marken på kontinenten.

Kostnadsbilden kommer därför att kunna variera men turbinkostnaden kommer oavsett vara den största kostnadskomponenten. För att titta närmre på kostnadsutvecklingen för vindkraft är det därför relevant att granska den europeiska marknaden och vilka förväntningar för kostnadsutveckling för vindturbiner som finns där (se 4.3.3). Energimyndigheten publicerade 2014 en analys¹² av produktionskostnader för svenska vindkraftsprojekt. Kostnadskurvorna i Figur 12 visar energipotentia-len vid en given produktionskostnad, här definierat som LMC¹³ (Långsiktig marginalkostnad). Antagandena som ligger bakom referenskurvan ska vara representativa för svenska vindkraftsprojekt medan det högsta och det lägsta fallet visar kostnadskurvor vid de mest gynnsamma och ogynnsamma förutsättningarna för tillgänglighet, kalkylränta och livslängd. Förutsättningarna finns sammanställda i Tabell 7 men är mer utförligt beskrivna i den rapport som analysen är hämtad ifrån.

Tabell 7. Antaganden för kostnadskurvorna i Figur 12.

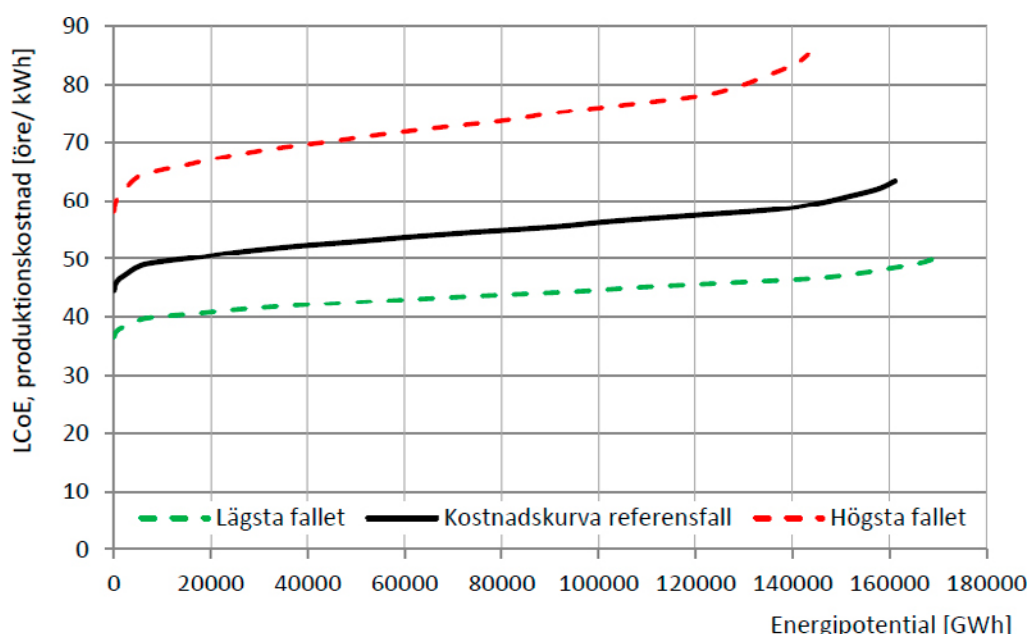
	Referenskurvan	Högsta fallet	Lägsta fallet
Investeringskostnader	12 MSEK/MW	12 MSEK/MW	12 MSEK/MW
Drifts- och underhållskostnader)	15 öre/MW	15 öre/MW	15 öre/MW
Livslängd	90 %	80 %	95 %
Kalkylränta, WACC	20 år	15 år	25 år

¹² *Produktionskostnadsbedömning för vindkraft* <https://Energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=2961>

¹³ Internationellt LCOE (Levelized cost of energy).

Referenskurvan i Figur 12 visar att produktionskostnaden för svensk vindkraft år 2014 ligger under 50 öre/kWh för en potential på cirka 12 TWh. De bästa projekten har kostnader ner mot 45 öre/kWh givet antagandena som ligger till grund. Eftersom siffrorna är från år 2014 är det oklart vilka av de bästa projekten som blivit byggda.

Investeringskostnaden, rörliga kostnader och möjlig produktion skiljer sig åt beroende på var vindkraftverket placeras. Dessutom har företag och investerare olika krav på investering vilket avspeglar sig i valet av ränta (WACC¹⁴). De bästa vindlägena finns till vänster på potentialaxeln och de sämre till höger men figuren visar att det inte nödvändigtvis innebär en lägre produktionskostnad eftersom spridningen mellan andra kostnader är så stor. Väl värt att notera är exempelvis att det lägsta kostnadsantagandet för det sämsta vindläget har runt 15 procent lägre produktionskostnad än det högsta kostnadsantagandet för det bästa vindläget.

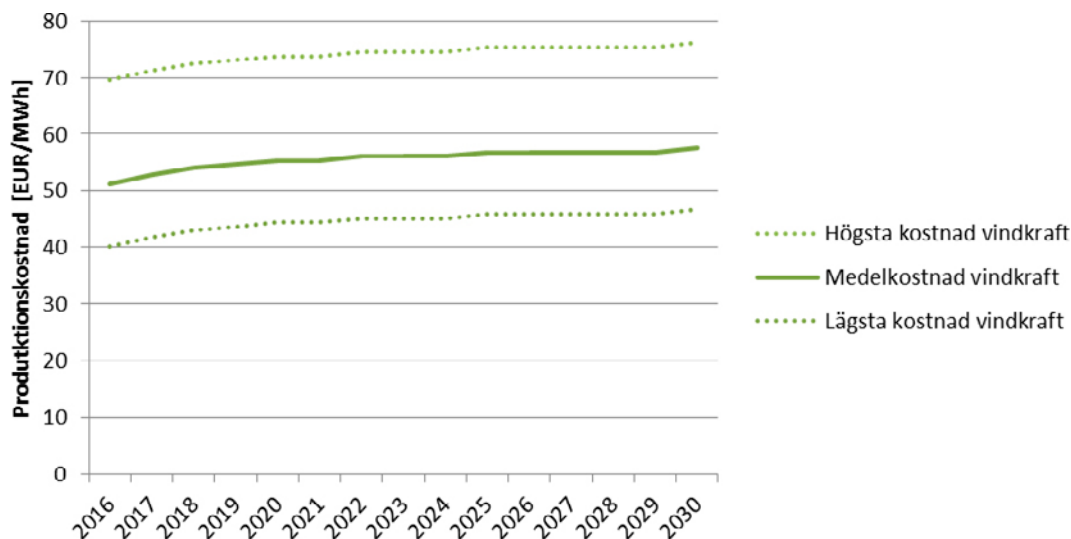


Figur 12. Produktionskostnad och potential för planerade och identifierade vindkraftsprojekt i Sverige. Källa: Energimyndigheten.

För att få en uppskattning av hur kostnadsutvecklingen ser ut över tid och inte per utbyggd potential behöver en viss utbyggnad antas. Denna behöver justeras med ett antagande av att det inte är alla projekt som kommer att få tillstånd att byggas och att vissa projekt inte leder till något investeringsbeslut. Dessutom måste hänsyn tas till att åtminstone 5 TWh redan blivit utbyggt sedan Energimyndighetens rapport om produktionskostnader publicerats.

¹⁴ Kalkylränta, eller diskonteringsränta, är den räntesats som uttrycker avkastningskrav på investerat kapital. WACC är en förkortning av det engelska namnet för inlåningsränta, Weighted Average Cost of Capital, som är en vanlig modell företag använder för att avgöra vilken kalkylränta som ska användas.

En förflyttning längs potentialaxeln på kurvan i Figur 12 med 4 TWh per år fram till år 2020 och sedan en förflyttning på 2 TWh per år efter år 2020 ger en kostnadsutveckling över tid enligt Figur 13.



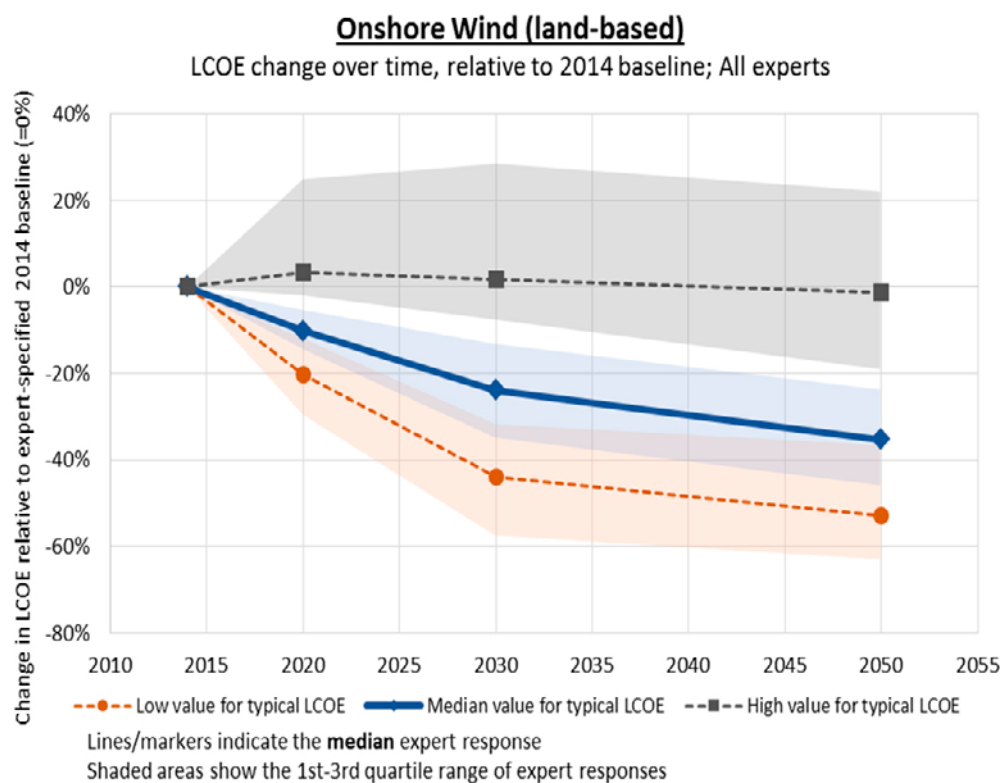
Figur 13. Exempel på kostnadsutveckling per år med ett antagande om en utbyggnad på 2 TWh per år fram till år 2020 och sedan 1 TWh per år till år 2030. Varannan TWh antas inte byggas ut.

4.3.3 Kostnadsutveckling mot år 2030

Produktionskostnaden i framtiden är inte bara beroende av platsspecifika förhållanden utan också kostnadsutvecklingen av landbaserad vindkraft. För att beskriva möjlig kostnadsutveckling mot år 2030 har de norska och svenska energimyndigheterna använt inspel från internationella vindkraftsexperter. Inspelen är ett resultat av en omfattande studie och undersökning om kostnadsreduktioner för vindkraft och drivkrafter för dessa¹⁵.

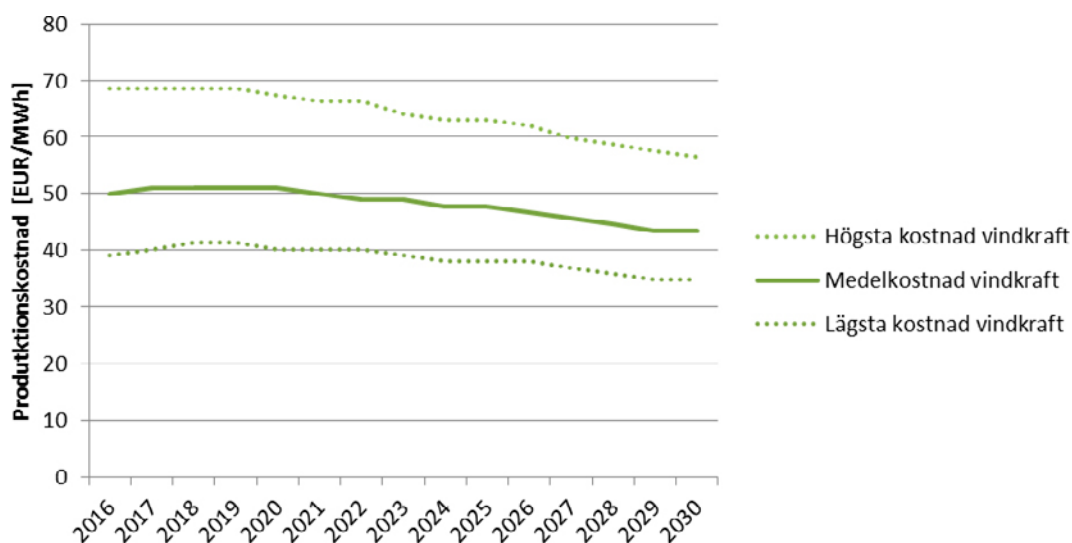
Figur 14 visar experternas uppskattning på kostnadsreduktioner av LMC (LCOE i figuren) för perioden 2014–2030. Experterna blev ombudade att uppge tre möjliga scenarior för kostnadsreduktioner fram emot år 2030 – ett optimistiskt, ett medel och ett pessimistiskt scenario. Medianvärdena för de uppskattade kostnadsreduktionerna från år 2014 till 2030 blev 43, 24 och 7 procent respektive. I medianscenariot förväntas kostnaderna alltså i genomsnitt sjunka med 1,5 procent per år, vilket stämmer överens med internationell litteratur om lärokurvor.

¹⁵ Undersökningen genomfördes 2015 och är utformad av Lawrence Berkeley National Laboratory i USA, i samarbete med representanter från IEA Wind Task 26. 482 globala vindkraftsexperter från industri, forskning och utveckling, akademi och myndigheter identifierades. 134 personer deltog i undersökningen varav 77 hade mer ingående kunskap om den europeiska vindkraftsindustrin.



Figur 14. Sammanställning av tre scenarior för reduktion av LCOE för landbaserad vindkraft från undersökningen som genomfördes i IEA Wind Task 26. Graferna visar medianvärden för uppskattade kostnadsreduktioner.

I Figur 15 har produktionskostnaden för landbaserad vindkraft från Figur 13 fått sjunka enligt medianscenarioet från IEA-studien fram till år 2030. Det vill säga 1,5 procent per år och totalt med 25 procent. Exemplet visar att produktionskostnaden över tid minskar även när den ökade kostnaden för att bygga vid dyrare vindlägen räknas in. För medelscenarioet är den sänkta kostnaden ungefär 10 procent.



Figur 15. Exempel på produktionskostnadsutveckling fram till år 2030 med antagande om en kostnadsreduktion på 25 % till år 2030.

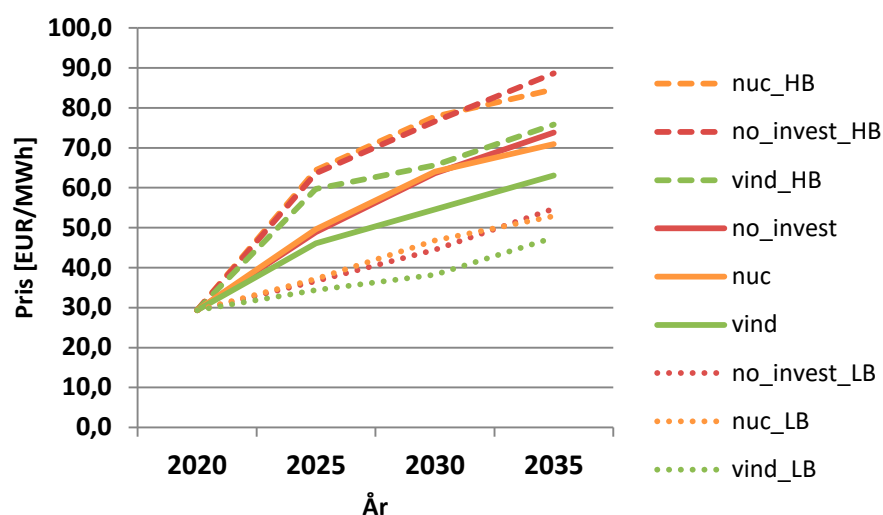
4.3.4 Intäktsutveckling mot 2030

För att bedöma lönsamhet för vindkraft efter 2020 är det nödvändigt att jämföra prognoser för kostnadsutveckling mot intäkter i form av försäljning av producerad el.

För att bättre få en förståelse för hur elpriset kan komma att utvecklas i framtiden har en modellering av elpriset gjorts med Swecos elmarknadsmodell Apollo. Modellresultatet redovisar elpriset i olika budområden för varje timme under några utvalda år och för antagna indata. Modelleringen och modellresultaten beskrivs närmare i bilaga 2. Övergripande har dock tre olika utbyggnadsscenarier antagits.

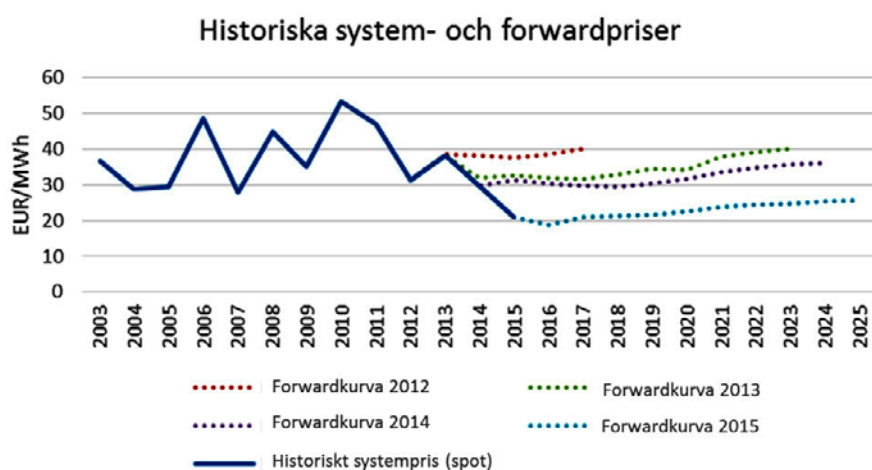
- *No invest*: Vindkraftsutbyggnaden upphör år 2020 och stannar på cirka 22 TWh.
- *Vind*: Vindkraften byggs ut med 7,5 TWh till år 2025 och därefter ytterligare 7,5 TWh till år 2030. Totalt då cirka 37 TWh vindkraft år 2030.
- *Nuc*: Vindkraften byggs ut som vind-scenariot men kärnkraften avvecklas i snabbare takt. Förutom de fyra reaktorer som planerats att tas ur drift före år 2020 tas ytterligare kärnkraftverk ur drift år 2025 och år 2030. Total kärnkraftsproduktion år 2025 är 33 TWh och 18 TWh år 2030.

Ett genomsnittligt årligt elpris för Sverige visas i Figur 16. Det är tydligt att den viktigaste faktorn för de antaganden som gjorts är CO₂-priset. CO₂-priset är en del av det fossila bränslepriset och en ökning av generella priset på bränsle skulle få en liknande effekt. Högre bränslepris ger högre elpris. Det kan också läggas till att högre vindkraftsproduktion sänker elpriset och att priset påverkas mer i absoluta tal vid höga bränslepriser. Om kärnkraften fasas ut i takt med att vindkraften byggs ut kommer dock elpriset ligga på samma nivå som om ingen vindkraft byggs ut efter år 2020.



Figur 16. Elprisets utveckling enligt elmarknadsmodellen Apollo. Vindkraften slutar byggas ut år 2020 (*no_invest*), vindkraften byggs ut med 15 TWh (*vind*) till år 2030 samt vindkraftsutbyggnad i kombination med att fyra kärnkraftsreaktorer till fasas ut till år 2030 (*nuc*). Modellen har testats för lågt (LB), högt (HB) och medelbränslepris.

Högre bränslepriser kommer alltså generera höga elpriser men idag är bränslepriserna låga och därmed elpriserna. Elmarknadens aktörer bedömer inte heller att det kommer att förändras i närtid. Detta kan illustreras med forwardkontrakt på el från den finansiella markanden i Figur 17. Elpriset handlas till ett pris efter år 2020 som är lägre än alla modellresultat från Apollo. Det är viktigt att påpeka att marknaden i hög grad påverkas av kortsiktiga faktorer och aktuell kraftsituation. Kontrakt handlade under 2013 för år 2016, var ungefär dubbelt så höga som spotpriset under första halvan av 2016. Med en halvering av spotpriserna sedan 2013 har också forwardspriserna till stor del fallit motsvarande.

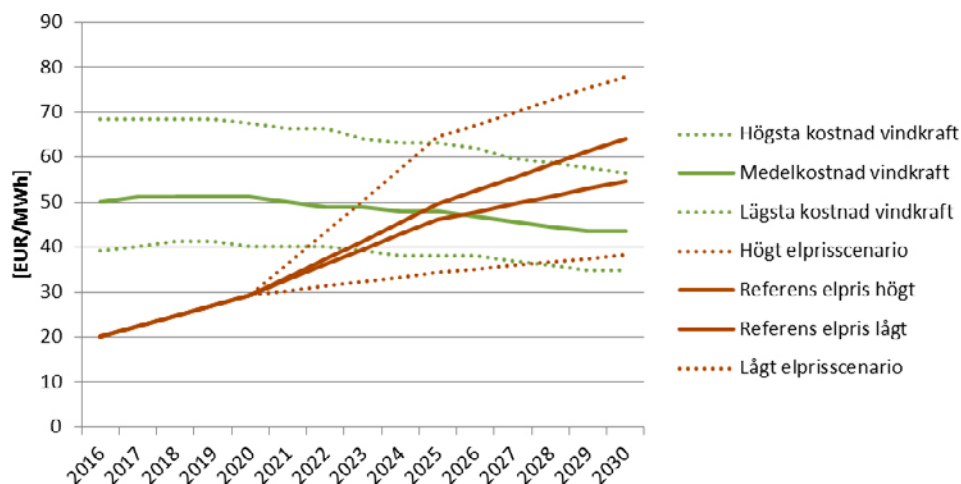


Figur 17. Visar historiska systempriser och forwardpriser för el från Nasdaq OMX och Nordpool. Prisen på forwardkontrakt är sista handelsdag för kontrakt som går till leverans i december varje år.

4.3.5 Lönsamhetsbedömning för referensfall – vindkraft

För att jämföra resultaten från elmarknadsmodellen med produktionskostnaden har delar av resultaten från Figur 16 lagts samman med den uppskattade utvecklingen av produktionskostnaden för vindkraft från Figur 15. Sammanställningen visas i Figur 18. Det är tydligt att spridningen av kostnader och intäkter är så pass stor att det är svårt att göra några enklare slutsatser. Det är om något en större sannolikhet att elpriset i sig är tillräckligt för att bygga ut vindkraften ju längre tiden går. Jämförs referensscenariot med medelkostnaden på vindkraft kan detta ske redan före år 2025.

Viktigt för investeringsviljan är också vilket elcertifikatpris som för tillfället råder. Utifrån diagrammet så kommer det åtminstone krävas intäkt från elcertifikat fram till år 2021 för att kunna bygga ut vindkraften. Med ett antagande om lägsta elpris och hög produktionskostnad krävs intäkt från elcertifikat hela vägen fram till och med år 2030 en förutsättning för lönsam investering i vindkraft. Även om elcertifikatpriset är högt år 2020 kommer eventuella investeringar påverka priset nedåt och det är dessutom osäkert vad priset kommer att vara när det inte finns någon ambition. Initialt kommer i alla fall elcertifikatpriset göra det enklare att investera trots att ambitionen är nådd.



Figur 18. Exempel på framtida elpris enligt olika modellscenarier samt produktionskostnaden för vindkraft och dess uppskattade kostnadsutveckling. Kostnadsutvecklingen är egentligen inte bara en funktion av tiden utan även av bland annat utbyggnaden av vindkraft. Utbyggnaden är i sin tur beroende av kostnadsutvecklingen vilket innebär att alla skärningar i figuren inte är troliga.

4.3.6 Potential från andra energikällor

Landbaserad vindkraft är inte det enda kraftslaget som kan byggas ut inom ramen för elcertifikatsystemet. De andra förnybara kraftslagen som antas ha någon större potential i Sverige inom ramen för elcertifikatsystemet är vattenkraft, biokraft och solkraft. De har dock speciella faktorer som gör det svårare att uppskatta hur mycket som kan tänkas byggas utan införande av stoppregel jämfört med landbaserad vindkraft.

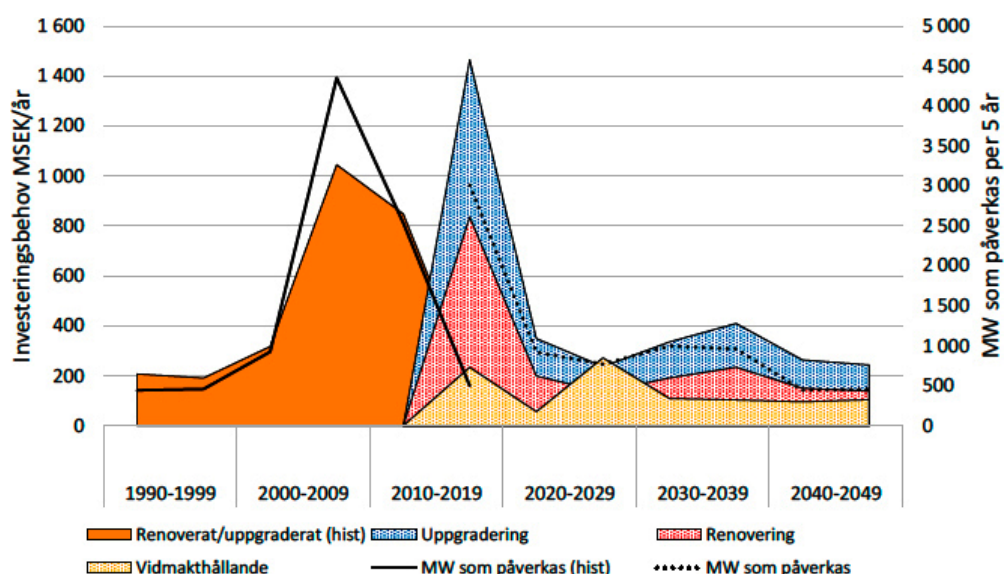
Vindkraften har till exempel en mycket hög potential enbart utifrån planerade projekt som i teorin kan byggas när som helst i tiden efter att ha fått tillstånd. Kostnaden för vindkraftsprojekt är dessutom ganska lika om till exempel samma ränta antas. För andra kraftslag kan potentialen snarare bero på när i tiden det finns behov av en ny anläggning exempelvis baserat på värmeunderlag i fjärrvärmesät, utifrån slitage och behov av reinvesteringar i en befintlig anläggning eller incitament för investeringar som inte är finansiellt grundande. I analysen avseende vatten-, bio-, och solkraft används därför ett mer kvalitativt resonering kring kostnader och potentialer än för vindkraft.

Solkraft har egentligen en mycket hög potential men en stor del av denna ligger också hos hushållskunder som inte investerar med samma incitament som andra aktörer på el och elcertifikatsmarknaden. Solceller har en hög investeringskostnad men för privatpersoner ligger möjligheten av att få igen investeringen mycket på kostnader som kan undvikas så som elskatt och nättariffer snarare än inkomster från exempel försäljning av el, elcertifikat och ursprungsgarantier. Dessa kostnader skiljer sig åt beroende på var i Sverige du bor. Som privatperson och sol-elproducent kan skattereduktion, investeringsstöd alternativt ROT-avdrag samt undantaget för energiskatt nyttjas för att minska kostnaderna.

Det finns i Sverige en betydande potential för solkraft och introduktionen av solkraft är idag i en inledande fas. Mellan 2010 och 2014 har den svenska solcellsmarknaden årligen fördubblats, men den totala installerade solelskapaciteten utgjorde samtidigt endast 0,06 procent av Sveriges totala elkonsumtion 2014. Den starka tillväxten de senaste åren beror främst på investeringsstödet för solceller samt på sjunkande systempriser. Från 2010 till 2014 gick priserna på solceller ner med nästan 80 procent, varav den största prisreduktionen skedde mellan 2010 och 2012. Energimyndigheten fick i juli 2015 ett uppdrag från regeringen om att analysera hur solel ska kunna bidra till att Sverige på sikt ska ha 100 procent förnybar energi och föreslå en strategi för hur användningen av solel ska kunna öka i Sverige. Uppdraget ska slutredovisas den 16 oktober 2016.

Vattenkraften är till stor del redan utbyggd i Sverige framför allt sett till hur mycket energi som kan produceras. De outbyggda älvarna antas inte kunna byggas ut då de är skyddade enligt lag. Men det finns ändå möjlighet att göra investeringar som ger elcertifikat. Storskaliga vattenkraftverk kan få elcertifikat för den ökade produktionen som investeringen medför och småskaliga anläggningar (< 1,5 MW) kan få elcertifikat för hela produktionen om en tillräckligt omfattande ombyggnad görs.

Om det finns ett investeringsbehov kan anläggningsägaren välja att vidmakthålla anläggningens skick med små investeringar för att öka livslängden med några år, exempelvis genom att renovera turbin, generator och slitagedelar eller uppgradera anläggningen genom att byta ut dessa komponenter. De två sistnämnda ökar livslängden avsevärt och ger troligtvis upphov till en ökad elproduktion. Framför allt en uppgradering kan ge upphov till relativt sätt mycket elcertifikatberättigad produktion. Investeringsbehovet för vattenkraften i Sverige är ganska högt fram till år 2030, se Figur 19, där också vilken typ av investering är uppskattad. Intäkterna från el och möjligen elcertifikat kommer dock spela en viktig roll för vilken typ av investering som görs i slutändan.

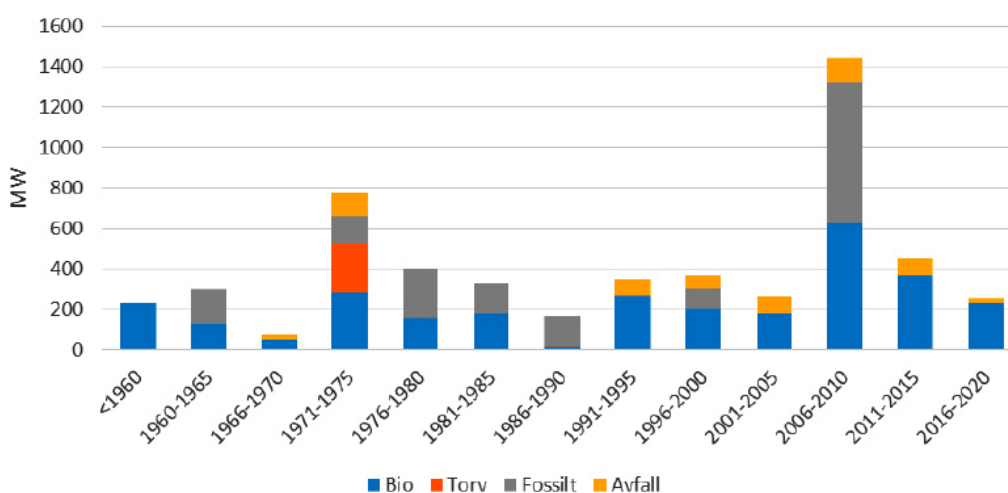


Figur 19. Investeringsbehov för den svenska vattenkraften per år (genomsnitt av 5-årsperioden). Den orange ytan motsvarar den investeringstakten. Källa: Sweco.

Biokraften skiljer sig från de övriga förnybara kraftslagen genom att den inte huvudsakligen byggs eller finns för att producera el utan istället för att tillgodose ett värme- och ångbehov i fjärrvärmesystemen och industrin. Här finns också en möjlighet att få elcertifikat för både produktionsökningar och omfattande ombyggnader av äldre anläggningar. En produktionsökning avser här en ökning av den förnybara elproduktionen vilket innebär att en investering som medför att ett biobränsle kan användas istället för ett fossilt kan vara berättigat till elcertifikat. Potentialen inom elcertifikatsystemet kan därför vara nya produktionsanläggningar baserat på till exempel ökat värmeunderlag, nya anläggningar som ersätter gamla anläggningar, omfattande ombyggnader av befintliga anläggningar samt produktionsökningar av befintliga anläggningar.

Ekonomin för ett kraftvärmeverk beror också främst på dess möjlighet att producera fjärrvärme till en konkurrenskraftig kostnad. Dessutom måste fjärrvärmen produceras och därför kan val av anläggning hänga samman med vilket bränsle som det finns bra tillgång till över tid.

Det finns inte något stort återinvesteringsbehov i biokraftanläggningarna idag och endast 25 procent av anläggningarna är äldre än 25 år. Figur 20 visar när den existerande kraftvärmekapaciteten installerades. Det är alltså inte sannolikt att det kommer att komma in en större mängd biokraft de närmaste 10 åren. Det är däremot sannolikt att det kommer att tillkomma några anläggningar och produktionsökningar som i storleksordningen några TWh, på grund av investeringsbehovet.



Figur 20. Installationsår på existerande kraftvärmekapacitet i Sverige. Källa: Sweco.

Med största sannolikhet kommer det att göras investeringar inom sol, biokraftvärme och vattenkraft som skulle kunna producera elcertifikatberättigad elproduktion. Hur stor andelelcertifikatberättigad produktion det blir kommer vara beroende av de intäkter som anläggningarna kan få.

4.3.7 Elcertifikatets påverkan på investeringsklimatet

Det långsiktiga priset på elcertifikat idag beror på produktionskostnaden för den marginalprissättande tekniken och elpriset. Efter måluppfyllnad inom elcertifikatsystemet finns ingen marginalprissättande teknik, men det kommer dock fortfarande finnas ett utbud och efterfrågan på elcertifikat. Hur marknaden kommer att prissätta elcertifikat efter måluppfyllelse är därför osäkert.

Utan en stoppregel kan det komma in nya anläggningar i systemet efter 2020 som kan resultera i ett överskott av elcertifikat på marknaden. I vilken omfattning detta påverkar elcertifikatpriset är oklart men beror på hur mycket produktion som kommer in. Eftersom det tar en tid från investeringsbeslut till drifttagning kan det komma in flera anläggningar som var för sig gjort bedömningen att deras specifika projekt inte nämnvärt påverkar utbudet av elcertifikat.

Marknadsaktörer har olika strategier och skäl för att göra en investering och därför är det svårt att avgöra hur viktigt elcertifikatpriset kommer att vara för investeringar när målet har nåtts. En försiktig och insatt investerare kommer kanske inte att räkna med någon ersättning för elcertifikat. Andra investerare kanske tittar mer på det rådande elcertifikatpriset eller det historiska priset medan vissa tror på åtminstone någon form av inkomst från elcertifikat. Privatpersoner som investerar i solceller är i regel exempel på icke insatta investerare.

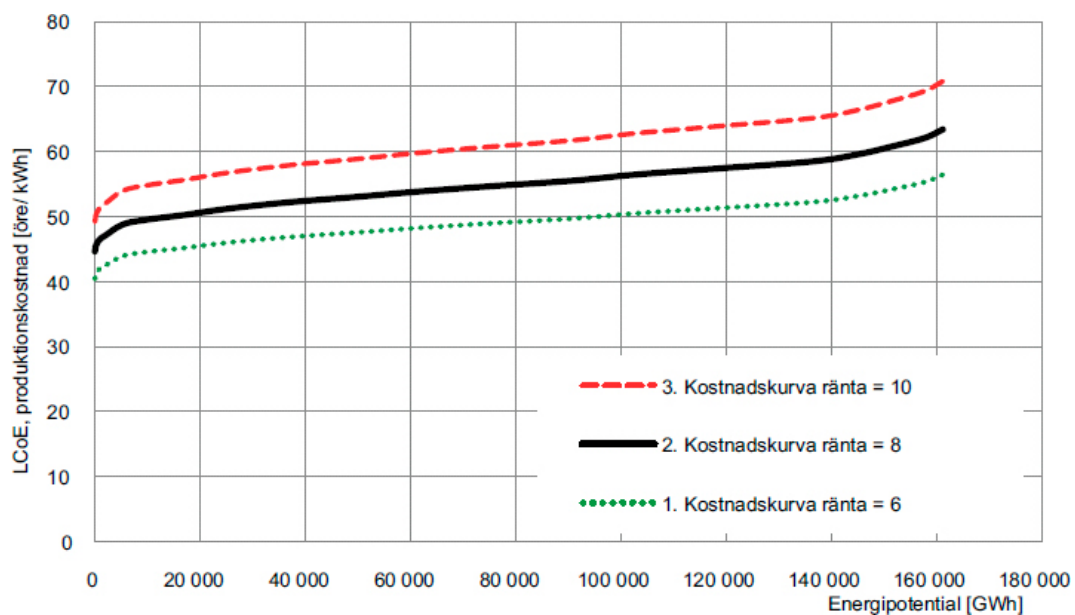
Om de som investerar antar ett visst elcertifikatpris som underlag i en lönsamhetsbedömning är det viktigt att fundera kring vad elcertifikatpriset blir runt år 2020. Det är dock inte denna rapports syfte att göra en sådan uppskattning.

4.3.8 Känslighetsanalys av variationer i kostnad och intäkt för svenska vindkraftsprojekt

Tidigare i denna analys jämfördes produktionskostnaden för vindkraft med det genomsnittliga elpriset. Det går att göra vissa generella slutsatser av detta men faktum är att både intäkter och långsiktiga marginalkostnader kan skilja sig mycket både inom och mellan produktionsslag som i genomsnitt har en ganska likvärdig lönsamhet. Utöver investeringskostnad samt drift och underhåll kan skillnaden vara stor beroende på aktörer, geografisk placering, storleken på projektet, typ av anläggning mm.

Investerare med andra avkastningskrav eller miljöprofil

Investeringar i förnybar elproduktion är kapitaltunga och kapitalkostnaderna utgör en betydande andel av kostnaderna. Kapitalkostnaderna ser däremot olika ut för olika investerare med olika avkastningskrav och möjlighet till finansiering. Med låga intäkter från el och elcertifikat ställs det höga krav på volym elproduktion och låga drift- och underhållskostnader för att täcka avkastningskraven. Olika investerargrupper har olika krav och preferenser på avkastning, långsiktighet och risk. Figur 21 visar kostnadskurvor för vindkraft vid olika avkastningskrav. I exemplet utgör 2 % minskning av kalkylräntan en kostnadsförbättring på 5 öre/kWh.



Figur 21. Produktionskostnaden för vindkraft i Sverige med olika antaganden om kalkylränta. Detta styr tillsammans med den ekonomiska livslängden de skattade kapitalkostnaderna.

Viktiga aktörer som investerar i vindkraft i Sverige idag utgörs av stora energibolag, skogsföretag som är stora markägare samt industri-, bostads- och handelsbolag som använder egenproducerad el. I Tabell 8 visas fördelningen av företagstyper under år 2013 och 2014. Även om energibolag och vindkraftsbolag dominerar är det tydligt att det finns ett stort antal bolag så som industri, handelsbolag, bostadsbolag och kommuner som kan ha andra intressen så som miljöprofil, kontroll över sin inköpta el eller självförsörjning snarare än hög avkastning som drivkraft. Dessa aktörer kan också ha möjlighet att låna pengar till en betydligt lägre kostnad än exempelvis vindkraftbolag och andra mindre aktörer, t.ex. jordbrukare.

Tabell 8. Produktionskostnaden för vindkraft i Sverige med olika antaganden om kalkylränta. Detta styr tillsammans med den ekonomiska livslängden de skattade kapitalkostnaderna.

Företagstyp	Installerad produktion (TWh)	Andel av total kapacitet (%)
Vindkraftsbolag	1,9	41,3
Energibolag	1,3	29,3
Industribolag	0,6	12,2
Handelsbolag	0,3	6,7
Övrigt	0,2	3,3
Bostadsbolag	0,2	3,3
Kommuner eller landsting	0,1	2,3
Privatpersoner	0,05	1,1
Ekonomiska föreningar	0,03	0,6
Totalt	4,6	100,0

En tydlig trend det senaste året är att utländska institutionella investerare, som pensionsfonder, försäkringsbolag och investmentbanker, bidrar till att realisera projekt med billigt kapital och finansiering. Sådana investerare har i många fall lägre avkastningskrav än traditionella investerare och energibolag och tjänar på en gynnsam valutautveckling. Samtidigt ställs det hårdare krav på exempelvis säkring av intäkter, avtal för drift- och underhåll och försäkring.

I Sverige (och till en viss grad i Norge) har professionella projektutvecklare kontinuerligt tagit fram flera konkurrenskraftiga vindkraftsprojekt. Projektutvecklarna har specialiserat sig på att utveckla projekt från planering- och tillståndsstadiet till byggnation och idriftsättning. I många fall skräddarsys också projektfinansiering, intäktssäkring och avtal för drift och underhåll efter investerarens önskemål och riskprofil. Detta har bidragit till att företag, offentliga institutioner, investeringsfonder och privatpersoner utan kunskap om vindkraft enkelt kan genomföra investeringar.

Investeringar från vissa typer av investerare kan i många fall vara strategiska snarare än att vara kopplade till ekonomiska motiv och lönsamhet. Kommuner eller företag som vill anta en grön profil kan exempelvis ha helt olika krav på avkastning jämfört med traditionella energibolag. Uppfyllandet av politiska mål, goodwill och profilering av varumärken kan ha stort värde i sig själva. Ett annat exempel kan vara investeringar i ett kraftvärmeverk efter beslut på kommun-nivå. Sådana projekt är inte nödvändigtvis avhängiga intäkt för elcertifikat för att realiseras, men genomförs investeringen ansöker innehavaren i regel om att få anläggningen godkänd för tilldelning av elcertifikat.

Repowering av existerande vindkraftverk

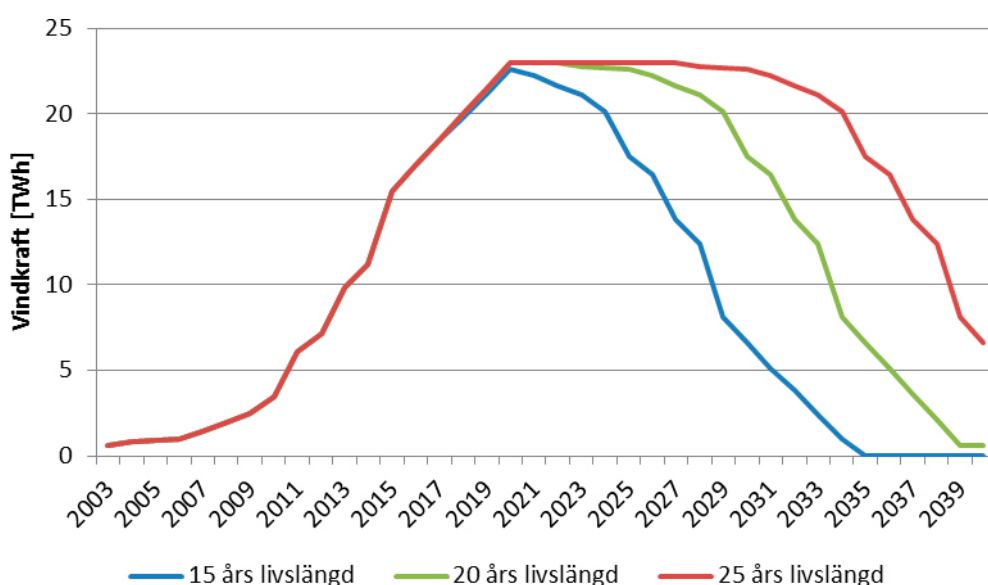
Repowering av existerande vindkraftverk är aktuellt när en anläggning närmar sig förväntat ekonomisk och teknisk livslängd. För att återanvända existerande lokalisering och infrastruktur kan det förväntas ge kostnadsreduktioner på 20–30 procent jämfört med att bygga helt nya anläggningar. Sådana investeringar kan realiseras med avkortad tilldelningsperiod för elcertifikat och ändå vara lönsamma.

Det är inte bara nya anläggningar som får elcertifikat i Sverige utan även produktionsökningar och anläggningar som anses nya efter omfattande utbyggnad. Detta beskrivs mer utförligt för vattenkraften och biokraften i avsnittet om produktionskostnader då dessa äldre anläggningar länge nyttjat denna möjlighet och har ett ständigt behov av reinvesteringar.

Vindkraften vars utbyggnad tog fart ordentligt i mitten av 2000 – talet har ännu inte fått något större behov av reinvestering. Med tiden kommer dock ett större antal vindkraftsverk att åldras och det kommer att finnas möjligheter och behov av att ersätta enskilda verk eller parker. Detta brukar benämnas *repowering*. När i tiden det kommer ske beror både på den tekniska livslängden men också när intäkterna inte längre är tillräckliga för att driva anläggningarna vidare. Figur 22 visas den årliga vindkraftsproduktionen i Sverige med antaganden om livslängder

på mellan 15 och 25 år. Den viktiga skillnaden i scenarierna är att vid 15 års livslängd kommer några TWh produktion redan att börja försvinna innan elcertifikatmålet år 2020 ska uppnås medan det med 25 års livslängd först blir betydande vid elcertifikatsystemets slut. En viktig faktor förutom tekniken är att anläggningar inte får elcertifikat efter 15 år från anläggningens datum för godkännande och antas elpriset vara fortsatt lågt runt år 2020 finns en större risk att anläggningarna tas ur drift.

I praktiken kommer vindkraftverken ha en varierande livslängd och därmed bör det ses som självklart att ett betydande antal vindkraftverk kommer att börja läggas ner redan runt år 2020 men att det samtidigt är troligt att det är först mot slutet av år 2030 som vindkraftsproduktionen börjar gå ner på allvar.



Figur 22. Exempel på den årliga vindkraftproduktionen i Sverige med ett antagande om vindkraftsutbyggnaden stannar vid en utbyggnad om totalt 23 TWh till år 2020 och med en livslängd på 15, 20 respektive 25 år.

Att ersätta befintlig vindkraft med ny får betydelse för kostnaden. Antas verken fortsätta få elcertifikat för omfattande ombyggnad kommer nya anläggningar med tiden utgöra en stor konkurrent till helt nya anläggningar men när i tiden det kommer ske är som tidigare nämnts inte helt klart. Det är svårt att veta exakt vilka kostnadsreduktioner som nybyggnaden kommer att innebära. De tidiga vindkraftverken har lägre effekt, har lägre tornhöjd och mindre rotordiameter. Om dessa ska ersättas med nya verk kommer det krävas ett nytänkande då dagens standardverk ser annorlunda och det finns skalfördelar som innebär att det är mer kostnadseffektivt med exempelvis stora verk och lågvindsturbiner. Det är oklart om de platser som de mindre vindkraftverken finns på är lämpliga att sätta upp stora vindkraftverk på och hur lätt det är att få tillstånd för dessa. Dock finns redan viss infrastruktur på plats som reducerar kostnader.

De verk som byggts på senare år har en högre höjd och effekt och det är rimligt att anta att vindkraftverk på land snart närmar sig ett tekniskt optimum där ett verk vid livstidens slut kan ersättas med ett i princip likadant. Men eftersom detta inte verkar ha nåtts ännu kommer troligen reinvesteringarna i dessa anläggningar också kräva vissa modifieringar i höjder m.m. Det kommer då också att finnas problem med att ett enskilt verk i en park inte enkelt kan bytas ut mot ett större då parken optimerats för en viss storlek på verken. Det kan dock antas att platserna i alla fall är lämpliga att ha stora vindkraftverk på och att det inte är lika svårt att få nya tillstånd.

Om vindkraftverken på sikt når en mer standardiserad teknik¹⁶ skulle byte av befintliga verk kunna bli en naturlig del av livslängden för en större vindkraftspark. Detta är också en tillståndsfråga men i ett ekonomiskt perspektiv skulle detta kunna sänka kostnaden för nyinstallation av verk samt höja livslängden på en vindpark avsevärt. När den tekniska utrustningen och infrastrukturen redan är etablerad och projekteringstiden kan förkortas avsevärt (möjligen även enklare att få tillgång till kapital) så kan troligen kostnadsreduktion bli omfattande. Men mer standardiserade verk skulle också kunna innebära att det blir vanligare att byta ut enskilda delar av verket, så som rotorblad, snarare än hela verket. Men i dagsläget får en producent inga elcertifikat för detta annat än för den ökade produktionen.

Profilkostnad

Profilkostnad, eller vindvärdet som det också kallas specifikt för vindkraft, är hur produktionen varierar i förhållande till elpriset. Vissa kraftslag så som vindkraft och kraftvärme varierar sin produktion utifrån hur det blåser respektive värmeunderlaget och inte utifrån efterfrågan/priset på el. Andra kraftslag så som vattenkraften styr sin produktion utifrån efterfrågan/priset medan vissa normalt kör på full effekt hela tiden. Det sistnämnda är exempelvis kärnkraft även om de normalt planerar sina revisioner till tidpunkter då efterfrågan brukar vara låg.

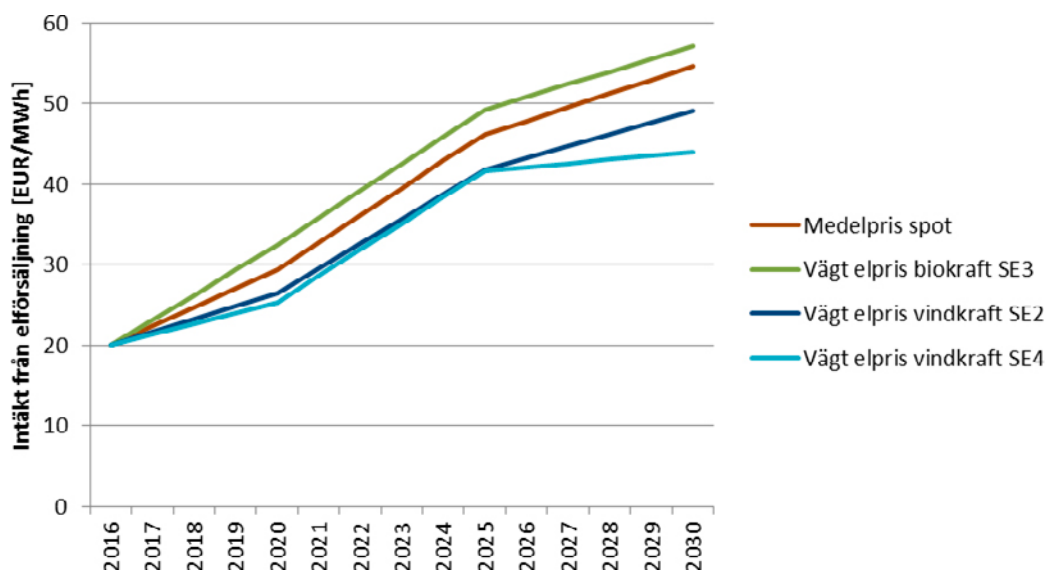
Intäkterna för producenter med en varierande produktion kommer inte att vara densamma som medelspotpriset på Nord Pool. Vattenkraften som är planerbar och flexibel kommer sannolikt få en högre intäkt än medelpriset medan situationen är mer komplex för de som inte kan (eller vill) styra mot elpriset eller elanvändningen. Generellt så kommer intäkterna bli högre om produktionen normalt sammanfaller med höga priser och tvärt om. Men vid en tillräckligt stor utbyggnad av ett kraftslag så börjar det i sin tur att påverka elpriset. Kraftvärme har exempelvis en produktion som sammanfaller väl med höga elpriser, då det oftast är kallt, och kommer sannolikt även vid en hög andel av den totala elproduktionen få en högre intäkt från el än medelspotpriset. (när brytpunkten för att de ska börja tjäna mindre infaller är dock oklart). Vindkraften har också en högre produktion under vinterhalvåret men dess andel är nu så hög att den påverkar elpriset negativt så att det sannolikt blir en lägre intäkt för en vindkraftsproducent.

¹⁶ Med standardiserad menas först och främst att ett nytt verk inte skiljer sig så mycket från det gamla med avseende på effekt, elproduktion, fullasttimmar, tornhöjd och rotordiameter.

Modellresultat från Apollo visar profilkostnaden för vindkraft kan ligga mellan cirka 0,7 och 11 öre per kWh. Men det är starkt beroende av det genomsnittliga elpriset, hur mycket vind som byggs och elområde. Om elpriset är lågt blir vindprofilen generellt låg och lägst blir den i SE2 år 2025 om ingen investering sker i vindkraft och bränslepriset är lågt. Högst blir det år 2035 om det sker en investering i vindkraft, delar av kärnkraften fasas ut och bränslepriserna är höga. Värt att notera är då att priset går från det, jämfört med idag, höga priset på runt 80 öre per kWh till strax under 70 öre per kWh och troligen skulle det inte påverka investeringsviljan.

Intäkter och utgifter för anläggningar skilja sig ganska mycket från medelvärdet även om elcertifikaten räknas bort. Gällande mer kommersiella anläggningar som matar ut el på nätet är skillnaden inte lika stor men den kan ändå vara betydande och framför allt kan den få mer betydelse när en större andel variabel produktion kommer in på nätet och ger stora prisvariationer. Detta kommer bland annat göra att planerbara och flexibla anläggningar får en högre medelintäkt. Å andra sidan kan vissa anläggningar producera mindre el under året vilket höjer produktionskostnaden.

För att illustrera detta så har intäkterna från försäljning av el exemplifierats i Figur 23 för olika elområden och tekniker. Utan att räkna med nätkostnaden kan alltså ett biokraftprojekt i SE3 få intäkter som är drygt 13 EUR per MWh högre än ett vindkraftsprojekt i SE4, år 2030. Detta är utan eventuella intäkter från elcertifikat.



Figur 23. Exempel på intäkter för olika produktionsslag i olika budområden utgående från scenariet med utbyggnad av vindkraft från elmarknadsmodellen. I det vägda elpriset ingår de från Apollo uträknade profilkostnaderna och för vindkraften ingår också en kostnad för obalans på 2 EUR/MWh.

Vägs resultatet från beräkningen av profilkostnaden in i den samlade bedömningen av produktionskostnad och intäkter i Figur 18 så minskar alltså sannolikheten för vindkraften att kunna byggas ut utan elcertifikat men den ökar något för biokraften.

Geografisk placering

Geografisk placering är en viktig faktor inte minst på grund av skillnader i nät-tariffer. Men även elområdena har en påverkan på intäkterna. Dels har Sveriges fyra elområden olika elpris vid begränsad överföringskapacitet och dels skiljer sig områdena ifråga om balansering och andel vindkraft. I ett område med lägre andel vindkraft kan exempelvis också profilkostnaden vara lägre. Samtidigt kan ett område med stor andel reglerbar vattenkraft vara enklare att balansera och därmed kan obalanskostnaden bli lägre. Detta gäller bara vid begränsningar i överföringsförbindelsen.

Från modelleringen i Apollo skiljde sig inte elpriset speciellt mycket mellan elområden utifrån ett årligt medelvärde. Den största skillnaden var på 2 öre per kWh ifall kärnkraften fasas ut snabbare och det byggs mycket vindkraft. Däremot skiljer sig profilen över året mellan elområden vilket avspeglar sig i att exempelvis vindkraften får en större profilkostnad i SE4 än i SE2. Förklaringen till det ligger i vattenkraftens reglerförmåga i SE2 och att SE4 ligger nära norra Europa som har en mycket stor andel vindkraft som vindmässigt korrelerar med varandra.

I geografisk placering kan också medräknas att vissa företag äger egen mark och på så sätt kan undvika markarrende.

Nätkostnader

Nätkostnader kan till exempel vara avgifter för anslutning till elnätet och tariffer (avgifter och villkor för överföring av el) kopplade till produktion. Dessa skiljer sig mellan olika nätägare och innefattar fasta avgifter, effektagifter och energiavgifter.

Producenter kan också få betalt för nätnytta. Nätnytan beror på överliggande nät och förbrukning i aktuell nätsektion. En producent som kan garantera en viss tillförd effekt till elnätet skall få ersättning om nätägaren kan sänka effekten på sitt abonnemang.

Producenter som använder el för eget bruk påverkas också av att de kan minska sina tariffer för användning av el. Besparingen kan skilja sig mycket åt beroende på nätägare och hur fördelningen ser ut mellan fasta och rörliga avgifter men kan i många fall vara i samma storleksordning som elpriset¹⁷.

Skatter och avgifter

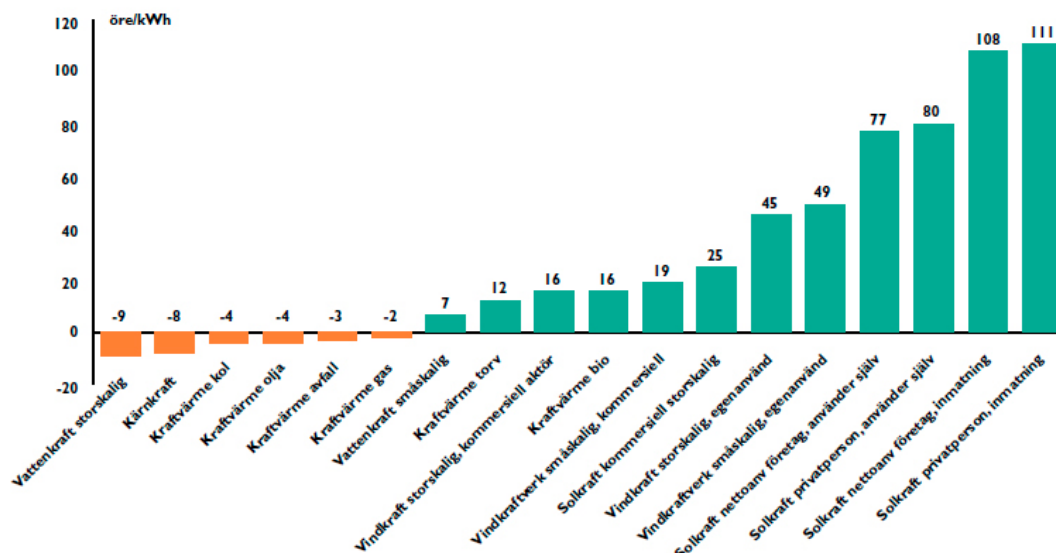
Skattet och avgifter skiljer sig något åt mellan olika kommersiella anläggnings-typer främst beroende på fastighetskatt men även på grund av att kärnkraften betalar effektskatt. Skillnaden blir desto större för egenproducenter då de inte alltid behöver betala fastighetskatt och att de kan undvika elskatt på konsumtion.

I Figur 24 nedan visas skillnader mellan olika kraftslag. Även elcertifikat på 17 öre per kWh ingår vilket kan vara lite missvisande då det bara är nya anläggningar som får elcertifikat (i 15 år). Skillnaden blir desto större för egenproducenter då

¹⁷ <http://www.ei.se/sv/Publikationer/Arsrapporter/elnsatsforetag-arsrapporter/>

de inte (alltid) behöver betala fastighetskatt och att de kan undvika elskatt på konsumtion. I beräkningarna nedan ingår även solcellstödet som inte alla solcellsanläggningar kan få del av.

En översikt av hur skatter, avgifter, subventioner och undantag som innefattas i denna studie påverkar olika former av kraftproduktion. Källa: Skatteverket, Naturvårdsverket, Energimyndigheten, SCB, Finansdepartementet, Regeringen – se referenslista. Källdata bearbetade av Sweco.



Figur 24. En översikt av hur skatter och avgifter påverkar olika kraftproduktion. Källa: IVA.

Funktioner på elmarknaden och i kraftsystemet

Elsystemets behov av balans genererar både intäkter och kostnader för marknadens aktörer. Vad gäller elmarknaden finns spotmarknaden (dagen-före-marknad), Elbas (inom-dagen-handel) och reglerkraftsmarknaden. På Elbas går det att köpa sig i bättre balans, dvs att genom handel av elproduktion se till att det är balans mellan elproduktion och elkonsumtion. På reglerkraftsmarknaden kan balansansvariga¹⁸ delta genom att per timme lämna upp- eller nedregleringsbud för att säkerställa att kundernas användning av el motsvaras av elleveranserna. Det är i slutändan den balansansvariga får betala för obalans mellan användning och leverans av el. Det finns alltså en möjlighet att få en extra intäkt eller kostnad beroende på hur aktiv aktören är på elmarknaden och hur planerbar dennes produktion är. Även om obalansen betalas av den balansansvariga överförs kostnaden till producenterna antingen genom att de som varit i obalans får betala eller också genom en fast avgift. Kostnaden rör sig om några få öre per kWh men kan komma att öka vid mer obalanser och högre elpris. De som gynnas i slutändan är produktion som är planerbar och/eller flexibel.

¹⁸ En elleverantör är enligt ellagen skyldig att leverera lika mycket el som elleverantörens kund (elanvändaren) förbrukar. För att uppfylla skyldigheten måste det finnas någon som åtar sig balansansvaret för elleveransen. Elleverantören kan antingen själv ta det ansvaret, och därmed bli balansansvarig aktör, eller anlita ett företag som redan är en sådan aktör.

4.3.9 Sammanvägd bedömning

Våra analyser visar att det finns många osäkerheter i lönsamheten för förnybara anläggningar efter år 2020. Det gäller bland annat om produktionskostnader för vindkraft och solceller kommer att minska, vilket el- och elcertifikatpris som kan förväntas i framtiden och hur övriga utgifter och intäkter utvecklas. Det finns också en rad faktorer som miljöprofil, avkastningskrav och nätkostnader som har inverkan på investeringsviljan. Klart är att det redan idag finns investerare i förnybar el som primärt inte är energibolag utan vill skapa en miljöprofil för deras huvudsakliga näringsverksamhet.

På grund av att det tar några år från investeringsbeslut till drifttagning kommer anläggningar som byggs fram till år 2025 att beslutas nära år 2020. En jämförelse mellan det i den här rapporten bedömda framtida elpriset och produktionskostnad för vindkraft visar att det inte är sannolikt att vindkraften kommer att byggas ut de närmaste åren efter år 2020 utan stöd. Eventuella investeringsbeslut kommer därför att behöva fattas utifrån en förväntad intäkt från både elpris och elcertifikatpris. Inledningsvis kommer därför elcertifikatpriset runt år 2020 vara viktigt för hur mycket investeringar som görs vilket i sin tur beror på utbyggnaden och måluppfyllnad fram till år 2020.

Analysen visar också att det sannolikt finns andra förnybara kraftslag kan komma in i systemet efter målåret som har en påverkan på elcertifikatspriset och överutbyggnad. Det gäller framför allt produktionsökningar och ombyggnader av kraftvärme och vattenkraft samt nya solcellsanläggningar. Dessa investeringar kan dessutom vara nödvändiga att genomföra och i någon mån oberoende av möjlighet till intäkt från elcertifikat eller inte. Priset på elcertifikat och el kommer dock att vara mycket viktigt för omfattningen av dessa investeringar.

På länge sikt, efter år 2025, kommer troligen elcertifikat få en mindre betydelse vid investeringsbeslut. Då är också sannolikheten för att elpriset skulle vara tillräckligt för att täcka produktionskostnaderna större. Osäkerheten i när eller om det kommer att ske är fortfarande stor. Profilkostnaden för vindkraft medför att det tar längre tid att nå dit men dess betydelse för intäkterna är inte så stor förutom möjligen i elområde 4.

Närmare år 2030 kommer också återuppbyggnad av vindkraftverk vars tekniska livslängd nått sitt slut kunna utgöra en betydande del av investeringarna. Det är oklart vilken produktionskostnad dessa investeringar har men de kommer troligtvis innebära en lägre investeringskostnad på grund av att en stor mängd kringutrustning och infrastruktur redan finns på plats samt att projekteringsfasen kan minska betydande i omfattning särskilt när vindkraftverken standardiserats ytterligare.

Det framtida priset på elcertifikat har inte analyserats grundligt i analysen. Skälet till detta är att den fundamentala prissättningen på elcertifikat är osäker åren efter att målet nåtts.

4.4 Produktionsökning och omfattande ombyggnad efter 2020

I analysen ingår också att värdera hur produktionsökningar i befintliga anläggningar samt möjlighet till godkännande för ny tilldelningsperiod i befintliga anläggningar bör hanteras.

4.4.1 Problemställning

Vid ett eventuellt införande av en stoppregel i Sverige och Norge är utgångspunkten att ny produktion som tas i drift efter stoppregelns tidpunkt inte ska vara berättigad tilldelning av elcertifikat. I Norge är detta redan reglerat i det norska regelverket för elcertifikat. För anläggningar där delar av anläggningen tas i drift innan stoppregeln och resten av anläggningen tas i drift efter stoppregelns tidpunkt kommer bara den delen av anläggningen som togs i drift före stoppregelns tidpunkt att kunna tilldelas elcertifikat.

Anläggningar som är godkända inom elcertifikatsystemet har en beslutad tilldelningsfaktor och tilldelningsperiod för elcertifikat. Tilldelningsfaktorn är en fast andel med avseende elproduktionen i en anläggning. Om en anläggning exempelvis är godkänd för tilldelning av elcertifikat för hela produktionen är tilldelningsfaktorn 1. Anläggningen tilldelas då automatiskt elcertifikat för hela sin förnybara produktion.

Stoppregeln ska också gälla för anläggningar som till följd av åtgärder eller investeringar i anläggningen ökar produktionen varaktigt. Energimyndigheten och NVE kommer, om en stoppregel införs, inte att godkänna anläggningar för tilldelning av elcertifikat för produktionsökning om den driftas efter stoppregelns tidpunkt. Det kommer heller inte vara möjligt att godkännas för en ny tilldelningsperiod av elcertifikat efter omfattande ombyggnationer.

Om en anläggning som redan är godkänd för tilldelning av elcertifikat genomför produktionsökande åtgärder efter stoppregelns tidpunkt utan att tilldelningsfaktorn justeras kommer anläggningen tilldelas fler elcertifikat än vad anläggningen egentligen var godkänd för. Det kommer då utfärdas fler elcertifikat än vad det finns efterfrågan för inom elcertifikatsystemet. Energimyndigheten och NVE bör så långt det är möjligt justera tilldelningsfaktorn för produktionsökningar som tillkommer efter stoppregelns tidpunkt i anläggningar som sedan tidigare godkänts för tilldelning av elcertifikat (dvs godkänts före stoppregelns tidpunkt).

4.4.2 Uppföljning av produktionsökningar efter stoppregelns ikraftträdande

Produktionsökningar i elcertifikatberättigade anläggningar som genomförs efter att tidpunkten för stoppregeln har passerat är inte elcertifikatberättigade. I både Sverige och Norge har alla elcertifikatberättigade producenter en skyldighet om att meddela myndigheterna om det skett för godkännandet eller för tilldelning av elcertifikat en väsentlig förändring. Myndigheterna kommer i varje enskilt fall bedöma om det finns behov av att justera tilldelningsfaktorn.

Energimyndigheten och NVE måste införa ett system och ett regelverk för att hantera produktionsökningar eller omfattande ombyggnader i befintliga anläggningar efter stoppregelns tidpunkt.

Upplyningsplikt. Enligt 2 § 6 kap. i Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om elcertifikat (STEMFS 2011:4) ska innehavaren till en anläggning utan begäran meddela Energimyndigheten inom 14 dagar om en för godkännandet eller för rätten att tilldelas elcertifikat väsentlig förändring. Eventuella produktionsökningar/omfattande ombyggnader i godkända anläggningar ska därmed meddelas av innehavaren. Det finns ett motsvarande krav på innehavare i Norge.

Kontroll och tillsyn. NVE och Energimyndigheten utövar så långt det är möjligt tillsyn mot alla godkända anläggningar. Detta sker genom platsbesök, utifrån uppgifter som myndigheterna genom tillsynen begär från innehavaren eller baserat på redan tillgänglig information. Energimyndigheten har som tillsynsmyndighet rätt att på begäran få de upplysningar och ta del av de handlingar som behövs för tillsynen. Energimyndigheten har vid begäran rätt att få tillträde till anläggningar samt lokaler och områden som hör till sådana anläggningar i den utsträckning som behövs för tillsynen.

Som kontoföringsmyndighet kan Energimyndigheten (Statnett är motsvarande i Norge) föra fortlöpande kontroll över produktionen i alla godkända anläggningar. Vid produktionsavvikelser i förhållande till den installerade effekten som registreras när anläggningen godkändes för elcertifikat kommer myndigheterna kontrollera avvikelserna och vid behov kontakta innehavaren eller den kontoansvarige för att utreda avvikelserna. Myndigheterna har möjlighet att stoppa utfärdandet av elcertifikat tills dess att grunden till avvikelserna är uppklarad och eventuella åtgärder har vidtagits.

Sanktioner. En anläggnings godkännande kan återkallas om en anläggning inte längre uppfyller förutsättningarna för godkännande. I det fall elcertifikat har tilldelats på felaktiga grunder kan olika typer av sanktionsavgifter aktualiseras.

NVE och Energimyndigheten förväntar att risken för sanktioner ger anläggningsinnehavaren incitament till att efterfölja meddelandeplikten och att ta kontakt med myndigheterna när utbyggnad av anläggning planeras. På så sätt kan myndigheterna vid behov justera anläggningens tilldelningsfaktor efter 2020.

Justera tilldelningsfaktorn efter 2020. NVE och Energimyndigheten kommer i varje enskilt fall bedöma om det finns grund för att justera tilldelningsfaktorn. Det är därför nödvändigt att anläggningsinnehavare samarbetar med NVE och Energimyndigheten och levererar nödvändig dokumentation för en korrekt bedömning av den ökade elproduktionen. Det krävs i många fall olika typer av beräkningar för att kunna reducera och fastställa en korrekt tilldelningsfaktor. Det måste vara tydligt vad innehavaren ska vara ansvarig för och om det faller på innehavarens ansvar att tillhandahålla eventuella beräkningar av ökad elproduktion.

4.4.3 Myndigheternas hantering av omfattande ombyggnad och produktionsökning efter 2020

Vid ett eventuellt införande av en stoppregel i Sverige och Norge är utgångspunkten att ny produktion som tas i drift efter stoppregelns tidpunkt inte ska vara berättigad tilldelning av elcertifikat. Det innebär att regelverk måste utformas för att hantera

- produktion i anläggningar som för första gången tagits i drift eller återupptagits i drift efter den 31 december 2021,
- produktionsökningar i befintliga anläggningar där de produktionshöjande åtgärderna genomförts efter den 31 december 2021 och
- produktionsökningar i befintliga anläggningar efter den 31 december 2021 som sedan tidigare är godkända för tilldelning av elcertifikat där den ökade produktionen är en följd av investeringar i anläggningen.

Innehavaren av en godkänd anläggning är skyldig att meddela väsentlig förändring i anläggning till myndigheterna och myndigheterna har ett tillsynsansvar. På så sätt kan ökad produktion inom godkända anläggningar efter stoppregelns tidpunkt identifieras. Om myndigheterna bedömer att det finns skäl kan anläggningens tilldelningsfaktor reduceras för att hindra att elcertifikat tilldelas elproduktion som har ökat efter stoppregelns tidpunkt.

4.5 Slutsatser och förslag

Det finns risk för överutbyggnad efter år 2020

Energimyndighetens analys visar att produktionskostnaden för vindkraft sannolikt kommer att minska i framtiden och att elpriset sannolikt kommer att öka. Samtidigt finns en stor diversitet mellan investerare i förnybar el med avseende på avkastningskrav, syftet med investeringen och möjliga intäkter och utgifter.

Energimyndigheten bedömer utifrån analysen att det kommer att komma in anläggningar i elcertifikatsystemet de första åren efter år 2020 som överskrider målet med elcertifikatsystemet. Skälet till detta är att

- Vissa aktörer har intressen som ligger utanför förtjänsten från el och elcertifikatmarknaden
- Marknadsaktörerna har inte fullständig information över vilka investeringar som görs av andra aktörer och kan därmed inte förutse om deras investeringsbeslut är en del av målet eller inte. Det kan också vara svårt att förutse konsekvenserna av hur ett specifikt projekt som leder till överutbyggnad påverkar elcertifikatsystemet och priset på elcertifikat.
- Vissa investerare så som pensionsfonder kan göra investeringar på lång sikt med låga avkastningskrav initialt men med förhoppningar om ökade intäkter genom ökat elpris efter ett antal år.
- Vissa investeringar i till exempel produktionssökningar och ombyggnader kan ha tillräckligt låga produktionskostnader för att genomföras trots osäkra intäkter eller anses tillräckligt nödvändiga för att genomföras.

På längre sikt finns också en ökad sannolikhet att ett icke obetydligt antal förnybara anläggningar kan bära sina egna kostnader med enbart elpriset och därför ytterligare kan komma att öka överskottet av elcertifikat.

Det finns behov av stoppregel om inga nya mål inom elcertifikatsystemet antas

För att skapa trygga förutsättningar för de marknadsaktörer som har investerat och som ska fatta investeringsbeslut, inom ramen för den del av ambitionen som finns kvar, finns skäl att införa en stoppregel.

Det är samtidigt viktigt att stoppregeln beslutas inom en snar framtid för att tidigt sända en signal till marknaden att elcertifikat endast kommer att utfärdas till anläggningar som tas i drift innan stoppdatumet. Investeringarna får heller inte avta av rädsla för att en försening av projektet innebär att alla intäkter från elcertifikat uteblir. Därför bör datumet för stoppregeln sättas en tid efter det sista datumet för måluppfyllnad. Detta är också i linje med den flexibilitet som möjligheten att spara elcertifikat innebär för systemet. För att också harmonisera med regelverket i Norge och skapa lika förutsättningar för elcertifikatmarknadens aktörer bör stoppregeln börja gälla från 31 december 2021.

Analysen är komplex

Även om Energimyndigheten gör bedömningen att det finns ett behov av en stoppregel är analysen som ligger till grund för bedömningen komplex. Elpriset, elcertifikatpriset, produktionskostnaden för förnybar el, utbyggnad och kostnader förknippade med elsystemet är beroende av varandra. Förhållandet mellan dessa faktorer förändras dessutom när målet väl är uppnått då exempelvis elcertifikatpriset inte längre har en tydlig långsiktig koppling till elpris och produktionskostnad. Nya beroenden uppstår också vid ett eventuellt införande av en stoppregel. Det har inom ramen för detta uppdrag inte varit möjligt att försöka modellera alla dessa samband och göra en dynamisk simulering.

En stoppregel har både för- och nackdelar

Systemets funktion påverkas av införandet av en stoppregel. Energimyndigheten bedömer att den på kort sikt har en positiv effekt på marknaden men att den på lång sikt kan skapa nya osäkerheter.

Nedan listas några av de viktigaste för- och nackdelarna för systemet och dess aktörer som följer med ett införande av en stoppregel:

Fördelar

- Minskar risken för överutbyggnad med risk för systemkollaps och nollpriser som följd. Detta är viktigt för alla som investerar inom elcertifikatsystemet.
- Det ger tydliga spelregler för aktörerna som ska fatta investeringsbeslut inom ramen för målet om 28,4 TWh till år 2020.
- En stoppregel bidrar till att minska antalet osäkerhetsfaktorer i systemet.

Nackdelar

- Stoppregeln innebär att inga nya anläggningar får elcertifikat. Om ett antal förnybara anläggningar läggs ner i förtid finns risk för underskott av elcertifikat med små möjligheter för marknaden att kompensera för detta med undantag för vissa biokraftanläggningar, vattenkraftanläggningar och att elleverantörerna väljer att ta kvotpliktsavgiften istället för annullering.
- Om en stoppregel införs och systemet senare får en ökad ambition måste stoppregeln tas bort eller omvärderas vilket kan innebära onödig osäkerhet för det framtida investeringsklimatet (inom det eventuellt nya målet) särskilt då det finns ledtider både i införandet och i borttagandet.
- Stoppregeln är framför allt viktig om produktionskostnaden förväntas sjunka i framtiden.

Norges stoppregel har ytterligare funktioner än en eventuell svensk

Behovet av stoppregel kan också utgå från de diskussioner som förs i Norge och Sverige om en eventuell ambitionshöjning. I Norge har det länge funnits en politisk ståndpunkt att det inte blir något nytt mål efter år 2020. I Sverige förs det snarare en diskussion om detta och det finns långsiktiga mål om ett 100 procent förnybart energisystem. I en situation med nytt mål efter 2020 i enbart Sverige har en stoppregel i Norge en välmotiverad funktion.

Behovet av åtgärd är nu men tiden är knapp

Marknadens behov av information om åren efter år 2020 är just nu eftersom investeringsbesluten som ligger till grund för produktion som ska ingå i målet främst kommer att fattas de närmaste två till tre åren. Samtidigt bör inte en stoppregel införas före elcertifikatssystemets framtid är klarlagt. Eftersom ett sådant beslut kan dröja kan stoppregelns funktion som marknadsstabiliserande bli svårt att uppnå. Det är därför viktigt att redan nu ge marknaden signaler om att anläggningar som tas i drift efter år 2021 inte nödvändigtvis har rätt till elcertifikat.

Det är viktigt att tänka större än en tidsatt stoppregel

Energimyndighetens samlade bedömning är att det är motiverat med en stoppregel. Den grundläggande orsaken till detta är att nuvarande utformning av elcertifikatsystemet inte är tillräckligt för att ge ett bra investeringsklimat för att kunna uppnå målet de sista åren före måläret.

Med utgångspunkt från den slutsatsen kommer kontrollstationerna att vara fortsatt viktiga. I dessa kommer det vara viktigt att följa elcertifikatsystemets funktion och vid behov se över regelverket inklusive stoppregeln.

Eftersom tiden är knapp fram till år 2020 samtidigt som ett beslut om elcertifikatsystemet kan dröja riskerar stoppregeln att inte fylla den funktion som är viktig för marknaden. Ett alternativ som inte har analyserats inom ramen för detta uppdrag kan då vara att införa en mindre höjning av efterfrågan på elcertifikat till några år efter år 2020 i väntan på beslut om nya mål eller inte. Det kan också minska risken för att systemets trovärdighet ifrågasätts av investerare om det i slutändan beslutas om att göra en större ambitionshöjning.

5 Marknadsförbättrande åtgärder

5.1 Inledning

Energimyndigheten och Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) förser förlöpande elcertifikatmarknadens aktörer med information om elcertifikatsystemet. Detta omfattar bland annat information om godkända anläggningar inom elcertifikatsystemet, anläggningar under byggnation samt kvotpliktig elanvändning och faktorer som påverkar framtida teknisk justering av kvotpliktskurvan. Denna typ av information är viktig för att säkerställa elcertifikatmarknadens funktion.

I detta kapitel har vi valt att fokusera på följande övergripande punkter:

- Information
- Kommunikation
- Marknad och handel

Dessa har delvis valts ut utifrån synpunkterna som har tagits emot från aktörer och branschorganisationer i samband med uppdraget. Under vart och ett av de tre kategorierna ges en sammanfattning av information som finns tillgänglig idag och förslag på marknadsförbättrande åtgärder som lyftes fram i den förra kontrollstationen för elcertifikatsystemet. Dessutom kommer behovet av ytterligare åtgärder för att förbättra marknadens funktionssätt att analyseras.

5.2 Information

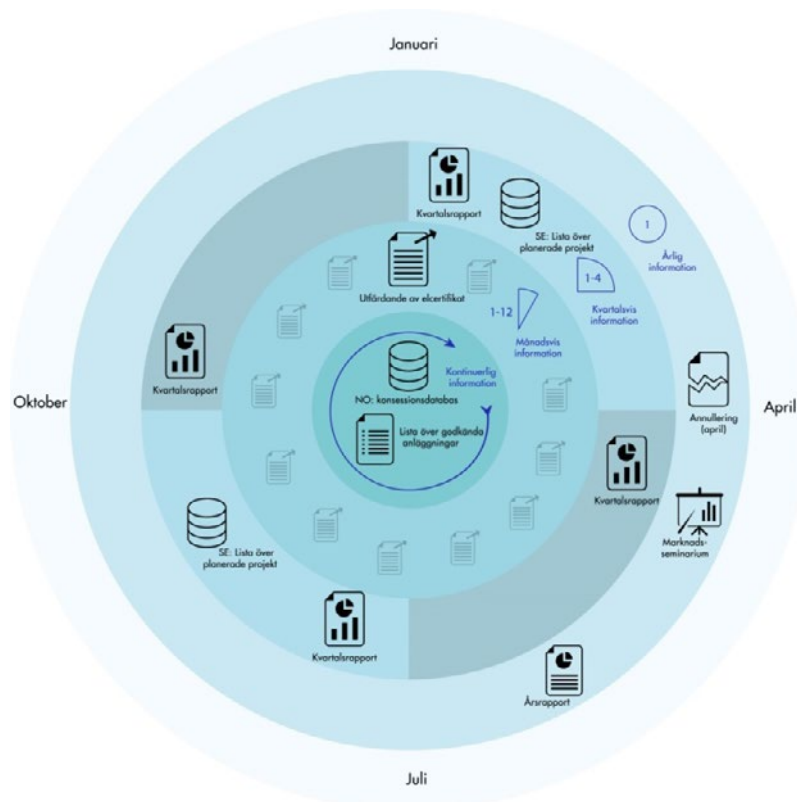
5.2.1 Tillgång på information

Energimyndigheten och NVE har ett ansvar för att tillhandahålla information om elcertifikatsystemet. Energimyndigheten och NVE redovisar marknadsstatistik på sina webbplatser, till exempel antalet godkända elproduktionsanläggningar och registrerade kvotpliktiga aktörer. Dessutom sammanställer myndigheterna marknadsrelevant information i olika publikationer. Det görs varje år en gemensam årsrapport om elcertifikatsmarknaden. Med årsrapporterna vill myndigheterna ge en bild av de viktigaste händelserna och nyckeltal för elcertifikatsmarknaden för det gångna året. Dessutom ger myndigheterna ut kvartalsrapporter. Dessa visar bland annat utvecklingen inom elcertifikatberättigad elproduktion, godkända anläggningar inom elcertifikatsystemet och prisutvecklingen av elcertifikat. Energimyndigheten och NVE skickar också ut pressmeddelanden förlöpande och det är möjligt att prenumerera på senaste nytt om elcertifikatsystemet från både Energimyndigheten och NVE. I NECS och Cesar, elcertifikatregisterna i Norge och Sverige, är det även möjligt att extrahera statistik om elcertifikatsystemet.

Efter Kontrollstation 2015 infördes fyra åtgärder för att förbättra tillgången till information på elcertifikatmarknaden.

- Det infördes årliga elcertifikatseminarer organiserade för att öka transparensen på elcertifikatmarknaden. Seminariet bidrar till att säkerställa förståelsen av myndigheternas utredningar, vilket bidrar till att minska den politiska osäkerheten inom systemet.

- Energimyndigheten och NVE tillhandahåller i dagsläget mycket information till elcertifikatsmarknaden. För att öka tillgängligheten till den information som redan ges ut har ett årshjul tagits fram som redovisar när publikationer och information knuten till den svensk-norska marknaden för elcertifikat finns tillgängligt, vilket visas i Figur 25. I bilaga 3 finns en detaljerad beskrivning av publikationer och information som framgår av årshjulet. Det har även sammanställts en lista över marknadsförbättrande åtgärder som är genomförda eller kommer att genomföras, dessa redovisas i samma bilaga.



Marknadsaktörerna vill att myndigheterna ansvarar för tillgång till mer information och mer systematisk information om utbyggnadstakten av elproduktionsanläggningar inom den gemensamma marknaden för elcertifikat.

66

har sammanställningen över anläggningar i tillståndprocessen utvidgats och listan ger information om en anläggning är under byggnation, driftsatt eller om anläggningen har fått besked om slutgiltigt tillstånd för att byggas.

Detta ökar förutsägbarheten för marknaden samtidigt som transparensen om utbyggnadstakten blir bättre. Denna information gäller endast för anläggningar som ansökt om tillstånd. Anläggningar som inte är tillståndspliktiga ingår inte och sammanställningen ger därför inte en komplett bild av utbyggnadstakten.

Energimyndigheten publicerade våren 2015 en sammanställning över identifierade projekt i Sverige, med projektstatus, som förväntas komma in i elcertifikatsystemet. Sammanställningen uppdateras två gånger om året och ger information kring utbyggnadstakten i Sverige. Flera aktörer har kommit med önskemål om en norsk motsvarighet till denna lista. Utvidgningen av listan på projekt i tillståndprocessen i Norge, som beskrevs ovan, är en del av lösningen. Information som tidigare har varit offentlig i Norge, men svårtillgänglig, kommer nu att systematiseras och göras lättåtkomlig på NVEs webbsidor.

Det kommer inte skapas en gemensam databas för svenska och norska projekt. Det finns flera skillnader mellan den norska och svenska processen för utbyggnad av förnybar elproduktion som gör det svårt att skapa en gemensam databas. Energimyndigheten och NVE har därför, utifrån respektive lands förutsättningar, fokuserat på att förbättra den information som redan finns eller kan göras tillgänglig.

Genom synpunkter från aktörer har det också efterfrågats ett gemensamt register för investeringsbeslut för utbyggnad av förnybar elproduktion i Sverige och Norge. Energimyndigheten och NVE kommer inte att upprätta ett sådant register. Myndigheterna ska ge ut opartisk och neutral information. Ett investeringsbeslut är inte nödvändigtvis slutgiltigt, det kan ändras, och bedömningen är därför att detta är en uppgift som Energimyndigheten och NVE inte ska ansvara för. Det är viktigt att marknadsaktörerna tar ansvar för att förmedla relevant information till marknaden när investeringsbeslut fattas. Både myndigheterna och marknadsaktörerna har ansvar för att elcertifikatsmarknaden är transparent och välfungerande.

5.2.2 Information om teknisk justering av kvoterna

Elcertifikatkvoterna är fastställda utifrån antaganden om framtida kvotpliktig elanvändning och elcertifikatberättigad elproduktion. Eftersom kvoterna baseras på antaganden måste kvoterna justeras när uppgifter om faktisk kvotpliktig elanvändning och elcertifikatberättigad produktion blir tillgängligt. I elcertifikatsystemet är det tänkt att denna justering ska göras med jämna mellanrum. Enligt avtalet om en gemensam marknad för elcertifikat framgår att kvoterna ska justeras minst vart fjärde år.

I samband med Kontrollstation 2015 påpekade aktörer att det fanns behov av att löpande få information om tekniska justeringar kvoterna och inte endast i samband med kontrollstationer för elcertifikatsystemet. Som ett resultat av aktörers synpunkter kring detta tog Energimyndigheten och NVE fram principer för hur kvoterna ska justeras framöver. Dessa beskrivs i detalj i kapitel 2. Det beslutades

också att Energimyndigheten och NVE ska genomföra årliga seminarier där det, bland annat, ska informeras om behovet av framtida justeringar av kvoterna. Under Energimyndigheten och NVEs elcertifikatseminarium våren 2015 presenterades exempelvis behovet av kvotjusteringar baserat på kvotpliktig elanvändning och elcertifikatberättigad elproduktion för 2014.

I samband med Kontrollstation 2015 efterlystes också mer lika information om kvotpliktigt elanvändning i Sverige och Norge. I Norge publicerades det kvartalsvis information om den kvotpliktiga elanvändningen. I Sverige publicerades siffror för den kvotpliktiga elanvändningen i samband med den årliga annulleringen. Utifrån de mottagna synpunkterna från branschen har Energimyndigheten låtit ta fram en metod för att kvartalsvis beräkna den kvotpliktiga elanvändningen. Dessa siffror presenteras numera i kvartalsrapporten för elcertifikatsystemet.

Trots de åtgärder som Energimyndigheten och NVE har genomfört efterlyser aktörer mer information om teknisk justering av kvoterna och underlag för beräkning av elcertifikatkvoter. Energimyndigheten och NVE vill belysa att många av åtgärderna som infördes i samband med Kontrollstation 2015 är nya och kräver tid för att etablera sig på elcertifikatsmarknaden. Samtidigt är det viktigt att information om framtida tekniska justeringar av kvoterna är lättillgängliga och tydligt beskrivna för aktörerna på elcertifikatsmarknaden. Det är viktigt att Energimyndigheten och NVE fortsätter arbeta aktivt och ser till att informationen når ut till aktörerna vilket bidrar till förbättra marknadens funktionssätt.

5.3 Kommunikation

Enhetlig kommunikation från norska och svenska myndigheter är grundläggande för trovärdigheten och för att minimera den politiska risken på elcertifikatsmarknaden. När marknadsrelevant information publiceras vid samma tidpunkt, tillgängliggörs för alla aktörer, är användarvänlig och lättillgänglig ökar förutsättningarna för att samtliga aktörer på den gemensamma marknaden kan agera på lika villkor.

Energimyndigheten och NVE har kommit överens om hur marknadsrelevant information ska publiceras. Information som är relevant och kan vara marknadspåverkande ska publiceras vid samma tidpunkt och på samma sätt i Sverige och Norge. På det viset säkerställs enhetlig kommunikation av information och lika villkor för marknadsaktörerna vilket är viktigt för transparensen på marknaden. Information som endast avses vara relevant och ha betydelse för det ena landet publiceras genom en kort nyhetsnotis i det andra landet.

Energimyndigheten och NVE strävar efter att den information som finns tillgänglig ska vara lätt att hitta och användarvänlig. Myndigheterna arbetar kontinuerligt med att utveckla och förbättra marknadsinformationen. Som ett stöd för arbetet med kommunikation och information till marknaden har kommunikationsplanen, som är Energimyndigheten och NVEs gemensamma strategi för kommunikationsarbetet, uppdaterats. Kommunikationsplanen finns tillgänglig respektive myndighets webbsida och är även bifogad i bilaga 3.

Gemensam kommunikationsplan i Sverige och Norge

Energimyndigheten och NVE har tagit fram en gemensam kommunikationsplan. Planen beskriver vilka principer som myndigheterna ska följa i sin kommunikation till aktörer och intressenter på elcertifikatsmarknaden. Nyheter som anses vara marknadsrelevant ska publiceras samtidigt på respektive myndighets webbsida. Sådana nyheter ska även i förväg annonseras.

Annan relevant information som inte bedöms vara marknadspåverkande publiceras endast på respektive myndighets webbsida. Detta gäller också information som syftar till att öka kunskapen om elcertifikatsystemet.

5.4 Marknad och handel

5.4.1 Likviditet – omsättningen av elcertifikat har ökat

Allt eftersom elcertifikatsmarknaden har utvecklats har aktiviteten i marknaden ökat. Det antal gånger ett elcertifikat byter ägare, under tiden från utfärdande till annullering, har ökat sedan 2003. Tabell 9 visar att antal transaktioner har ökat mer än antalet utfärdanden av elcertifikat. Sedan det svensk-norska elcertifikatsmarknaden startade år 2012 har antalet transaktioner per elcertifikat stigit till upp emot tre gånger innan elcertifikatet annulleras och detta ger en indikation på marknadens likviditet. Fram emot 2021 kommer både utbudet och efterfrågan på elcertifikat öka. Med flera aktörer på marknaden, större volymer elcertifikat och väletablerade handelsplatser finns förutsättningar för en mer aktiv marknad.

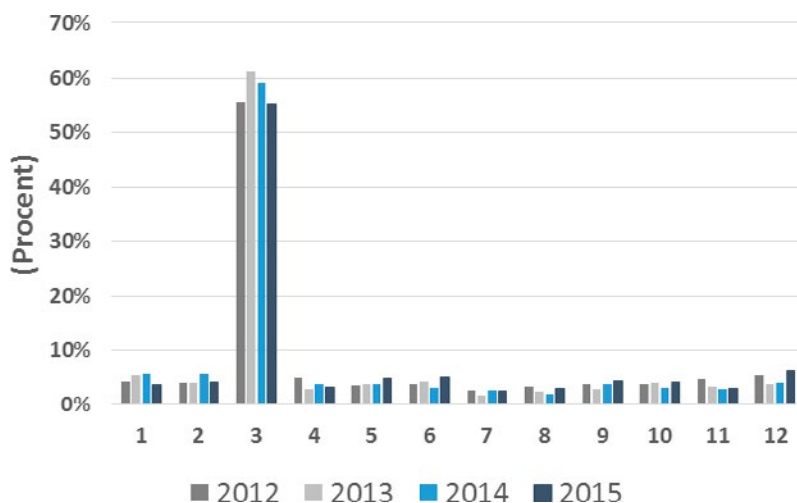
Tabell 9. Antal överförda och utfärdade elcertifikat i elcertifikatregistret, samt antal överföringar per utfärdat elcertifikat under perioden 2003–2015.

År	Antal överförda	Utfärdande elcertifikat	Överföringar per utfärdat elcertifikat
2003	2 655 300	5 637 160	0,47
2004	14 976 553	11 048 355	1,36
2005	14 289 972	11 297 649	1,26
2006	17 425 589	12 156 798	1,43
2007	23 974 596	13 256 286	1,81
2008	28 729 502	15 041 291	1,91
2009	29 883 745	15 569 375	1,92
2010	29 670 495	18 058 765	1,64
2011	36 078 963	19 803 880	1,82
2012	46 522 487	21 715 495	2,14
2013	45 985 204	16 732 347	2,75
2014	48 676 926	18 746 809	2,60
2015	53 758 224	24 357 291	2,21

5.4.2 Handel och överföringar av elcertifikat

Det är skillnad på handel och överföringar av elcertifikat. Ett elcertifikat kan handlas vid en tidpunkt med avtal om att överföras från säljare till köpare vid en annan tidpunkt. Studeras statistik för handel och överföringar av elcertifikat sammanfaller dessa inte med varandra. Eftersom annullering av elcertifikat sker den 1 april varje år överförs flest elcertifikat under mars månad. Vid denna tidpunkt har de kvotpliktiga information hur många elcertifikat som krävs för att fullgöra kvotplikten.

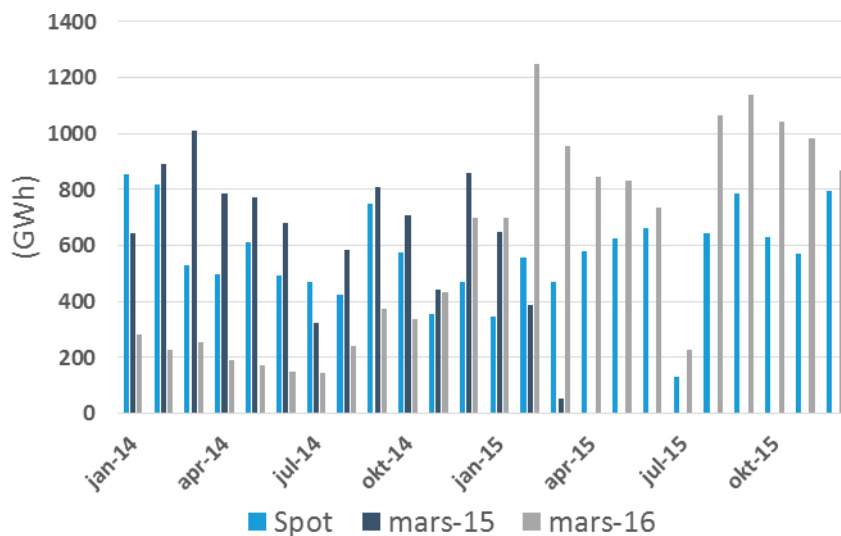
Sedan Norge anslöts sig till elcertifikatsmarknaden 2012 har den största andelen av elcertifikat överförs i mars månad, vilket framgår av Figur 26. Över hälften av alla elcertifikat överförs under mars månad. Det innebär inte att 50 procent av handel med elcertifikat genomförs vid samma tidpunkt.



Figur 26. Andelen av elcertifikat överförda per månad i elcertifikatregistret under perioden 2012–2015.

Figur 27 redovisas statistik från marknadsplatserna där elcertifikat handlas. Figuren visar att handeln med elcertifikat är jämnt fördelad över året, med undantag från semestermånaden juli. Det finns därför ingen koppling mellan tidpunkt för annullering och handelsmönstret för elcertifikat. Det finns däremot ett starkt samband mellan tidpunkt för överföring och annullering av elcertifikat.

Inom elcertifikatregisterna överfördes det knappt 49 miljoner certifikat under 2014 och närmre 54 miljoner certifikat under 2015. Jämförs detta med handelsvolymerna på handelsplatserna står det klart att stora volymer handlas utanför handelsplatserna. Under 2014 var den samlade handelsvolymen på spot- och terminskontrakt på de fyra handelsplatserna Svensk Kraftmäkling, ICAP, Clean World och Nasdaq OMX på 21,7 TWh. Under 2015 var den motsvarande siffran 29,8 TWh. Även om dessa siffror inte är direkt sammankopplade med statistik från elcertifikatregisterna ger det en indikation på att en stor andel certifikat handlas bilateralt eller överförs inom företag som både är elcertifikatberättigad elproducent och kvotpliktig.

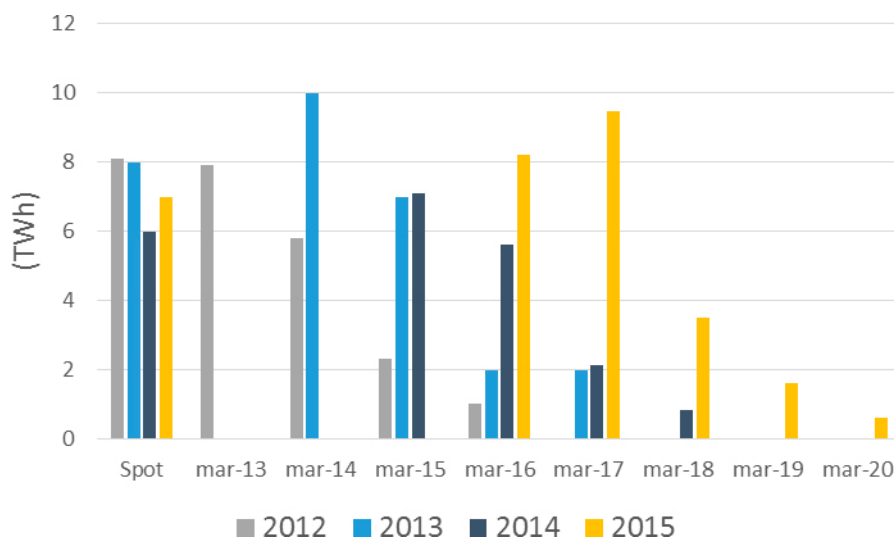


Figur 27. Summan av handel av tre typer av kontrakt för elcertifikat per månad på Nasdaq OMX, Svensk kraftmäkling, ICAP och Clean World.

5.4.3 Terminshandel

Terminshandel av elcertifikat kan bidra till ökad förutsägbarhet för producenter och kvotpliktiga aktörer genom möjlighet till att säkra framtida intäkter och kostnader. Det kan också ge förutsägbarhet för investerare och finansinstititioner. Terminshandel sker genom terminskontrakt med överföring och betalning av elcertifikat framåt i tiden.

Figur 28 visar handelsvolymen för spot- och terminskontrakt på de fyra tidigare nämnda handelsplatserna. Av figuren framgår att handeln på terminskontrakt för det nästkommande året och två år framåt i tiden jämförelsevis har varit hög. Detta indikerar på god likviditet i den närliggande terminshandeln. Producenterna kan alltså ingå terminskontrakt som ger förutsägbarhet för resultatet två år fram i tiden. Det finns dessutom marknadsaktörer som erbjuder säkring av intäkter från elcertifikat i upp till tio år framåt i tiden via bilaterala avtal.



Figur 28. Handelsvolymen på spot och terminskontrakt åren 2012–2015 på Nasdaq OMX, Svensk kraftmäkling, ICAP och Clean World.

Terminskontrakt för elcertifikat innebär att producenterna kan säkra den delen av intäkterna som utgörs av försäljning av elcertifikat. De övriga intäkterna kan producenterna säkra genom terminskontrakt på elpris. Terminsmarknaden för el erbjuder kontrakt på kort och lång sikt och bidrar till förutsägbarhet för investerare och finansinstitutioner som också deltar på elcertifikatsmarknaden.

Elcertifikatsmarknaden är en relativt ny marknad där det kan vara låg handel på terminskontrakten, särskilt för lång säkerhet av intäkter. Baserat på handelsmönster och handelsvolym på elcertifikatsmarknaden ser Energimyndigheten och NVE inget direkt samband mellan tidpunkt för annullering och handelsmönster. Överföringar av elcertifikat i elcertifikatregisterna ökar inför annulleringstillfället men det finns inget tydligt samband mellan handel och överföring av elcertifikat. Tätare annulleringar kommer därför inte att förändra de långsiktiga riskerna för investerare och finansinstitutioner. Om marknaden efterfrågar eller kräver andra typer av säkringsinstrument, än de som är tillgängliga i dagsläget, är det upp till marknadsaktörerna att erbjuda detta.

5.5 Slutsatser och förslag

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem. Eftersom systemet är just marknadsbaserat kommer för stor påverkan från myndigheterna undergräva systemets funktion. Det finns därför ett behov av att definiera rollerna och ansvaret som myndigheterna har för en välfungerande marknad. Det innebär att marknadsaktörerna också har ett ansvar för att tillhandahålla information och använda handelsplatserna för elcertifikat.

Myndigheterna ska bidra till en effektiv och välfungerande marknad. Det innebär att tydliga och entydiga spelregler måste utformas. Vidare har myndigheterna rollen att följa utvecklingen på marknaden och justera eventuella marknadsproblem. Flera marknadsaktörer har genom inspel till myndigheterna betonat behovet av tydligare och mer systematisk information och där har Energimyndigheten och NVE en nyckelroll.

Energimyndigheten och NVE vill belysa att många av åtgärderna som infördes i samband med Kontrollstation 2015 är relativt nya och behöver tid för att bli etablerade på elcertifikatsmarknaden. Det är viktigt att myndigheterna arbetar aktivt med dessa åtgärder för att se till att informationen når ut till aktörerna vilket också kommer bidra till att förbättra marknadens funktionssätt.

I det här kapitlet har det presenterats åtgärder som redan har genomförts och förslag till ytterligare åtgärder för att förbättra marknadens funktion. Analysen har delats in i tre huvudområden, information, kommunikation och marknad/handel.

Information

Energimyndigheten och NVE ger ut mycket information om elcertifikatsmarknaden genom rapporter, nyheter och seminarier.

I arbetet med Kontrollstation 2017 har Energimyndigheten och NVE haft fokus på att lyfta fram och systematisera den information som redan ges ut. En ny åtgärd inom Kontrollstation 2017 är att NVE har utvidgat tillståndsdatabasen för elproduktionsanläggningar till att också inkludera information om detaljplaner och miljö-, transport- och anläggningsplaner samt anläggningar under byggnation. Åtgärden kommer vara ett hjälpmedel för att få en bättre inblick i utbyggnadstakten i Norge och kommer komplementera Energimyndighetens lista över tillkommande projekt som är identifierade i Sverige.

Vad gäller framtida tekniska justeringar av kvoterna är det viktigt att information om tekniska justeringar är lättillgängliga och tydligt beskrivna för aktörerna på elcertifikatsmarknaden. Det bidrar till ökad förutsägbarhet på elcertifikatsmarknaden och att aktörerna i större utsträckning kan bedöma framtida efterfrågan på elcertifikat på egen hand. Det är viktigt att Energimyndigheten och NVE fortsätter arbeta aktivt och ser till att informationen når ut till aktörerna vilket bidrar till förbättra marknadens funktionssätt.

Kommunikation

Enhetlig kommunikation från norska och svenska myndigheter är grundläggande för en välfungerande marknad. Myndigheterna jobbar kontinuerligt för att den existerande informationen ska vara tydlig och lättillgänglig i båda länderna. Norge och Sverige har en gemensam kommunikationsplan för elcertifikatsystemet och den har reviderats i samband med Kontrollstation 2017.

Marknad och handel

När det gäller marknad och handel visar statistiken att omsättningen av elcertifikat har ökat de senaste åren. Med stadigt större volym av elcertifikat i marknaden framöver finns det möjlighet till ytterligare ökad aktivitet på marknaden. Detta förutsätter dock att aktörerna använder sig av befintliga handelsplatser. Vidare framgår av statistik för handelsmönster på spot- och terminskontrakt samt överföringar i elcertifikatregisterna att det inte finns ett direkt samband mellan handelsmönster och antal annullerade elcertifikat per år. Överföringar av elcertifikat är kopplat till tidpunkten för annullering. Det är därför viktigt att påpeka att handel och överföringar av elcertifikat inte nödvändigtvis sker vid samma tidpunkt. Energimyndigheten och NVE föreslår därför inte att tätare annulleringar ska införas. Det är viktigt att marknadsaktörerna använder sig av befintliga handelsplatser och tar ansvar för god likviditet på marknaden.

6 Torvens utveckling

6.1 Inledning

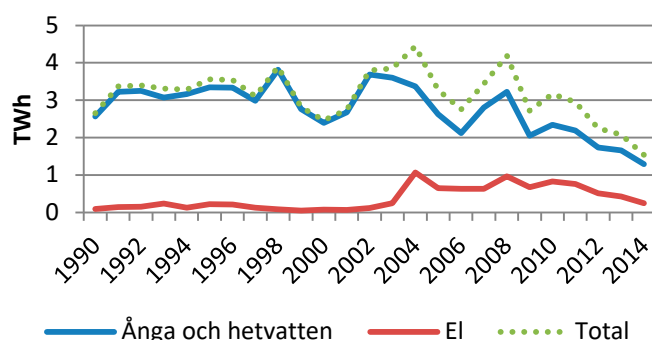
2014 användes 1 793 000 m³ torv för energiändamål vilket motsvarar 1,5 TWh. Den totala skörden energitorv översteg den inhemska användningen och uppgick till 2,2 miljoner m³ vilket gör Sverige till en nettoexportör av energitorv. Skörden har legat runt 2 miljoner sedan 2008 med smärre variationer. Av skörden utgjordes 63 procent av frästorv och 37 procent av stycketorv.¹⁹ Försäljningen av energitorv uppgick 2014 till 230 miljoner kronor.²⁰

Ett knappt 15-tal svenska producenter tillhandahåller energitorv. Produktionen är spridd i hela landet men Norrbottens, Västerbottens och Jämtlands län står för sammanlagt hälften av produktionen.

Enligt branschföreningen *Svensk Torv* sysselsätter hela torvnäringen i alla led i dagsläget motsvarande 1 200 helårstjänster.²¹ Siffran är oförändrad jämfört med den sysselsättning som redovisades vid den förra kontrollstationen för elcertifikatsystemet.

6.2 Användningen av energitorv

Sedan 90-talet har användningen av torv för energiproduktion varierat mellan 2 och strax över 4 TWh (Figur 29). De senaste åren har torvanvändningen minskat och hamnade på 1,5 TWh år 2014 varav 0,25 TWh användes för produktion av el. Anledning till minskningen är utfasningen av anläggningar som använder torv i elcertifikatsystemet. Torv används framförallt i kraftvärmeverk, cirka 75 procent, resterande del används i fristående värmeverk.



Källa: SCB Årlig energistatistik (el, gas och fjärrvärme).

Figur 29. Användning av torv för ånga och hetvatten samt el, TWh.

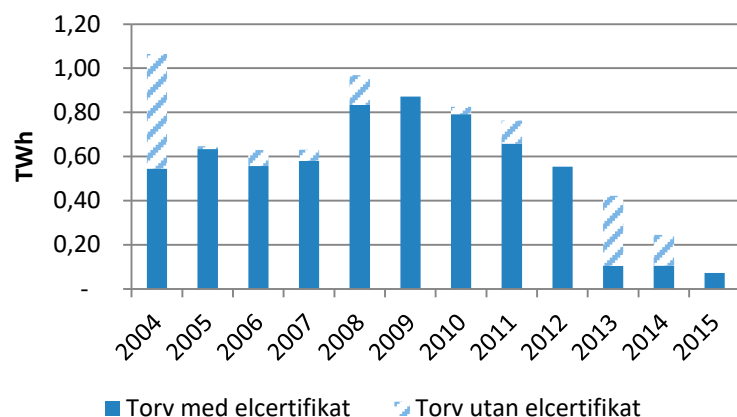
¹⁹ Även importen återspeglar ganska precist denna kvot.

²⁰ Baserat på ett pris för frästorv på 149 kr/MWh och stycketorv på 161 kr/MWh.

²¹ Efter samtal med branschföreningen.

Användningen av torv för elcertifikatberättigad elproduktion har, sedan införandet av elcertifikatsystemet och fram till 2012 varierat mellan ca 0,5–1 TWh. Vid utgången av 2012 fasades ett stort antal äldre kraftvärmeanläggningar ut ur elcertifikatsystemet vilket innebar en förändring från 0,5 TWh elcertifikatberättigad torvproduktion till 0,1 TWh 2013. 2014 och 2015 minskade nivåerna ytterligare något (Figur 30).

2014 fanns det 12 anläggningar registrerade i elcertifikatsystemet som använde torv. 1 januari 2015 skedde ytterligare en utfasning²² vilket lämnade kvar nio anläggningar i systemet som använder torv.



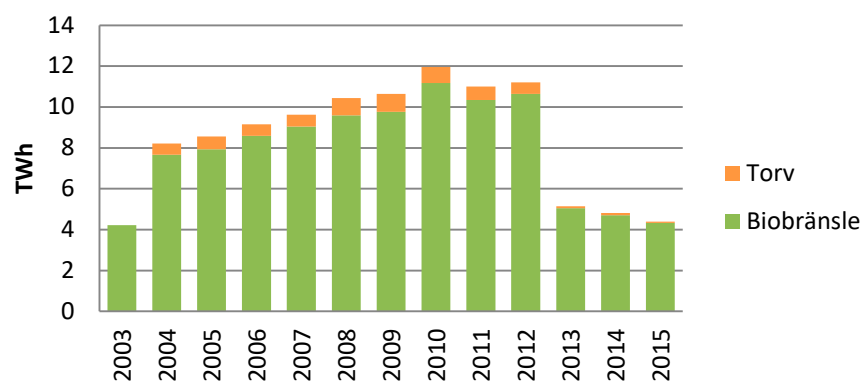
Källa: SCB Årlig energistatistik (el, gas och fjärrvärme), CESAR (Sveriges kontoföringssystem för elcertifikat och ursprungsgarantier).

Not 1: Den årliga statistikinsamlingen för torv visar på något lägre siffror än den kvartalsvisa bränslestatistiken. I denna rapport har den årliga insamlingen använts eftersom underlaget där bedöms generellt vara bättre.

Not 2: År 2015 finns ännu inte siffror över total elproduktion med torv som bränsle. Endast den elcertifikatberättigade finns tillgänglig.

Figur 30. Användning av torv för elproduktion inom och utom elcertifikatsystemet.

Figur 31 visar förhållandet mellan biobränslen och torv i den elcertifikatberättigade produktionen. Medan torven minskat med 80 procent har biobränsleanvändningen halverats 2014. År 2015 skedde ytterligare minskningar av elproduktion från torv som en konsekvens av fler utfasade kraftvärmeverk.



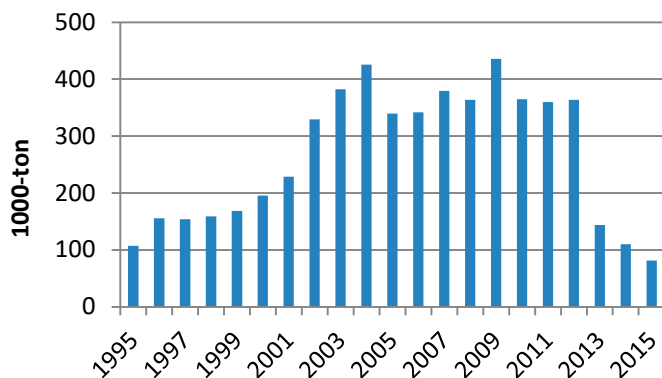
Källa: CESAR (Sveriges kontoföringssystem för elcertifikat och ursprungsgarantier).

Figur 31. Biobränsle och torv som erhåller elcertifikat.

²² De flesta utfasningar av anläggningar som byggdes före 2003 skedde 1 januari 2013 men en andra utfasning skedde 1 januari 2015.

6.3 Import

Sedan utfasningen av anläggningar i elcertifikatsystemet som använder torv har importen av torv för energiändamål minskat från 363 000 ton 2012 till 81 000 ton 2015 (Figur 32). Importens värde uppgick till 233 miljoner kronor 2012 och uppgår till 53 miljoner kr 2015. 2014 importerades cirka 18 procent av energitorven.



Källa: SCB Utrikes handel.

Figur 32. Import av torv (huvudsakligen för energiändamål), 1000-ton.

Svensk torvnäring har tidigare ansett att importen av torvbriketter inte är ett hot mot den inhemska näringen då produktionen av energitorv i Sverige inte har kunnat tillgodose efterfrågan. Nedgången av importen de senaste åren torde förstärka detta resonemang. Produktionen av torv är dessutom starkt beroende av väderförhållanden under säsongen, där kalla och blöta somrar ger en låg skörd. Därmed är import och buffertlager nödvändiga för att tillgodose efterfrågan.

6.4 Priser och styrmedel för energitorv

Möjligheten att välja torv som bränsle påverkas av produktionsanläggningens tekniska specifikationer och bedömningar av energitorvens mervärde i form av minskade drift- och underhållskostnader, högre tillgänglighet och elverkningsgrad. Dessutom är anläggningens miljötillstånd avgörande för vilka bränslen som får användas. (Pöyry SwedPower AB, 2013)

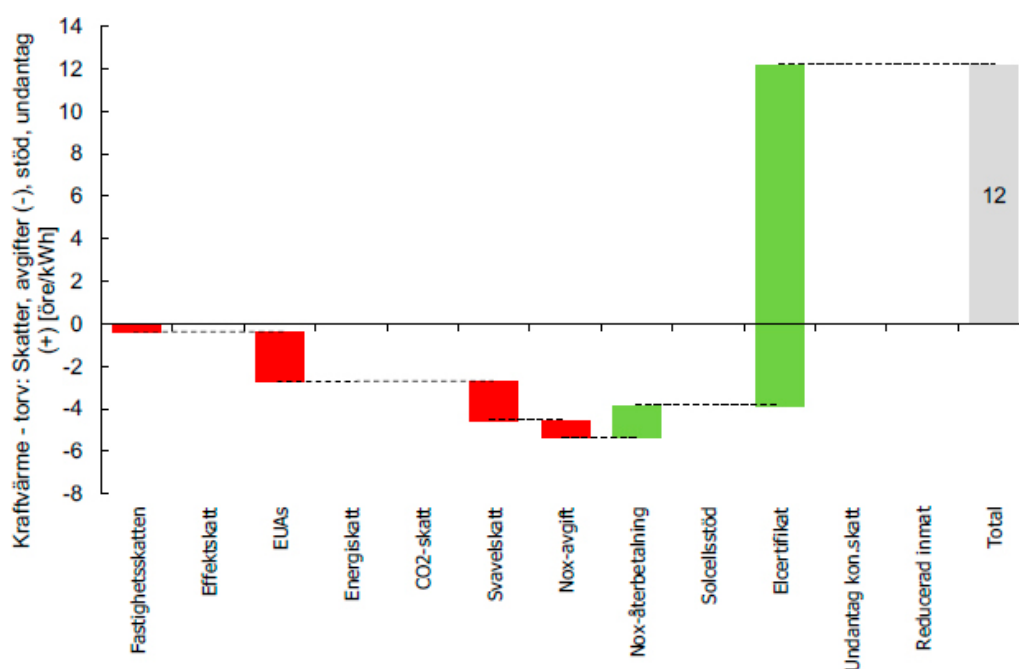
De som med hänsyn till ovanstående har möjlighet att välja torv som bränsle gör det utifrån en totalekonomisk bedömning av tillgången till andra bränslen, priser, skatter, avgifter, utsläppsrätter och elcertifikat. Priset på torv (inkl. frakt) beror på anläggningens geografiska läge och tillgången till egen torvtäkt. Pöyry SwedPower AB konstaterar att torvkostnaden hos anläggningar som har egna och närbelägna torvtäkter är betydligt lägre än marknadspriset.

Energitorv konkurrerar främst med kol men också med fasta biobränslen. En viss möjlighet till substitution föreligger mellan torv och trädbränslen men även som komplement. Torvens egenskaper som bränsle är betydelsefulla vid samförbränning med trädbränslen, framförallt för att minska risker för slaggnings, sintring, beläggningar och korrosion i pannor och därmed öka tillgängligheten och minska driftskostnaderna.

Figur 33 visar styrmedel för torveldad kraftvärme. Torveldade kraftvärmeverk måste ha utsläppsrätter men betalar inte energiskatt och koldioxidskatt. Generellt är NO_x-utsläppen så låga att NO_x-avgiften innebär en nettointäkt för torveldad kraftvärme (vid återbetalning). Torveldning är berättigad till elcertifikat vilket gör att torveldad kraftvärmeproduktion totalt sett får ett positivt nettotillskott på cirka 12 öre per kWh (Figur 33). Motsvarande siffra för biobränsleproduktion ligger på 16 öre per kWh och koleldad kraftvärme på –4 öre per kWh.

Om det inte varit för att anläggningar inom Europeiska Unionens system för handel med utsläppsrätter (EU-ETS) behöver utsläppsrätter för torvanvändning så hade torven erhållit nästan samma ”stöd” som biobränslen. Inom EU-ETS hanteras torv som fossilt bränsle i enlighet med den klassificering som används i klimatrapporteringen till FN:s klimatkonvention. Priset på utsläppsrätter har dock sjunkit kraftigt sedan 2012.

Jämfört med kol gynnades torv tidigare av sin befrielse från koldioxidskatt, men sedan 1 januari 2013 är det inte koldioxidskatt på några bränslen som omfattas av EU-ETS varför denna konkurrensfördel nu är borta.



Källa: Styrmedel vid elproduktion, En rapport till Vägval el, IVA (2015).²³

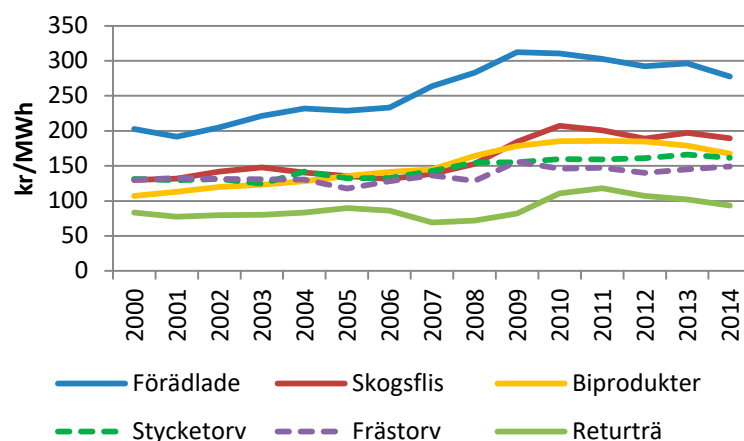
Figur 33. Skatter, avgifter, subventioner och undantag som påverkar elproduktionen från torveldad kraftvärme.

Stödet via elcertifikatsystemet till anläggningarna som använt torv för elproduktion uppgår total till 1 260 miljoner kronor under perioden 2004 till 2015.²⁴

²³ Rapporten är gjord av SWECO inom projektet Vägval el.

²⁴ Med ett antaget elcertpris på 200 kr.

Torvpriset ligger en bit under priset på trädbränslen såsom biprodukter eller skogsflis för både frästorv och stycketorv (Figur 34). Under 2014 utgjorde frästorven drygt 63 procent och stycketorven resterande del. Priset för stycketorven var något högre 161 kr/MWh 2014 mot 149 kr/MWh för frästorv.



Källa: Trädbränsle- och torvpriser Nr 3/2015, Energimyndigheten 2015.

Figur 34. Prisutveckling för trädbränslen och torv till fjärrvärmeanläggningar, kronor/MWh, 2012 års priser.

6.5 Slutsatser

Energimyndigheten kan konstatera att torv endast används för att producera en liten del av elen inom elcertifikatsystemet. Mängden elcertifikatsberättigad elproduktion från torv har även minskat betydligt sedan utfasningen av anläggningar som togs i drift innan elcertifikatsystemet startade.

Under rådande prisbild är Energimyndighetens bedömning att intäkter från elcertifikat är viktiga för energitorvens konkurrenskraft i kraftvärmeverk. Det är därför troligt att användningen av energitorv skulle minska om elproduktion med torv inte längre berättigade till elcertifikat. Mängden har redan minskat i och med att anläggningar fasats ut ur elcertifikatsystemet och med anledning av det bytt bränsle. Fortfarande produceras el med torv som bränsle utanför elcertifikatsystemet, om än i liten utsträckning, vilket kan förklaras med begränsade möjligheter att byta bränsle och specifika möjligheter att få tag på torv till en låg kostnad.

Sedan 90-talet har användningen av torv för energiproduktion varierat mellan 2 och strax över 4 TWh. De senaste åren har torvanvändningen minskat och hamnade på 1,5 TWh år 2014 varav 0,25 TWh användes för produktion av el. Större delen av torvanvändning för energiändamål används till ånga och hetvatten. Detta innebär att en betydande andel av energitorvsanvändningen inte berörs av elcertifikatsystemet överhuvudtaget.

Det kan även konstateras att energitorvens omsättning är relativt liten jämfört med storleksordningen på de stöd som utgår direkt i form av elcertifikat och indirekt i form av befrielse från energiskatt.

Bilaga 1 – Justering av kvotpliktskurvan

Ny prognos av kvotpliktig elanvändning i Sverige

Skattning av industrins kvotpliktiga elanvändning enligt energistatistiken

Energimyndighetens prognoser och scenarier utgår från den officiella statistiken som är indelad per användarsektor. Den kvotpliktiga elen som rapporteras in till elcertifikatsystemet är däremot inte indelad per sektor. För att kunna göra en prognos av den kvotpliktiga elanvändningen behövs en uppskattning av hur stor del av den officiella statistiken som är kvotpliktig, uppdelat på sektorer.

I bostäder och service m.m., transport och fjärrvärmeproduktion är all elanvändning kvotpliktig. Därför antas att hela elanvändningen enligt den officiella statistiken är kvotpliktig i dessa sektorer.

För industrisektor är bara delar av elanvändningen kvotpliktig. De företag som är undantagna kvotplikt rapporterar in all sin elanvändning till Energimyndigheten, dvs. både kvotpliktig och undantagen el. I denna rapportering anges bransch (SNI). Med hjälp av inrapporteringen och energistatistiken går det utifrån denna rapportering att uppskatta hur stor del av elanvändningen per bransch som är kvotpliktig enligt den officiella statistiken.

I Tabell 10 redovisas den uppskattade kvotpliktiga användningen enligt den officiella statistiken för respektive sektor. Den kvotpliktiga elanvändningen enligt elcertifikatsystemet redovisas också. För 2014 uppstår en differens på 1 279 GWh.

Tabell 10. Jämförelse mellan uppskattad kvotpliktig el från den officiella statistiken och inrapporterade uppgifter till elcertifikatsystemet, GWh.

	2014
Industri	12 595
Bostäder och service m.m.	68 043
Transport	2 616
Fjärrvärme	3 826
Kvotpliktig el, officiell statistik	87 080
Kvotpliktig el, elcertifikatsystemet	88 359
Differens	-1 279

Differensen innebär att man inte kan använda uppgifterna om använd el från Energimyndighetens prognoser. Istället används utvecklingstakterna från prognoserna.

Energimyndighetens kortsiktsprognos och långsiktiga scenarier över elanvändning

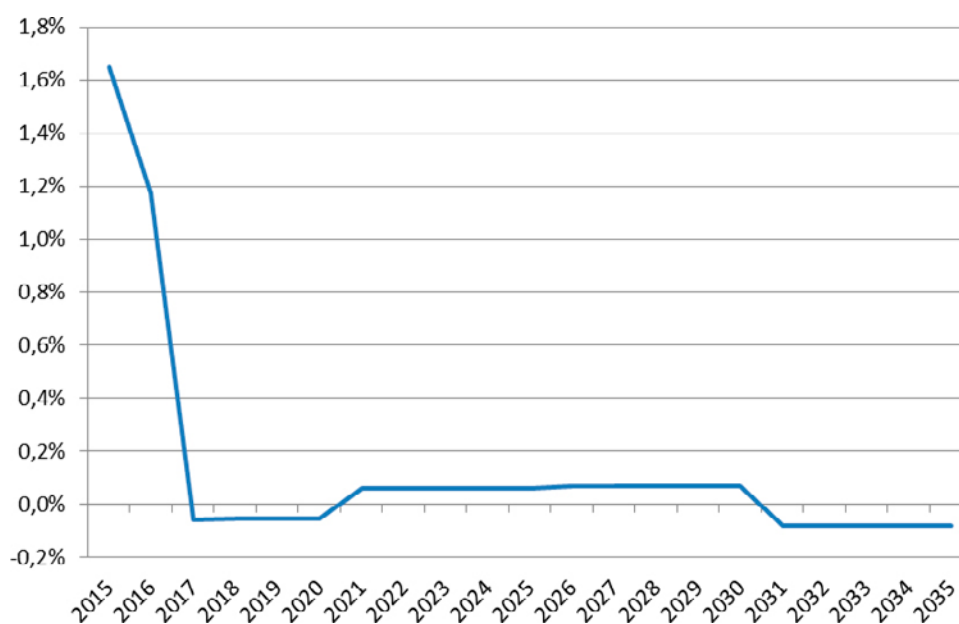
Elanvändningen från Energimyndighetens prognoser redovisas i Tabell 11. Den senaste kortsiktsprognosen sträcker sig till 2017. I det här uppdraget har vi förlängt den till 2019. Energimyndighetens långsiktiga scenarier sträcker sig till 2035.

Tabell 11. Uppskattad kvotpliktig elanvändning från Energimyndighetens kortsiktsprognos och långsiktiga scenario, 2014–2035, TWh.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Transporter	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	2,9	3,0	3,2	3,4
Bostäder, service m.m.	71,7	73,3	74,3	74,3	74,2	74,2	71,2	71,1	71,0	71,0
Fjärrvärme	1,6	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	3,9	4,1	4,3	3,8
Industri	12,3	11,9	11,9	11,9	11,8	11,8	13,9	13,9	13,9	13,9
Total kvotpliktig elanvändning	88,7	90,2	91,2	91,2	91,1	91,1	91,8	92,1	92,4	92,0

Utifrån tabellen kan utvecklingstakter mellan åren räknas ut. Det finns en nivåskillnad mellan Energimyndighetens kortsiktsprognoser och långsiktiga scenarier. Elanvändningen mellan 2019 och 2020 ser ut att öka.

Detta problem hanteras genom att applicera samma utvecklingstakt mellan 2019 och 2020 som mellan 2018 och 2019. Det resulterar i en utvecklingstakt för den kvotpliktiga elen enligt Figur 35.

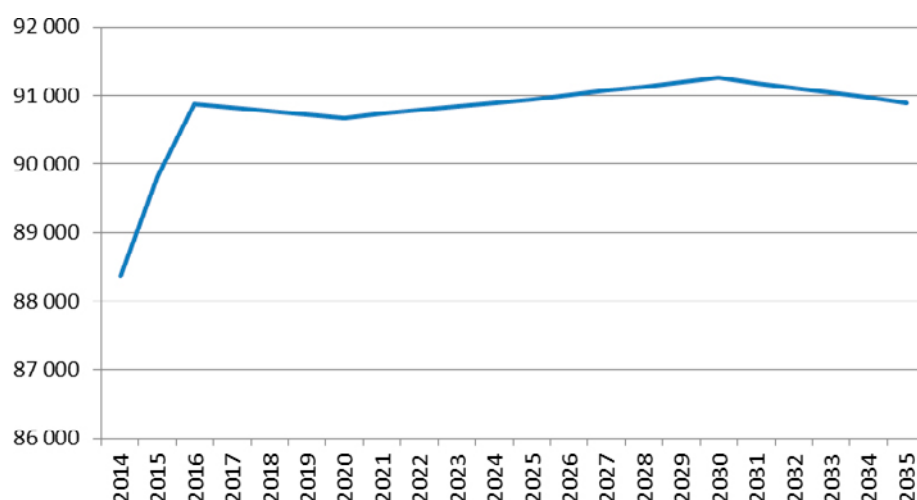


Figur 35. Utvecklingstakt kvotpliktig el, 2015–2035, procent.

Utvecklingstakten är betydligt större i början. Detta beror på att 2014 och 2015 var varmare än normalt. Det får konsekvensen att prognosen för elanvändning i bostäder och service m.m. som innehåller en stor del uppvärmning väntas öka till nästkommande år eftersom elvändningen under dessa år gäller under normala temperaturer.

Prognos av kvotpliktig elanvändning

Genom att applicera utvecklingstakten från Energimyndighetens prognoser på den kvotpliktiga elanvändningen 2014 från elcertifikatsystemet erhålls en prognos över den kvotpliktiga elanvändningen till 2035. Denna redovisas i Figur 36.



Figur 36. Prognos över kvotpliktig elanvändning till 2035, GWh.

Beräkning av förslag till justerad svensk kvotpliktskurva

Tabell 12. Underlag för beräkning av förslag till justerad kvotpliktskurva för Sverige från 2018.

År	Total efterfråga på elcertifikat (TWh)				Förväntad kvotpliktig elanvändning (TWh)	Förslag på justerad kvotpliktskurva
	Finansiering av ny produktion	Övergångsordning	Justeringsvolymen kontrollstation 2015 ²⁵	Justeringsvolymen kontrollstation 2017 ²⁶		
2012						
2013						
2014						
2015						
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 ²⁷	0,54	90,7	0,294
2021	15,20	8,30	0,35	0,54	90,7	0,269
2022	15,20	6,97	0,05		90,8	0,245
2023	15,20	5,42	0		90,8	0,227
2024	15,20	3,34	0		90,9	0,204
2025	15,20	1,23	0,30		90,9	0,184
2026	14,47	0,05	0,95		91,0	0,170
2027	13,73	0,01	0,95		91,1	0,161
2028	12,27	0,01	0,90		91,1	0,145
2029	10,80	0,01	0,90		91,2	0,128
2030	9,33	0,00	0,88		91,3	0,112
2031	7,87	0,00	0,55		91,2	0,092
2032	6,40	0,00	0,40		91,1	0,075
2033	4,27	0,00	0,40		91,0	0,051
2034	2,13	0,00	0,40		91,0	0,028
2035	0,73	0,00	0,40		90,9	0,012

Källa: Energimyndigheten.

²⁵ Faktisk avvikelse 2012 och förväntad avvikelse 2013–2015 fördelat över 2016–2019.

²⁶ Faktisk avvikelse 2013–2015 och förväntad avvikelse 2016–2017 fördelat över 2018–2021.

²⁷ Justeringar som gäller ingående reserv är fördelat från 2020 enligt fördelning vid kontrollstation 2015.

Underlag för beräkning av justerad norsk kvotpliktskurva

Kvotpliktig elanvändning i Norge

I Norge omfattar kvotpliktig elanvändning all elanvändning som betalar skatt på elektrisk kraft. De största grupperna av kvotpliktiga elanvändare är hushåll, tjänstenäring, icke elintensiv industri och petroleumanläggningar på land. Den totala kvotpliktiga elanvändningen utgör cirka 70 procent av den totala elanvändningen i Norge.

Uppskattningen av framtida kvotpliktig elanvändning ligger till grund för beräkning av kvotpliktskurvan. Då de nationella kvoterna beräknades inför införandet av den norska elcertifikatslagen användes 2008 som referensår för den framtida utvecklingen av kvotpliktig elanvändning. Det antogs även en linjär utvecklingstakt av kvotpliktig elanvändning på 0,3 procent per år till 2035.

Vid kontrollstation 2015 används flera nya antaganden vid framtagning av ny bedömning av framtida kvotpliktig elanvändning. Referensår för kvotpliktig elanvändning ändrades från 2008 till 2012. Genomsnittlig utvecklingstakt på kvotpliktig elanvändning behölls på 0,3 procent per år fram till 2020. Efter 2020 antogs i det närmaste en konstant kvotpliktig elanvändning. Underlaget för kvotpliktig elanvändning ändras också genom att raffinaderierna befriades från kvotplikt från 1 januari 2016. Sammanfattningsvis innebar dessa förändringar en högre referensbana för framtida kvotpliktig elanvändning.

Ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning

För att uppskatta framtida kvotpliktig elanvändning använder NVE samma metodik som vid förra kontrollstationen. Tillvägagångssättet är olika för hushåll och kommersiella byggnader jämfört med de andra grupperna av elanvändare. Elanvändning i hushåll och kommersiella byggnader beräknas med hjälp av en modell och elanvändningen i andra grupper av elanvändare beräknas utifrån historisk utveckling, kända planer och projekt.

NVEs beräkningar, som visas i Tabell 13, visar att det finns anledning att tro att kvotpliktig elanvändning kan öka mer än vad som tidigare har antagits fram mot 2035. Det är flera faktorer som driver ökningen av kvotpliktig elanvändning. Fram mot 2025 påverkas ökningen främst av ökad elanvändning inom hushåll och kommersiella byggnader. Här är det främst befolkningstillväxten och utfasning av oljepannor som bidrar till ökad elanvändning, trots energieffektivisering och ökade andel värmepumpar. Efter 2025 förväntas elanvändning i byggnader reduceras till följd av en högre andel energieffektiva bygganden.

Efter 2025 uppskattar NVE att ökningen av elanvändning i första hand kommer att påverkas av transportsektorn. Elanvändningen inom denna sektor kommer att var låg fram till 2020 på grund av ett begränsat antal batteridrivna transporter förutom elbilar. Efter 2020 förväntas däremot en utveckling mot mer batteridrivna transporter inom alla typer av transporter. 2035 kan elanvändningen i bilar, bussar, båtar, maskiner och redskap utgöra 6 TWh el. Det är viktigt att betona att antaganden om elanvändning så långt fram i framtiden är mycket osäker.

Förutom den förväntade ökningen av elanvändning inom transportsektorn kommer nya grupper av elanvändare, såsom serverhallar, kunna bidra till högre kvotpliktig elanvändning under kommande år. Elanvändningen inom petroleumnäringsen på land förväntas nå sin högsta nivå i början av 2020-talet för att sedan reduceras mot 2035. För andra grupper av elanvändare med kvotplikt förväntas mindre förändringar efter 2017. En mer omfattande redogörelse av framgår av NVEs kontrollstationsrapport 2017²⁸.

Tabell 13 visar att nya prognosen av förväntad kvotpliktig elanvändning är högre än den prognos som användes vid kontrollstation 2015 för att beräkna gällande kvoter. Det innebär att den isolerat sett kommer att bidra till att sänka kvotpliktskurvan under perioden 2018–2035.

Tabell 13. Ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning jämfört med den prognos som användes vid kontrollstation 2015 (TWh).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	2030	2035
Kontrollstation 2017 (ny prognos)	83,7	84,6	85,5	86,2	86,8	86,9	86,9	87,9	88,6	90,2
Kontrollstation 2015 ²⁹	79,9	80,1	80,4	80,7	80,8	80,9	81,0	81,2	81,5	81,8
Differens	3,8	4,5	5,1	5,5	6,0	6,0	5,9	6,7	7,1	8,4

Källa: NVE.

Avvikelse i kvotpliktig elanvändning (2012–2017)

Alla avvikelser i kvotpliktig elanvändning under perioden fram till 2018 ingår i den totala justeringsvolymen för kontrollstation 2017. Avvikelser för åren 2012–2013 justerades vid kontrollstation 2015. I Tabell 14 visas kvotpliktig elanvändning under åren 2014 till 2017 tillsammans med kvotpliktig elanvändning som ligger till grund för de kvoter som fastställdes vid kontrollstation 2015. Talen för faktisk kvotpliktig elanvändning baseras på annullerade elcertifikat 2014–2015. För 2016–2017 används ny prognos av förväntad kvotpliktig elanvändning.

Tabell 14. Avvikelse i kvotpliktig elanvändning i Norge 2014–2017.

	2014	2015	2016	2017	Summa
Kontrollstation 2015	79,9	80,1	79,9 ²⁹	80,1 ²⁹	
Faktisk kvotpliktig elanvändning	76,8	78,6			
Kontrollstation 2017 (ny prognos)			83,7	84,6	
Kvot	0,069	0,088	0,119	0,137	
Ingår i total justeringsvolym	0,21	0,13	–0,45	–0,62	–0,73

Källa: NVE.

²⁸ Norges vassdrags- og energidirektorat. (2016). *Kontrollstasjon 2017 del 1*. 47/2016.

²⁹ Talen är reducerade med 0,5 TWh jämfört med de tal som användes i kontrollstationsrapport (NVE, 2015) på grund av elanvändning inom raffinaderier har undantagits kvotplikt.

Av tabellen framgår att den totala justeringsvolymen för avvikelse i kvotpliktig elanvändning uppgår till –0,73 TWh för perioden 2014–2017. Det innebär att kvotpliktskurvan måste justeras ned med 0,73 TWh som följd av att faktisk kvotpliktig elanvändning har varit lägre och förväntad kvotpliktig elanvändning förväntas vara högre än de bedömningar som användes för att beräkna gällande kvoter. Volymen ingår i den totala justeringsvolymen som också inkluderar avvikelse i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen för samma period.

Övergångsordningen i Norge

För att en anläggning ska bli godkänd för tilldelning av elcertifikat inom den norska övergångsordningen måste anläggningen ha haft byggstart efter 7 september 2009 eller vara en vattenkraftsanläggning med byggstart efter 1 januari 2004 eller ha ökat den förnybara elproduktionen med byggstart efter 7 september 2009.

Ny prognos av förväntad tilldelning inom övergångsordning

Den norska övergångsordningen utvidgades vid kontrollstation 2015. Utvidgningen innebar att anläggningar med installerad kapacitet över 1 MW med byggstart under perioden från 1 januari 2004 till 7 september 2009 fick rätt till att tilldelas elcertifikat.

Prognosen av förväntad tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen har nu uppdaterats med hänsyn till utvidgningen av övergångsordningen, se Tabell 15. Ny prognos har beräknats utifrån en värdering av inkomna ansökningar som omfattas av utvidgningen. Förväntad tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen ligger på en högre nivå än den bedömning som användes vid beräkning av kvotpliktskurvan vid kontrollstation 2015. Det beror på att utvidgningen av övergångsordningen blev mer omfattande än vad som antogs när kvoterna beräknades vid kontrollstation 2015. NVE bedömer att de anläggningar som ingår i utvidgningen av övergångsordningen kommer att tilldelas elcertifikat för hela årsproduktionen först från 2017.

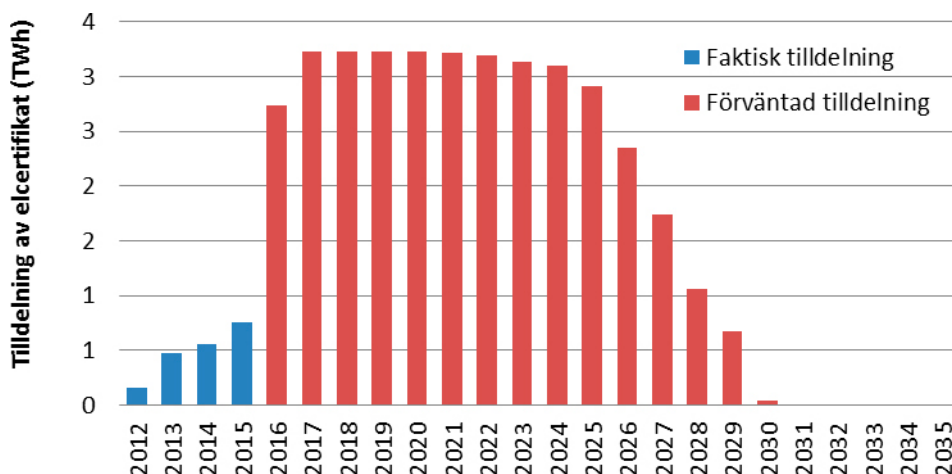
Högre bedömning av förväntad tilldelning inom övergångsordningen bidrar till att den isolerat sett bidrar till att kvotpliktskurvan justeras upp.

Tabell 15. Ny bedömning av förväntad elproduktion inom övergångsordningen i Norge jämfört med den bedömning som användes vid kontrollstation 2015 (TWh).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Kontrollstation 2017 (ny prognos)	2,73	3,23	3,23	3,23	3,23	3,22	3,19	3,14	3,09	2,92	2,35	1,75
Kontrollstation 2015	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,68	2,66	2,59	2,42	1,94	1,64	0,96
Differens	0,04	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,53	0,55	0,67	0,98	0,71	0,79

Källa: NVE.

Förväntad tilldelning inom övergångsordningen visas med blå staplar i och de lila staplarna visar historiska data för faktisk tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen. Som framgår av figuren förväntas tilldelningen till anläggningar inom övergångsordningen öka kraftigt från 2016 som följd av utvidgningen av övergångsordningen.



Figur 37. Tilldelning inom den norska övergångsordningen. Faktisk tilldelning 2012–2015 och förväntad tilldelning 2016–2035. Källa: NVE.

Avvikelse i tilldelning inom övergångsordningen (2012–2017)

Alla avvikelser i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen under perioden fram till 2018 ingår i den totala justeringsvolymen för kontrollstation 2017. I Tabell 16 visas faktisk tilldelning inom övergångsordningen under åren 2014–2017 tillsammans med den prognos som användes när kvoter fastställdes vid kontrollstation 2015. Faktisk tilldelning redovisas för åren 2012–2015. För 2016 och 2017 används ny prognos för förväntad tilldelning inom övergångsordningen.

Tabell 16. Avvikelse i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen i Norge (TWh).

	2014	2015	2016	2017	Summa
Faktisk tilldelning	0,55	0,75			
Kontrollstation 2017 (ny prognos)			2,73	3,23	
Kontrollstation 2015	0,68	0,68	2,69	2,69	
Ingår i total justeringsvolym (TWh)	–0,13	0,07	0,04	0,54	0,52

Källa: NVE.

Av tabellen framgår att den totala justeringsvolymen för avvikelse i tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen uppgår till 0,52 TWh för perioden 2014–2017. Det innebär att kvotpliktskurvan måste justeras upp med 0,52 TWh som följd av att tilldelning till anläggningar inom övergångsordningen har varit något högre 2015 och förväntas vara högre 2016–2017 än vad som förväntades när gällande kvoter beräknades. Volymen ingår i den totala justeringsvolymen som också inkluderar avvikelse i kvotpliktig elanvändning för samma period.

Beräkning av förslag till justerad norsk kvotpliktskurva

Tabell 17. Underlag för beräkning av förslag till justerad kvotpliktskurva för Norge från 2018.

År	Total efterfråga på elcertifikat (TWh)				Förväntad kvotpliktig elanvändning (TWh)	Förslag på justerad kvotpliktskurva
	Finansiering av ny produktion	Övergångsordning	Justeringsvolymen kontrollstation 2015 ³⁰	Justeringsvolymen kontrollstation 2017 ³¹		
2012						
2013						
2014						
2015						
2016	7,33		–0,55			
2017	8,8		–0,55			
2018	10,27	3,23	–0,55	–0,05	85,5	0,151
2019	11,73	3,23	–0,55	–0,05	86,2	0,167
2020	13,2	3,23		–0,05	86,8	0,189
2021	13,2	3,22		–0,05	86,9	0,188
2022	13,2	3,19			86,9	0,189
2023	13,2	3,14			87,0	0,188
2024	13,2	3,09			87,4	0,186
2025	13,2	2,92			87,9	0,183
2026	12,47	2,35			88,1	0,168
2027	11,73	1,75			88,3	0,153
2028	10,27	1,06			88,3	0,128
2029	8,8	0,67			88,3	0,107
2030	7,33	0,04			88,6	0,083
2031	5,87				89,0	0,066
2032	4,4				89,2	0,049
2033	2,93				89,4	0,033
2034	1,47				89,9	0,016
2035	0,73				90,2	0,008

Källa: NVE.

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.

Bilaga 2 – Tidpunkt för godkännande av anläggning

Simulering av elmarknaden med kraftmarknadsmodellen Apollo

För att uppskatta det framtida elpriset har marknadsmodell Apollo använts. Modellen simulerar spotpriset på el i alla elområden i Norden samt elpriset i övriga EU. Modellen gör det möjligt att ändra en rad olika faktorer så som kraftproduktion från olika energikällor, nätanslutningar, elanvändning och bränslepriser.

Resultatet från modellen är timpriser på el under utvalda år. Det finns därför möjligheter att till exempel jämföra årsmedelpriset på el mellan länder och elområden samt göra beräkningar på hur mycket olika kraftslag kan tjäna på försäljning av el. Upplösningen i timmar gör det också möjligt att se effekter på elpriset under året, så som hur ofta det uppstår mycket höga eller mycket låga priser.

Resultatet av denna körning har använts till analys av införande av en stoppregel i elcertifikatpriset. Fokus har därför varit att se hur elpriset kan utvecklas i framtiden utifrån tre olika utvecklingar av kraftproduktionen och tre olika nivåer på bränslepriset. En beräkning av den så kallade profilkostnaden för vindkraft (vindvärdet) och skillnaden mellan elprisområden har också gjorts.

Här ges en beskrivning av de antaganden som gjorts och de scenarier som simulerats.

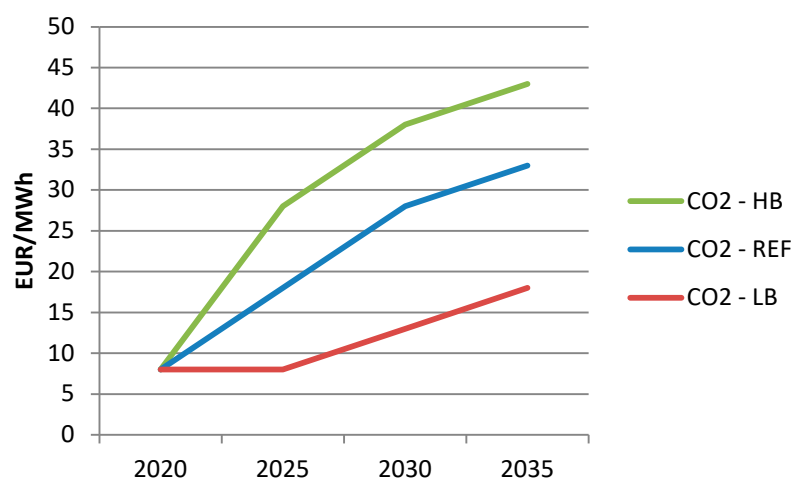
Antaganden (indata)

Nedan redovisas centrala indata till modellsimuleringarna

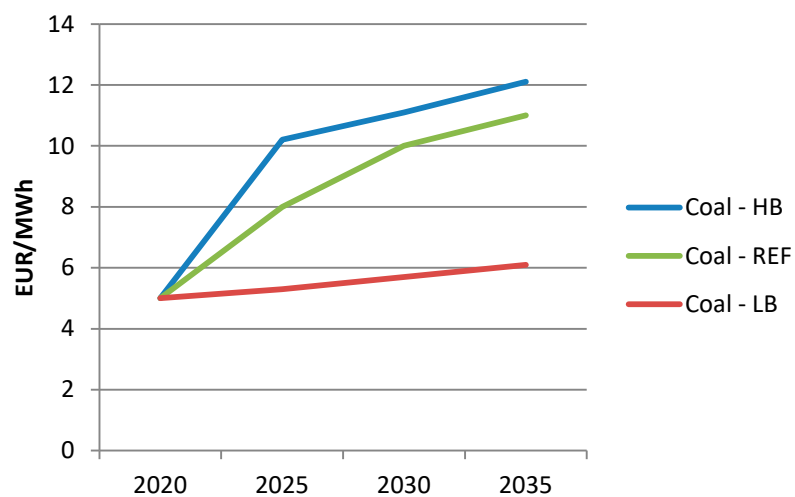
Bränslepriser

Nedans redovisas antagna bränslepriser i EUR/MWh för CO₂, kol och gas.

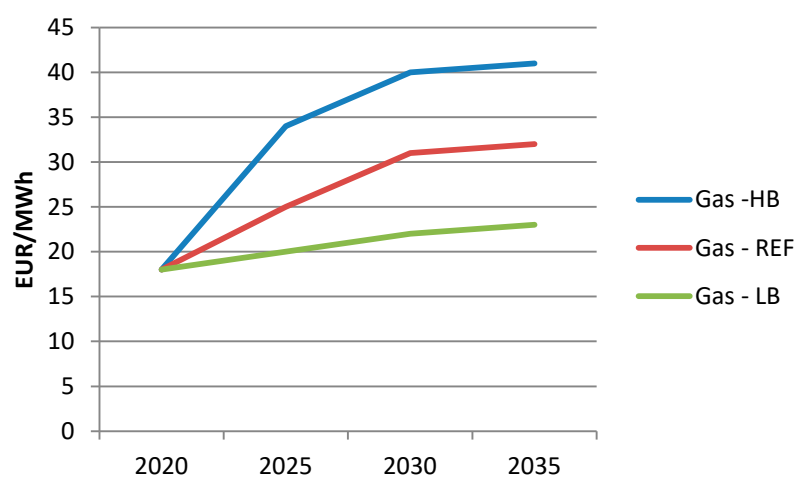
Förkortningarna: REF = referens, HB = höga bränslepriser, LB = låga bränslepriser



Figur 38. Antagna CO₂ priser, EUR/MWh.



Figur 39. Antagna kol priser, EUR/MWh.



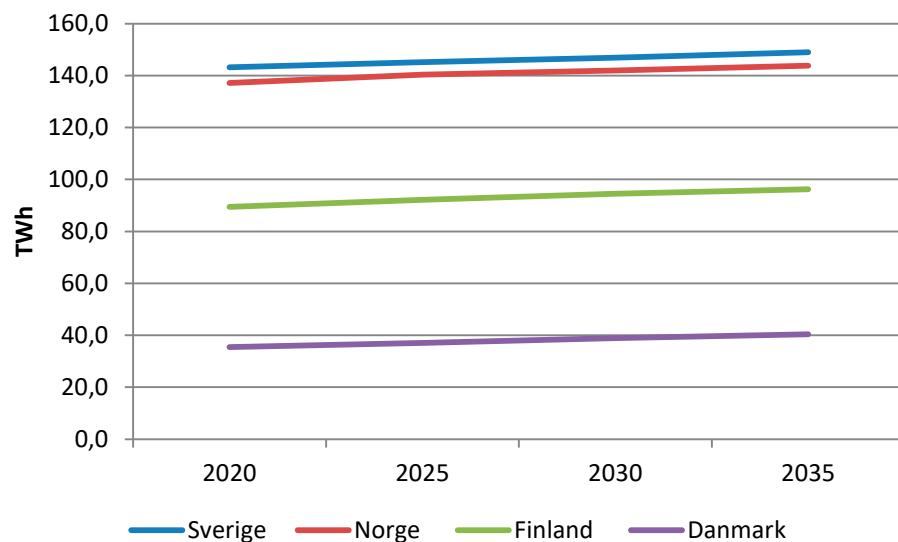
Figur 40. Antagna gaspriser, EUR/MWh.

Transmissionskapacitet

Överföringskapaciteten mellan länderna och internt inom länderna antas i drift som planerat. Nedan redovisas några centrala antaganden om kabelförbindelser.

- NordLink (1400 MW) mellan Norge och Tyskland till år 2020
- Cobra (700MW) mellan Danmark och Nederländerna till år 2020
- Hansa Power Bridge mellan Sverige och Tyskland till år 2025 (600 MW)
- Två kablar mellan Norge och Storbritannien, North Connect (1400 MW) och NSN (1400 MW), båda till år 2025
- Viking Link (1000 MW) mellan Danmark och Storbritannien till år 2025
- Ny kabel mellan Danmark och Tyskland på 500 MW till år 2025

Elanvändning



Figur 41. Elanvändning, TWh.

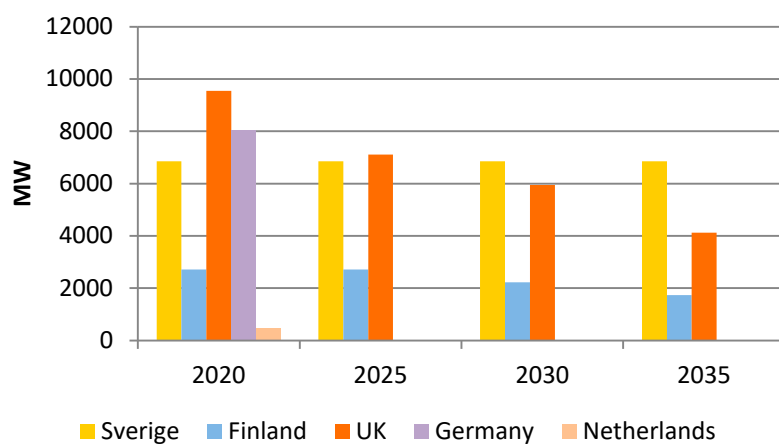
Scenarier

Nedan beskrivs respektive scenario som har modellerats. Åren som har analyserats är 2020, 2025, 2030 och 2035. År 2020 är samma för alla scenarier.

Samtliga scenarier modeleras med tre olika utvecklingar för bränslepriserna enligt ovan, referens (REF), höga bränslepriser (HB) och låga bränslepriser (LB).

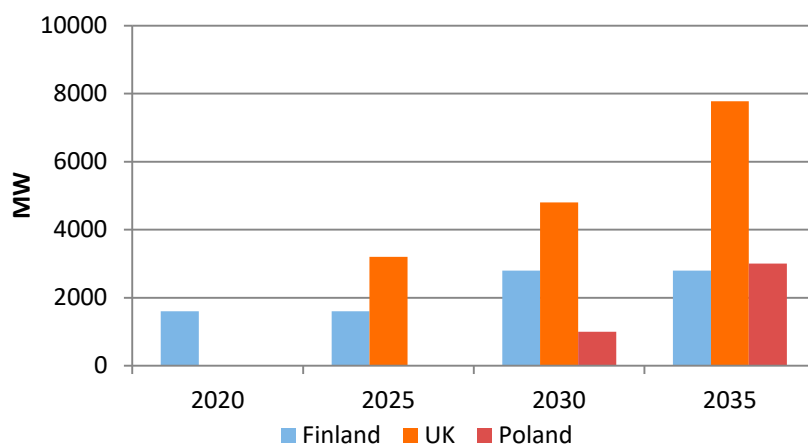
Referens (Ref)

Kärnkraftsreaktorerna O1, O2, R1 och R2 stänger före år 2020 enligt besked från ägarna. De sex återstående kärnkraftsreaktorerna är i drift under hela sin tekniska livslängd.

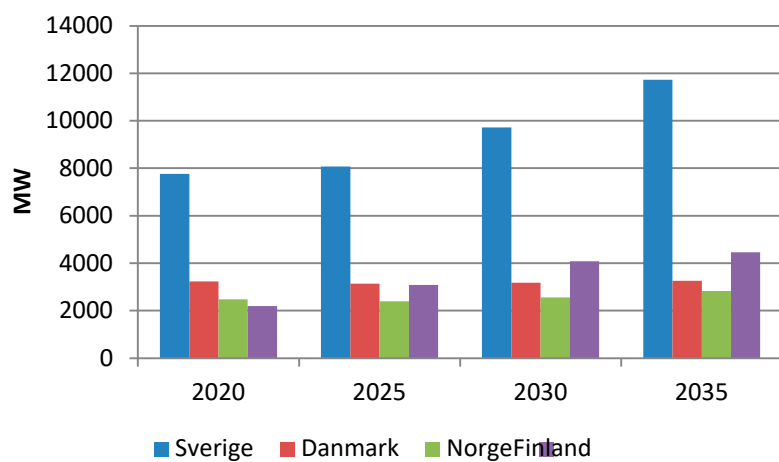


Figur 42. Befintlig kärnkraft, MW.

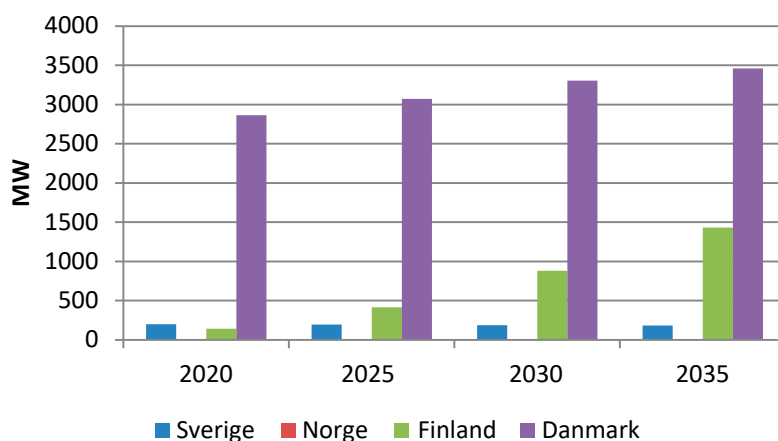
Ny kärnkraft antas i Finland, UK och Polen.



Figur 43. Ny kärnkraft, MW.



Figur 44. Landbaserad vindkraft, MW.



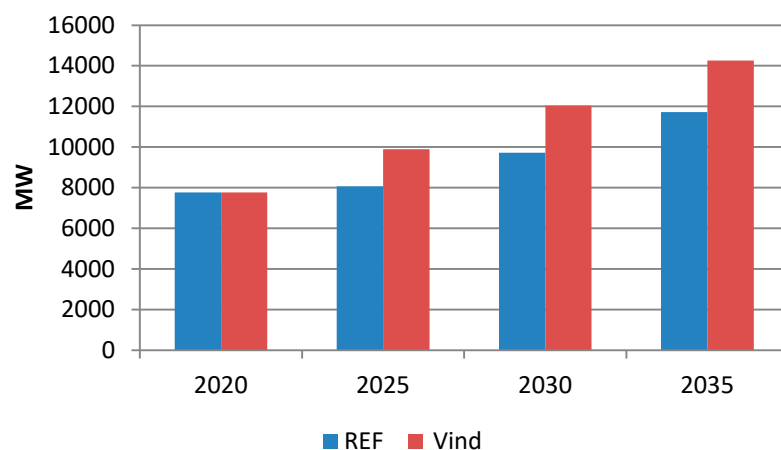
Figur 45. Havsbaserad vindkraft, MW.

Inga investeringar (No invest)

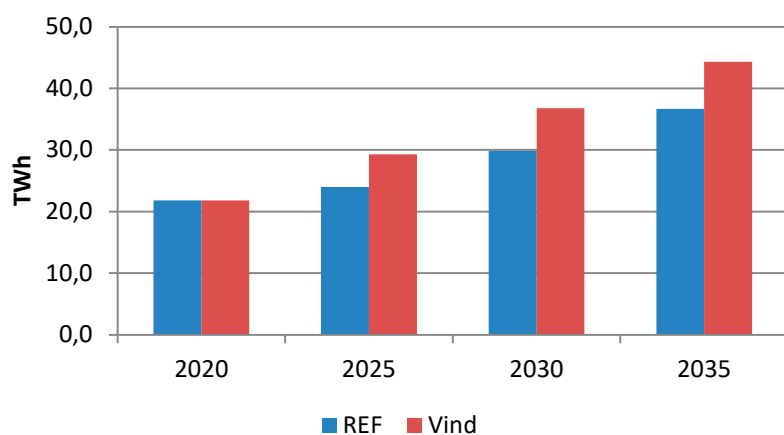
I detta scenario sker inga investeringar i elproduktionsanläggningar efter år 2020.

Utbyggnad av landbaserad vindkraft (Vind)

Här byggs landbaserad vindkraft ut med ca 7,5 TWh var femte år, med utgångsår 2020, dvs 7,5 TWh till 2025, ytterligare 7,5 TWh till 2030 och ytterligare 7,5 TWh till 2035.



Figur 46. Installerad effekt för landbaserad vindkraft i scenariorna REF och Vind, MW.

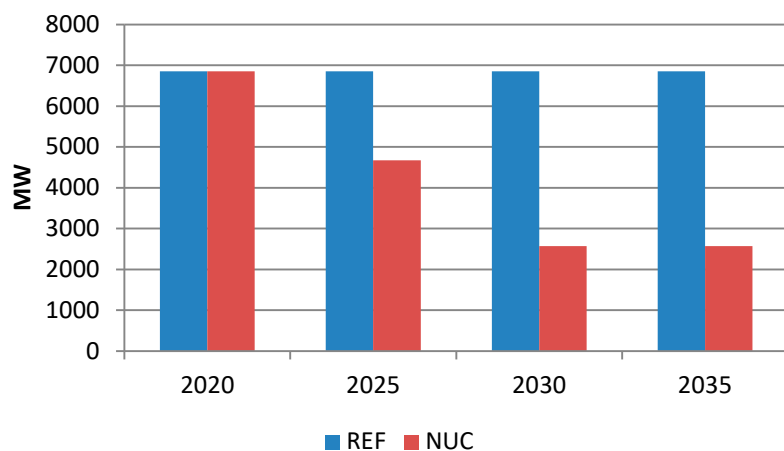


Figur 47. Produktion från landbaserad vindkraft i scenariorna REF och Vind, TWh.

Kärnkraft (Nuc)

I detta scenario antas ytterligare 2 reaktorer tas ur drift till år 2025 och sedan ytterligare två till år 2030.

Kärnkraftsreaktorerna O1, O2, R1 och R2 stänger före år 2020 enligt besked från ägarna.



Figur 48. Installerad effekt svensk kärnkraft, MW.

Bilaga 3 – Marknadsförbättrande åtgärder

Genomförda och planerade åtgärder 2015–2017

Typ av information	Första gången publicerad	Intervall för publicering	Ansvar för informationen	Form för publicering
Sammanställning – planerade projekt i SE	Vår 2015	1–2 ggr/år	Energimyndigheten	Excelformat på webben
Sammanställning – tillståndsgivna projekt i NO		Kvartalsvis	NVE	Excelformat på webben
Modell för beräkning av kvotpliktig elanvändning i SE	Vår 2015	Kvartalsvis	Energimyndigheten	Ingår i kvartalsrapport
Presentation av kvotpliktig elanvändning i NO	Vår 2015	Kvartalsvis	NVE	Ingår i kvartalsrapport
Lista över godkända anläggningar i SE och NO	2012	Dagligen	Energimyndigheten och NVE	Excelformat på respektive myndighets webbsida
Marknadsseminarium	Vår 2015	Årligen	Energimyndigheten och NVE	Seminarium för anmälda aktörer om marknaden för elcertifikat. Presentationer publiceras på webben
Kvartalsrapport	2014	Kvartalsvis	Energimyndigheten och NVE	Nyhetsutskick om att kvartalsrapporten kommer publiceras och publicering av rapporten på respektive webbsida
Årsrapport för elcertifikatsystemet	2012	Årligen	Energimyndigheten och NVE	Publicering på webb och möjlighet att beställa tryckt pappersversion
Information om marknaden och marknadsstatistik på webben	2012	Löpande	Energimyndigheten och NVE	Respektive myndighets webbsida
Utfärdade elcertifikat – Cesar och NECS	Sedan start av elcertifikatsystemet i respektive land	Dagligen	Energimyndigheten och Statnett	Respektive webbsida för Cesar och NECS

Detaljerad beskrivning av publikationer och information

Sammanställning av planerade projekt i Sverige

Energimyndigheten publicerar sedan våren 2015 en sammanställning över planerade projekt i Sverige som förväntas tillkomma inom elcertifikatsystemet. Sammanställningen förser aktörer på elcertifikatsmarknaden med information om hur utbudet av elcertifikat kan utveckla sig i framtiden.

Sammanställningen omfattar alla förnybara energislag (i dagsläget bio-, vatten-, vind- och solkraft) och innehåller information om respektive projekt, exempelvis förväntad elcertifikatberättigad elproduktion, effekt, om projektet tillståndsprövas eller är under konstruktion.

Listan över planerade projekt finns på Energimyndighetens webbsida om marknadsstatistik om elcertifikatsystemet.

Sammanställning av tillståndsgivna projekt i Norge

NVE tillhandahåller information om projekt som fått slutgiltigt tillstånd/koncession för att få byggas, hur mycket produktion som har tagits i drift och hur många anläggningar det gäller samt deras förväntade elproduktion som fått slutgiltigt tillstånd men ännu inte har tagits i drift. Sammanställningen förser aktörer på elcertifikatsmarknaden med information om hur utbudet av elcertifikat kan utveckla sig i framtiden.

Informationen är uppdelad på energislag och ger information om det gäller vattenkraft med en installerad effekt mindre eller större än 10 MW, om tillståndet avser en produktionsökning i en befintlig anläggning, hur många anläggningar som omfattas, deras installerade effekt samt förväntad elproduktion. Informationen finns tillgänglig på NVEs webbsida och publiceras kvartalsvis.

(<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/ny-kraftproduksjon/>)

Modell för beräkning av kvotpliktig elanvändning i Sverige

Energimyndigheten publicerar kvartalsvis information om hur den kvotpliktiga elanvändningen för det aktuella kvartalet har utvecklat sig. Bedömningen av vad den kvotpliktiga elanvändningen uppgått till varje kvartal baseras på ett beräkningsverktyg och ger elcertifikatsmarknaden information om vad efterfrågan på elcertifikat kan uppgå till.

Den uppskattade kvotpliktiga elanvändningen på kvartalsbasis presenterades för första gången i Energimyndighetens och NVEs kvartalsrapport under våren 2015 och har sedan dess ingått som en del i kvartalsrapporterna.

Mer information om beräkningsverktyget finns på Energimyndighetens webbsida för marknadsstatistik om elcertifikatsystemet. Där finns även kvartalsrapporterna tillgängliga för nedladdning.

(<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>)

Presentation av kvotpliktig elanvändning i Norge

I Norge är elnätsägare skyldiga att kvartalsvis rapportera vad den kvotpliktiga elanvändningen för det föregående kvartalet har varit för respektive kund som är kvotpliktig. NVE sammanställer elnätsägarnas rapporter och publicerar vad den kvotpliktiga elanvändningen har varit för det aktuella kvartalet. Information om den kvotpliktiga elanvändningen i Norge finns i kvartalsrapporterna för elcertifikatsystemet. Dessa finns tillgängliga för nedladdning på Energimyndighetens webbsida för marknadsstatistik.

(<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>)

Lista över godkända anläggningar i Norge

NVE publicerar på sin webbsida en lista på anläggningar som har ansökt om tilldelning av elcertifikat. Listan innehåller information om vilka anläggningar som blivit godkända och vilka som har fått avslag på ansökan. För respektive

anläggning finns det bland annat information om energikälla, geografisk placering, vem som äger anläggningen, när den togs i drift, anläggningens förväntade elproduktion och under vilken tidsperiod anläggningen kommer att tilldelas elcertifikat. Genom att sammanställa de godkända anläggningarnas förväntade normalårsproduktion får man en indikation på det nuvarande utbudet av elcertifikat.

(<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elcertifikater/elcertifikater-behandlede-anlegg/>)

Lista över godkända anläggningar i Sverige

Energimyndigheten publicerar på sin webbsida en lista över anläggningar som har godkänts för tilldelning av elcertifikat. Listan innehåller bland annat information om vem som äger anläggningen, anläggningens förväntade elproduktion, hur länge anläggningen får tilldelas elcertifikat och anläggningens energikälla. Listan uppdateras varje dag och finns för nedladdning på Energimyndighetens webbsida för marknadsstatistik om elcertifikatsystemet. Genom att sammanställa godkända anläggningars förväntade normalårsproduktion får man en indikation på det nuvarande utbudet av elcertifikat.

(<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>)

Marknadsseminarium

Som ett led i att öka transparensen på elcertifikatsmarknaden anordnar Energi-myndigheten och NVE varje år ett svensk-norskt elcertifikatsseminarium. Under seminariet presenteras aktuella och relevanta ämnen för den svensk-norska elcertifikatsmarknaden, exempelvis information om utbud och efterfrågan på elcertifikat, utbyggnadstakten av förnybar el, reserven av elcertifikat, behovet av tekniska justeringar av kvotkurvan och kvotpliktig elanvändning. Presentationerna från seminariet finns på Energimyndighetens och NVE:s webbsidor.

Kvartalsrapport

Energimyndigheten och NVE publicerar kvartalsvis tillsammans en kvartalsrapport om elcertifikatsmarknaden. Kvartalsrapporten anger status för elcertifikatsmarknaden och visar nuvarande förväntad elcertifikatsberättigad elproduktion, prisutvecklingen av elcertifikat samt information om förväntad kvotpliktig elanvändning. Rapporten innehåller tal för både Norge och Sverige och finns tillgänglig på respektive myndighets webbsida.

(<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>).

Årsrapport för elcertifikatsystemet

Årsrapport för elcertifikatsystemet är en återkommande publikation om den svensk-norska elcertifikatsmarknaden. Rapporten innehåller en beskrivning, med bilder och figurer, av hur systemet fungerar, statistik för det föregående året och kortfattade analyser och kommentarer till utvecklingen för det aktuella året. Årsrapporten finns tillgänglig på svenska och norska på respektive myndighets webbsida. Det finns också möjlighet att beställa en tryckt pappersversion av årsrapporten.

Information om marknaden och marknadsstatistik på webben

På NVEs och Energimyndighetens webbsidor finns information om elcertifikat och elcertifikatsystemet. Förutom det som beskrivits ovan finns även information syftet med elcertifikatsystemet, vad som krävs för att en anläggning ska godkännas för tilldelning av elcertifikat, vem som är kvotpliktig och varje år behöver köpa elcertifikat och elkundens kostnad för elcertifikat.

Utdrag av statistik från Cesar och NECS

Cesar och NECS är kontoföringssystem för elcertifikat. Det är genom Cesar och NECS som elcertifikat utfärdas till anläggningsinnehavare inom elcertifikatsystemet och den årliga annulleringen av elcertifikat sker. På respektive webbsida för Cesar och NECS finns möjlighet att göra utdrag på annullerade elcertifikat, hur många elcertifikat som har utfärdats under ett visst tidsintervall, i vilket land elcertifikaten har utfärdats och vad det volymvägda medelpriset för elcertifikat för genomförda transaktioner i Cesar och NECS är.

(<https://cesar.energimyndigheten.se/default.aspx>)

(<http://necs.statnett.no>)

Gemensam kommunikationsplan för den svensk-norska elcertifikatsmarknaden

Kommunikationsplanen gäller för Energimyndigheten och Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Den reviderade kommunikationsplan blev formellt antagen vid möte mellan parterna den 3 maj 2016.

Bakgrund

Sverige och Norge har från den 1:a januari 2012 en gemensam elcertifikatsmarknad. Målet med den gemensamma marknaden är att öka den förnybara elproduktionen med 28,4 TWh mellan 2012 och 2020. Sverige ska finansiera 15,2 TWh och Norge 13,2 TWh genom att kraftleverantörer och vissa elkunder köper elcertifikat.

I Sverige finns elcertifikatsystemet sedan 1 maj 2003. I Norge upprättades elcertifikatsystemet den 1:a januari 2012.

Energimyndigheten och NVE är de myndigheter som ansvarar för den gemensamma marknaden. Därtill finns ett råd med representanter på departementsnivå med två personer från vardera av länderna. Rådet tar fram en kommunikationsstrategi som den här kommunikationsplanen förhåller sig till.

Riktlinjerna i denna kommunikationsplan gäller Energimyndigheten och Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Mål med kommunikationen i Sverige och Norge

Det övergripande målet med kommunikationsinsatserna är att:

- Bidra till en stabil elcertifikatsmarknad, där marknadens aktörer känner förtroende för Energimyndigheten och NVE, samt känner till den gemensamma marknadens förutsättningar

Detta ska ske genom att:

- marknadsrelevant information ska förmedlas på ett sådant sätt att alla marknadsaktörer ska få tillgång till den samtidigt
- och det ska finnas övergripande och lättillgänglig information till samtliga målgrupper om vad elcertifikatsystemet är och hur den gemensamma marknaden fungerar

Publicering

Informationen till marknaden ska stämmas av mellan Energimyndigheten och NVE och samtliga marknadsaktörer ska få samma information samtidigt. Informationen räknas som tillgänglig för alla när den publiceras på minst en av följande webbplatser:

Energimyndigheten, NVE, Olje- och energidepartementet och Miljö- och energidepartementet.

Webbplatserna för NVE och Energimyndigheten (www.nve.no samt www.energimyndigheten.se) är de primära informationskanalerna.

Målgrupper

Marknadsrelevant information riktar sig primärt till de aktörer som är direkt berörda av elcertifikatsystemet: elproducenter, elleverantörer, nätbolag, elintensiv industri, investerare samt vissa elanvändare.

Allmän information om elcertifikatsystemet riktar sig till andra intressenter, beslutsfattare och allmänheten i Sverige och Norge.

Målgrupper utanför Sverige och Norge

- Kommunikationen riktar sig även till målgrupper utanför Sverige och Norge som kan vara intresserade av elcertifikatsystemet
- Utländska beslutsfattare (EU samt relaterade organisationer)
- Media
- Organisationer (NGO:s, miljöorganisationer, lobbyister)
- Övriga informationssökare (akademi, branschorganisationer)

Arbetsprocess för informationens innehåll

Kommunikationsinsatser om den gemensamma elcertifikatsmarknaden kräver en löpande avstämning mellan de berörda myndigheterna. Budskap, presentationer, informationsmaterial (tryckt och webb) och tidpunkt för publicering avställs mellan NVE och Energimyndigheten. Vid behov stäms detta även av med Statnett samt departementen.

Informationsnivåer

Till vilken grad informationen ska stämmas av mellan myndigheterna beror på vilken av följande nivåer som informationen hör till. I samband med att respektive organisation godkänner informationen bedöms även vilken nivå informationen tillhör.

Nivå 1: Gemensam marknadsrelevant information

Både NVE och Energimyndigheten ska godkänna publicering av gemensam marknadsrelevant information före det publiceras. Gemensam marknadsrelevant information innebär främst punkterna 1–3 under rubriken *Gemensamma kommunikationsinsatser*.

Gemensam marknadsrelevant information ska publiceras samtidigt i båda länderna och ska föregås med en nyhet eller pressmeddelande om tidpunkt för publicering.

Nivå 2: Annan marknadsrelevant information

NVE och Energimyndigheten ska informera varandra i god tid före publicering av annan marknadsrelevant information. Det ska vara tillräckligt med tid, normalt minst två dagar före publicering, så att den tillfrågade myndigheten har möjlighet att kommentera. Innan publicering ska myndigheterna vara enliga om innehåll och hur publicering ska ske.

Annan marknadsrelevant information behöver inte publiceras samtidigt i båda länderna. Det andra landet avgör om det krävs nyhet med länk till publicerad information.

Punkt 4–10 är exempel på annan marknadsrelevant information

Nivå 3: Information för kännedom; exempelvis webb, nyhetsbrev och annonser.

De två länderna kan fritt utforma information på denna nivå. Men det ska vara naturligt att informera varandra om informationsinsatserna.

Punkt 11–13 är exempel på information för kännedom.

Gemensamma kommunikationsinsatser

1. Årsrapport för elcertifikatsmarknaden

NVE och Energimyndigheten tar varje år fram en gemensam årsrapport för elcertifikatsmarknaden. Rapporten överlämnas till rådet i samband med rådsmötet som hålls på våren. Rapporten publiceras på NVEs och Energimyndighetens webbplatser.

2. Kvartalsrapport för elcertifikatsmarknaden

NVE och Energimyndigheten tar kvartalsvis fram en gemensam kortfattad marknadsrapport för elcertifikatsmarknaden. Rapporten offentliggörs och publiceras på NVEs och Energimyndighetens webbplatser.

3. Gemensamma pressmeddelanden och webbnyheter

Annulering: Information om antal annullerade elcertifikat i Sverige och preliminära tal för Norge, samt totalen för båda länderna. Sammanställning med detaljerade uppgifter om annulleringen och slutgiltigt antal annulleringar i Norge, samt kvotpliktsavgift. En särskild publiceringsrutin ska gälla för information kring annulleringen, rutinen ska uppdateras inför varje annulleringstillfälle.

Publiceringsrutin ska bland annat innehålla:

- Tidpunkter för olika aktiviteter
- Kontaktpersoner och kontaktuppgifter (NVE, Energimyndigheten)
- Instruktioner vid avvikelse

Kontrollstation: All relevant information kopplat till kontrollstation.

Gemensamt marknadsseminarium: Energimyndigheten och NVE arrangerar varje år ett marknadsseminarium. Under seminariet presenteras underlag för tekniska justeringar av kvotpliktskurvan och annan information från myndigheterna. Seminariet hålls vartannat år i Sverige och Norge.

Övrigt: Exempelvis beställning av rapporter och analyser från rådet och publicering av analyser/rapporter med koppling till elcertifikatsmarknaden och som innehåller marknadsrelevant information.

4. Marknadskommentarer

Marknadsrelevant information som myndigheterna planerar att presentera eller använda sig av i externa sammanhang ska sammanställas och offentliggöras på någon av myndigheternas hemsidor innan de används externt.

5. Kvotpliktig elanvändning

Energimyndigheten publicerar kvartalsvis information om hur den kvotpliktiga elanvändningen för det aktuella kvartalet kan ha utvecklats. Bedömningen av vad den kvotpliktiga elanvändningen uppgått till varje kvartal baseras på ett beräkningsverktyg och ger elcertifikatsmarknaden information om vad efterfrågan på elcertifikat kan uppgå till.

NVE publicerar kvartalsvis information om vad den kvotpliktiga elanvändningen har varit för det aktuella kvartalet. Informationen är en sammanställning av rapportering från elnätsägare om vad den kvotpliktiga elanvändningen för det föregående kvartalet har varit för respektive kund som är kvotpliktig.

Den kvotpliktiga elanvändningen på kvartalsbasis presenterades i Energimyndighetens och NVEs kvartalsrapport om elcertifikatsmarknaden.

6. Godkända anläggningar

Lista över godkända anläggningar i Sverige och Norge presenteras och uppdateras på myndigheternas webbplatser.

Följande anläggningsinformation publiceras: Kraftverksnamn, status (godkänt/ icke godkänt), typ av anläggning, installerad effekt, förväntad elproduktion, beslutsdatum, tilldelningsperiod, omfång (hela/delar av produktion), fylke och namn på anläggningsinnehavare.

7. Antal utfärdade elcertifikat

Publiceras löpande av Energimyndigheten och Statnett i Cesar respektive NECS. Utfärdande tidpunkt ska publiceras, eventuell avvikelse ska tillkännas ges i så god tid som möjligt.

8. Namn på elcertifikatpliktiga

Namn på samtliga elcertifikatpliktiga i respektive länder ska offentliggöras på Energimyndighetens och NVEs webbplatser och uppdateras minst en gång per år.

9. Planerade och tillståndsgivna projekt

Energimyndigheten publicerar sammanställning över planerade projekt i Sverige som förväntas tillkomma inom elcertifikatsystemet. NVE publicerar information om projekt som fått slutgiltigt tillstånd/koncession för att få byggas. Sammanställningarna innehåller bland annat information om förväntad elproduktion, effekt och om projektet är under konstruktion.

10. Föredrag och presentationer

Energimyndigheten och NVE informerar varandra om planerade åtaganden som talare vid seminarier/konferenser då det bedöms vara relevant. När någon myndighet får en förfrågan ska det vara naturligt att informera den andra myndigheten.

11. Nyhetsbrev

Svenska nyhetsbrev skickas vid behov, minst en gång i kvartalet. Nyheterna ska vara aktuella när brevet skickas. Nyhetsbreven finns tillgängliga på www.energi-myndigheten.se. I Norge publiceras nyheter på www.nve.no vid behov.

Det är möjligt att prenumerera på nyheter via e-post.

12. Webben

NVE och Energimyndigheten ska aktivt och löpande arbeta för att utveckla sina respektive sidor om den gemensamma marknaden inklusive de engelska webbplatserna.

Underhåll av kommunikationsplanen

Kommunikationsplanen underhålls av NVE och Energimyndigheten gemensamt. Planen ska gås igenom och eventuellt uppdateras minst en gång per år.

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