

För- och nackdelar med en utvidgning av elcertifikatsmarknaden

En delrapport i uppdraget om samarbetsmekanismer i Energimyndighetens regleringsbrev 2013

ER 2013:27

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

© Statens energimyndighet

ER 2013:27

ISSN 1403-1892

Förord

För att uppnå sitt nationella åtagande enligt förnybartdirektivet (direktiv 2009/28/EG) lättare och mer kostnadseffektivt kan medlemsstaterna använda sig av så kallade samarbetsmekanismer: statistisk överföring, gemensamma projekt eller gemensamt stödsystem. Energimyndigheten har i tidigare uppdrag analyserat möjligheter och begränsningar med samarbetsmekanismerna och undersökt andra länders intresse. En av slutsatserna från ett tidigare uppdrag¹ var att om Sverige beslutar att utnyttja samarbetsmekanismerna bör det i första hand ske inom ramen för elcertifikatsmarknaden.

I regleringsbrevet för 2013 har Energimyndigheten fått i uppdrag att bidra till fortsatt analys och praktiska förberedelser för ett eventuellt samarbete med andra medlemsländer. Den här rapporten utgör Energimyndighetens redovisning av den del av uppdraget som efterfrågat en analys av för- och nackdelar med att utvidga elcertifikatsmarknaden till fler länder. De två andra rapporterna som publiceras inom uppdraget är:

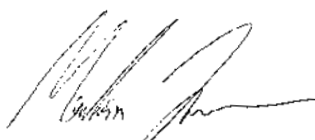
- Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft
- Finansiering av gemensamma projekt enligt förnybartdirektivet

Martin Johansson har varit projektledare för regleringsbrevsuppdraget om samarbetsmekanismer och Kristina Eklund delprojektledare för utredningen om en utvidgad elcertifikatsmarknad. I utredningen har också Katarina Jacobson, Anna Lock och Daniel Kulin deltagit. Daniel Friberg har varit kvalitetssäkrare. Därutöver har många medarbetare vid Energimyndigheten bidragit med värdefulla synpunkter och kommentarer.



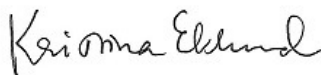
Roger Eklund

Stf generaldirektör



Martin Johansson

Projektledare



Kristina Eklund

Delprojektledare

¹ "Samarbetsmekanismer i förnybartdirektivet – en fördjupad analys", ER 2011:16, Energimyndigheten (2011)

Innehåll

1	Sammanfattande slutsatser	5
2	Inledning	7
2.1	Uppdraget.....	8
2.2	Angränsande arbete.....	8
2.3	Utgångspunkter och avgränsningar.....	9
2.4	Osäkerheter i antaganden.....	10
3	Sveriges och Norges förutsättningar för utbyggnad av förnybar elproduktion till år 2020	11
3.1	Förnybar energi i Sverige och Norge.....	11
3.2	Potential för förnybar elproduktion i Sverige och Norge.....	12
3.3	Kostnadsuppskattning för förnybar el.....	15
3.4	Sammanfattande bedömning av realiserbar förnybar elproduktion och kostnad vid en utvidgad marknad.....	17
4	Utvidgning av elcertifikatsmarknaden till år 2020	21
4.1	Nyckeltal för beskrivning av konsekvenser för elcertifikatsmarknaden.....	23
4.2	Grundscenario.....	24
4.3	Scenario högre realiserbar potential i Sverige och Norge.....	31
4.4	Scenario lägre realiserbar potential i Sverige och Norge.....	33
4.5	Scenario större elprisskillnad mellan Sverige/Norge och kontinenten..	34
4.6	Slutsatser från scenarioanalysen.....	38
5	Samhällsekonomiska konsekvenser av alternativa scenarier	41
5.1	Utbyggnadens konsekvenser för elmarknaden.....	42
5.2	Konsekvenser för elkundens kostnader.....	42
5.3	Bedömning av effekter på samhällsekonomiska indikatorer.....	44
5.4	Slutsatser från analysen av samhällsekonomiska konsekvenser.....	52
6	Utvidgad elcertifikatsmarknad i ett långsiktigt perspektiv	55
6.1	Sveriges långsiktiga potential för utbyggnad av förnybar el.....	55
6.2	Konsekvenser för elcertifikatsmarknaden.....	57
6.3	Konsekvenser för elmarknaden och försörjningstryggheten.....	58
6.4	Konsekvenser för förnybar elproduktion i Sverige.....	59

6.5	Samhällsekonomiska konsekvenser	60
6.6	Fyra scenarier för tiden efter år 2020	60
6.7	Slutsatser i ett långsiktigt perspektiv, efter år 2020	61
7	Förutsättningar för kostnadseffektiv utvidgning av elcertifikatsmarknaden	63
7.1	Kostnadseffektivitet på utbudssidan	63
7.2	Kostnadseffektivitet på efterfrågesidan.....	64
7.3	Förutsättningar som påverkar effektivitet och kostnadseffektivitet....	64
8	Referenser	67
	Bilaga 1: Kostnadskurvor för fem EU-medlemsstater	71
	Bilaga 2: Antaganden och beräkningsmetoder till scenarioanalysen	75
	Bilaga 3: Beräkningsresultat från scenarioanalysen	77

1 Sammanfattande slutsatser

Energimyndigheten har analyserat en utvidgad elcertifikatsmarknad till tre olika typer av länder – ett litet, ett medelstort och ett stort ”köparland”.

Ett nytt mål för förnybar energi kan behövas för att en utvidgad marknad ska löna sig före år 2020.

Tiden fram till år 2020, när förnybartdirektivet ska uppnås, är nu mycket knapp. En utvidgning av elcertifikatsmarknaden kräver tid och resurser som är svåra att få avkastning på i ett så kort tidsperspektiv. För att det ska vara lönt att utvidga marknaden före år 2020 krävs sannolikt att EU fastställer ett mer långsiktigt mål för utbyggnaden av förnybar energi.

När ett nytt mål för förnybar energi har beslutats kan en utvidgad elcertifikatsmarknad bidra både till EU:s 2020-mål och till mer långsiktiga mål.

Det finns en stor realiserbar potential för landbaserad vindkraft fram till år 2020 i Sverige/Norge utöver den som förväntas byggas inom den nuvarande svensk-norska elcertifikatsmarknaden. Om marknaden utvidgas till ytterligare länder före år 2020 kommer det dock ändå att finnas realiserbar potential för utbyggnad av landbaserad vindkraft på lång sikt. En tidig utvidgning minskar också risken för att tidspress uppstår när ett eventuellt nytt mål närmar sig.

Sverige har kostnadsmässiga fördelar för ny förnybar el.

Den svenska realiserbara potentialen för produktion av förnybar el har också en relativt låg kostnad jämfört med övriga EU-länder. En utvidgad elcertifikatsmarknad skulle därför kunna bli ett kostnadseffektivt sätt att komma närmare EU:s mål för förnybar energi. I samtliga alternativ som har analyserats i denna utredning, ökar utbyggnaden av förnybar elproduktion i Sverige/Norge vid utvidgning av elcertifikatsmarknaden.

En utvidgning bör göras till ett medelstort köparland.

Den svensk-norska realiserbara potentialen till år 2020 bedöms inte räcka till för att fylla hela behovet av förnybar el för ett stort köparland. Dyrare produktionsslag måste byggas ut i det anslutande landet och elcertifikatpriset behöver då på sikt bli högre. Från ett svensk-norskt perspektiv är en utvidgning av elcertifikatsmarknaden därför mer fördelaktig om det anslutande landet är av en sådan storlek att lägre elpriser och samhällsekonomiska nyttor uppväger det högre elcertifikatpriset.

En utvidgning kan leda till att dyrare svensk elproduktion kan bli lönsam.

Svensk havsbaserad vindkraft kan komma att byggas inom ramen för ett samarbete. Att utfallet blir havsbaserad vindkraft i analysen beror på antaganden om den realiserbara potentialen. I verkligheten skulle ett högre elcertifikatpris istället kunna leda till en större utbyggnad av landbaserad vindkraft med höga produktionskostnader.

Samarbete med ett land som har liten efterfrågan bör ske genom andra typer av samarbetsmekanismer.

Vid utvidgning till ett land med litet behov av förnybar elproduktion räcker potentialen i Sverige/Norge med god marginal och varken elcertifikatpris eller

elpris påverkas. Nyttan av samarbetet kan vara liten i jämförelse med den tid och de resurser som krävs för att genomföra samarbetet. Alternativen är att istället samarbeta genom statistisk överföring, delvis samordnat stödsystem eller genom gemensamma projekt. Även dessa samarbetsmekanismer tar dock tid att genomföra.

Prisskillnader på el mellan Norden och kontinenten har liten betydelse för hur mycket förnybar el som byggs ut i Sverige/Norge.

Enligt analysen krävs en elprisskillnad på 40 öre/kWh för att den ytterligare realiserbara potentialen för landbaserad vindkraft i Sverige/Norge inte skulle byggas ut inom en utvidgad elcertifikatsmarknad. Skillnad i elpris mellan det nordiska elsystemet och kontinenten har däremot stor betydelse för var utbyggnaden sker *först*. Vid ett lågt elpris i Norden och ett högt elpris på kontinenten, blir nyttan av en utvidgning till ytterligare ett land (med kontinentens elpris) lägre.

Vid en utvidgning skulle anslutande lands kvotpliktiga aktörer bidra till att finansiera svensk-norsk vindkraftsproduktion.

Den utvidgade elcertifikatsmarknaden innebär att kvotpliktiga i det anslutande landet betalar för den tillkommande utbyggnaden i Sverige/Norge. Det drar till sig investeringar till vindkraftsbranschen, vilket skapar ökad omsättning och fler arbetstillfällen. En ekonomisk omfördelning sker mellan de länder som ingår i den gemensamma elcertifikatsmarknaden.

Troligen innebär en storskalig utbyggnad i Sverige/Norge endast marginella kostnadsökningar för elkunderna.

I en tidigare utredning beräknades att en utbyggnad av 15 TWh förnybar el i Sverige ger ett elpris som är lägre än i ett referensfall år 2020. Sammantaget innebär det att elkundernas totala kostnad kan vara lägre även om ett utvidgningsalternativ skulle innebära ett högre elcertifikatpris. I flera scenarier i den nu aktuella utredningen ökar dock den totala kostnaden för elkunderna, men ökningen är i de flesta fallen endast marginell.

De långsiktiga konsekvenserna av att utvidga elcertifikatsmarknaden är svårbedömda.

Efter år 2020 uppstår en rad frågetecken. Kommer det ett nytt förnybartdirektiv och har det bindande nationella mål? Kommer Norge att godkänna anläggningar efter år 2020? Kommer Sverige att få tillgodoräkna sig den elproduktion som byggs i Sverige med stöd från ett annat EU-land när ett nytt mål beslutas? Den realiserbara potentialen för förnybar el till en låg kostnad är stor men inte oändlig. Samtidigt får en hög andel vindkraft konsekvenser både på elmarknaden och för elnätet. För att Sverige både ska kunna använda samarbetsmekanismer och kunna öka den förnybara elen efter år 2020 måste åtgärder genomföras så att elmarknaden och elnätet fungerar, exempelvis genom fortsatt utbyggnad av nätförbindelser till andra länder.

I dagsläget är en fortsatt analys inte nödvändig.

Fortsatt utredning av en utvidgad elcertifikatsmarknad är inte lämplig utan att ha klarhet om vilket land som ska omfattas i analysen. Dessutom skulle nya nationella mål för andelen förnybart efter år 2020 behöva komma på plats för att förbättra möjligheterna att förstå långsiktiga konsekvenser av en utvidgning.

2 Inledning

Enligt direktivet om främjande av användningen av förnybara energikällor² ska andelen energi från förnybara energikällor utgöra 20 procent av den totala energianvändningen i EU år 2020. Målet har fördelats till nationella åtaganden för medlemsstaterna. För att uppnå sitt nationella åtagande lättare och mer kostnads effektivt kan medlemsstaterna använda sig av så kallade samarbetsmekanismer: statistisk överföring, gemensamma projekt eller gemensamt stödsystem.

Energimyndigheten har i två tidigare uppdrag³ analyserat olika alternativ för användande av samarbetsmekanismerna. Några av de centrala slutsatserna var:

- Sverige har kostnadsmässiga fördelar för utbyggnad av förnybar el, i jämförelse med vissa andra EU-länder. Därmed finns förutsättningar för Sverige att sälja förnybart värde inom ramen för samarbetsmekanismer.
- Genom att välja att utnyttja samarbetsmekanismerna skulle Sverige bidra till att sänka åtgärds kostnaderna för att uppnå EU:s förnybartmål.
- Om Sverige beslutar om att utnyttja samarbetsmekanismerna bör det ske genom elcertifikatsmarknaden, antingen genom att ansluta ytterligare ett land eller genom att ett land köper och annullerar elcertifikat motsvarande avtalad mängd (delvis samordnat stödsystem).
- Om Sverige istället skulle välja att utnyttja samarbetsmekanismerna genom gemensamma projekt, bör dessa begränsas till havsbaserad vindkraft för att påverka elcertifikatsmarknaden så lite som möjligt.
- Statistisk överföring kan vara ett alternativ för enskilda år i perioden. Det innebär att om Sverige har ett överskott gentemot sitt vägledande förlopp till målet, kan förnybart värde säljas till medlemsstater som istället har ett underskott.

I båda utredningarna har Energimyndigheten också konstaterat att tiden för att hinna utnyttja samarbetsmekanismerna till 2020 är knapp.

I det avtal som undertecknades av Sverige och Norge vid samgåendet till ett gemensamt elcertifikatsystem, framgår att båda parter är öppna för att elcertifikatsmarknaden senare ska kunna utvidgas till fler stater⁴.

² Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.

³ ”Samarbetsmekanismer i EU:s förnybartdirektiv – möjligheter och begränsningar”, Energimyndigheten (2010), ER 2010:18 samt ”Samarbetsmekanismer i förnybartdirektivet – en fördjupad analys”, Energimyndigheten (2011), ER 2011:16

⁴ Avtal mellan konungariket Sveriges regering och konungariket Norges regering om en gemensam marknad för elcertifikat, Stockholm den 29 juni 2011

Intresset för samarbetsmekanismer hos andra medlemsstater bedöms dock fortsatt vara lågt, utifrån vad de har uppgett i sina uppföljningar av förnybartmålet⁵ (de s.k. Artikel 22-rapporterna).

2.1 Uppdraget

Energimyndigheten har i regleringsbrevet för 2013 fått fyra deluppdrag som rör samarbetsmekanismerna enligt förnybartdirektivet:

- Bistå Regeringskansliet (Näringsdepartementet) med underlag som kan behövas vid sondering av intresse hos andra medlemsländer. (Löpande under 2013).
- I samråd med branschen ta fram ett förslag på praktisk hantering för genomförande av eventuella gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft. (Avrapporterat 15 maj).
- Analysera för- respektive nackdelar med en utvidgning av den gemensamma elcertifikatsmarknaden till fler länder. (Senast 15 december).
- Analysera hur gemensamma projekt enligt förnybartdirektivet kan finansieras och i vilken utsträckning valet av finansieringsmetod påverkar den gemensamma elcertifikatsmarknaden före och efter 2020 och konsumentpriset på el. (Senast 15 december).

Denna rapport utgör Energimyndighetens svar på deluppdraget om en utvidgad elcertifikatsmarknad.

2.2 Angränsande arbete

Kontrollstation 2014 för elcertifikatsystemet har påbörjats och ska avrapporteras i februari 2014. Potentialen och kostnaden för utbyggnad av förnybar el i Sverige kommer att kartläggas i kontrollstationerna vilket är viktigt i analyser av samarbetsmekanismer. I största möjliga utsträckning har det pågående arbetet med kontrollstationen därför använts i utredningen om för- och nackdelar med en utvidgning av elcertifikatsmarknaden.

Energimyndighetens rapportering enligt artikel 22 i förnybartdirektivet överlämnades till Regeringskansliet i slutet av oktober. Medlemsstaternas möjlighet att nå förnybartmålet påverkar deras behov av att använda samarbetsmekanismer. Samtidigt kan användandet av samarbetsmekanismer påverka möjligheterna att nå de nationella målen för andelen förnybart.

⁵ Sammanställning och analys kring utvecklingen av förnybar energi i EU:s medlemsländer – Förutsättningar för samarbetsmekanismer utifrån EU-ländernas första rapportering (december 2011/våren 2012) sedan handlingsplanerna år 2010, Energimyndigheten (2012)

2.3 Utgångspunkter och avgränsningar

Energimyndighetens tidigare analyser av samarbetsmekanismerna har utgått från ett köp/säljbehov av förnybart värde i förhållande till vad medlemsstaterna har uppgett i sina handlingsplaner. I denna rapport utgår analysen istället från kostnaderna för utbyggnad av förnybar elproduktion i olika medlemsstater.

De nationella målen för andelen förnybart till 2020 omfattar både värme- och elsektorn. En lägre utbyggnad i elsektorn kan alltså kompenseras genom en ökad andel förnybart i värmesektorn. Att delvis ersätta fossil el- och värmeproduktion med förnybar (dvs. substitution istället för utbyggnad) samt att öka energieffektiviseringen i användarledet kan också bidra till måluppfyllelsen. För analysens skull har i den här rapporten antagits specifika utbyggnadsmål för förnybar el, med utgångspunkt från medlemsstaternas bedömningar i handlingsplanerna.

Utredningen utgör inte någon utvärdering av den gemensamma svensk-norska elcertifikatsmarknaden.

Det som har efterfrågats är en abstrakt analys där olika typländers anslutning till elcertifikatsmarknaden ska studeras. Utredningen berör därför inte hur en sådan utvidgning skulle gå till rent praktiskt, t.ex. genom justeringar av kvotkurvor, lagstiftning etc. Tidsåtgång och administrativa kostnader bedöms vara specifika för vilken slags utvidgning som görs och analyseras därför inte heller inom ramen för denna utredning.

Till en början var avsikten att analysera fem typländer som relativt Sveriges förhållanden har respektive en liten efterfrågan på förnybart värde, stor efterfrågan, litet utbud, stort utbud och nettonoll (är jämförbara med Sverige). I den fortsatta analysen framkom det snart att det är svårt att hitta något land som relativt Sverige kan utgöra ett säljarland av förnybart värde, åtminstone när analysen har avgränsats till elsektorn. Sverige har även i tidigare utredningar om samarbetsmekanismerna bedömts ha kostnadsmässiga fördelar jämfört med många andra länder i EU när det gäller utbyggnad av förnybar el. Analysen har därför koncentrerat sig på att utreda utvidgning till olika typländer som skulle vara köpare av förnybart värde. Typlandet som bedöms vara jämförbart med Sverige med avseende på potential och kostnader, är Norge. Utvidgningen av elcertifikatsmarknaden till Norge har tidigare utretts vid flera tillfällen och genomgår nu den första gemensamma kontrollstationen.

Ett alternativ som inte omfattas av analysen är att utvidga elcertifikatsmarknaden med inte bara ett, utan flera länder.

I den utredning om samarbetsmekanismerna som genomfördes år 2011 ingick en analys av att delvis samordna stödsystem genom att ytterligare ett medlemsland går in som köpare på den svensk-norska elcertifikatsmarknaden men inte själv tilldelar elcertifikat. Denna modell för utvidgning är fortfarande tänkbar och kräver en viss analys av praktisk utformning om den skulle införas. Energimyndigheten har dock tolkat det nuvarande uppdraget som att det är konsekvenserna av en fullständig utvidgning av elcertifikatsmarknaden som är den viktigaste frågan att analysera.

Den samhällsekonomiska analysen beaktar endast effekter för Sverige, inte för Norge eller för det anslutande landet.

Rapporten behandlar konsekvenser av alternativa utvidgningar av den svensk-norska elcertifikatsmarknaden och har inte som syfte att jämföra elcertifikat med andra typer av stödsystem för förnybar el, t.ex. feed-in-tariff eller feed-in-premium.

2.4 Osäkerheter i antaganden

Analysen i denna rapport bygger till stor del på uppskattningar av den långsiktiga marginalkostnaden för förnybar el i ett flertal länder (inklusive Sverige), det framtida elpriset i Sverige och på kontinenten samt den realiserbara potentialen för utbyggnaden av förnybar elproduktion.

Uppskattningarna har en ganska hög osäkerhet och kan påverkas av exempelvis vilken ränta som antas eller av oförutsedda framtida händelser. Vad gäller den realiserbara potentialen så är det svårt att avgöra hur en ökad intäkt från el och elcertifikat påverkar investeringsviljan i biokraft eller i den landbaserade vindkraft som i dagsläget har bedömts som svår att bygga på grund av exempelvis infrastruktur. Det krävs dock mycket stora förändringar i de antagna produktionskostnaderna och elpriserna för att slutsatserna från analysen ska påverkas nämnvärt.

3 Sveriges och Norges förutsättningar för utbyggnad av förnybar elproduktion till år 2020

3.1 Förnybar energi i Sverige och Norge

Sverige är ett stort land i förhållande till sitt invånarantal och har goda tillgångar till både skog och vattendrag. Dessa tillgångar har under lång tid utnyttjats för energitillförsel. I modernare tid har energianvändningen i Sverige gått från att ha varit dominerat av fossila bränslen på 70-talet till att år 2011 uppgå till 48 procent⁶ förnybar energianvändning i förhållande till total slutlig energianvändning. Den totala energitillförseln har samtidigt varit relativt oförändrad sedan mitten av åttiotalet⁷.

Historiskt så har elproduktionen i Sverige dominerats av vattenkraft. Efter utbyggnaden av kärnkraften från år 1971 till 1985 så producerade den och vattenkraften ungefär hälften var av den totala elproduktionen. Sedan år 2003 då elcertifikatsystemet infördes har även den förnybara elproduktionen från industriella mottrycksanläggningar, kraftvärme och vindkraft ökat kraftigt.

Sverige har alltså redan idag en stor andel förnybar el. I detta avsnitt görs ett försök att kvantifiera potentialen för ytterligare utbyggnad av förnybar el, dess kostnad och hur den kan användas för samarbetsmekanismer.

Gällande potentialen i Norge har inga nya uppskattningar gjorts jämfört med kontrollstationen som genomfördes år 2010.

3.1.1 Förnybar elproduktion inom det gemensamma elcertifikatsystemet

Elcertifikatsystemet startade den 1 maj 2003 som ett nationellt stöd för förnybar el. Snabbt därefter gjordes en översyn⁸ som resulterade i att både systemets längd och ambition ökade⁹. När förnybartdirektivet antogs höjdes ambitionsnivån i elcertifikatsystemet ytterligare en gång¹⁰ för att möjliggöra för Sverige att nå sitt nationella mål. Ambitionen med systemet var då att öka den förnybara elproduktionen med 25 TWh till år 2020. Fram till år 2012 hade den förnybara elproduktionen ökat med drygt 13 TWh.

⁶ Energimyndigheten (2013), Energiindikatorer 2013 – Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål, ER 2013:05

⁷ Energiläget 2012, ET 2012:24, Energimyndigheten (2012)

⁸ Översyn av elcertifikatsystemet Etapp 1, ER 2005:08 och Översyn av elcertifikatsystemet Etapp 2, ER 2005:09. Energimyndigheten (2005)

⁹ Regeringens proposition 2005/06:154. Förnybar el med gröna certifikat.

¹⁰ Regeringens proposition 2009/10:133. Höjt mål och vidareutveckling av elcertifikatsystemet.

Från den 1 januari 2012 har Sverige en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge. Det innebär, förutom att elcertifikat kan handlas fritt och annulleras i både Sverige och Norge, att länderna har ett gemensamt mål om att öka den förnybara elproduktionen med 26,4 TWh jämfört med år 2011. Elproduktionen kommer att hamna där den är mest lönsam och länderna har inte längre några egna nationella mål för systemet. Vid beräkningar av förnybartandelen enligt förnybartdirektivet delar Sverige och Norge på det förnybara värdet oavsett var det byggs.

En uppskattning av utbyggnaden av förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet har gjorts i Tabell 1 (för Norge har även vindkraftsproduktionen utanför elcertifikatsystemet inkluderats). Utgångspunkten har varit den uppskattning av Norges utbyggnad som gjordes i samband med kontrollstationen år 2010, vad som har byggts ut inom det gemensamma målet och vad som behöver byggas ut för att uppnå målet. Sammanfattningsvis bedöms alltså Sverige ha cirka 16 TWh vindkraft och Norge cirka 7,6 TWh år 2020. Den realiserbara potentialen till år 2020 utöver detta skulle kunna finnas tillgänglig vid en eventuell utvidgad elcertifikatsmarknad.

Tabell 1. Utbyggnad av förnybar normalårsproduktion av el inom elcertifikatsystemet (TWh).

	Före 1 januari 2012	Realiserad produktion inom det gemensamma målet	Tillkommande produktion inom det gemensamma målet	Totalt
Vindkraft i Sverige	7	3	6	16
Vindkraft i Norge	1,6	0	6	7,6
Biokraft i Sverige (inom elcert)	11	1	2,5	14,5
Biokraft i Norge (inom elcert)	0	0	0,5	0,5
Vattenkraft i Sverige (inom elcert)	3	0	0,5	3,5
Vattenkraft i Norge (inom elcert)	0,6	0,5	6,5	7,6

Källa: Energimyndigheten och Svenska Kraftnät (Cesar)

3.2 Potential för förnybar elproduktion i Sverige och Norge

Begreppet potential kan definieras på olika sätt. Boyle (2004) delar upp potentialen i fyra delar som fritt översatt är *tillgängliga resurser*, *teknisk potential*, *praktiskt genomförbar potential* samt *ekonomisk potential*. *Tillgängliga resurser* är själva energikällans energiinnehåll. Exempelvis den totala årliga solinstrålningen i Sverige. Den *tekniska potentialen* tar hänsyn till hur mycket av den tillgängliga resursen som verkligen kan utnyttjas med tillgänglig mogen teknik. Hänsyn tas också till att det inte går att bygga på vägar, i sjöar eller exempelvis en nationalpark. Nästa steg är den *praktiskt genomförbara potentialen* som även tittar på begränsningar i elnätet och problem med intermittent produktion. Även social acceptans och möjligheten att få tillstånd beaktas. Dessa kan dock vara relativt svåra att uppskatta särskilt för en teknik som befinner sig tidigt i utbyggnadstadiet. Potentialen är oftast uppritad på en kostnadskurva. Härifrån kan den *ekonomiska potentialen* härledas genom antaganden om olika elpriser och stödnivåer.

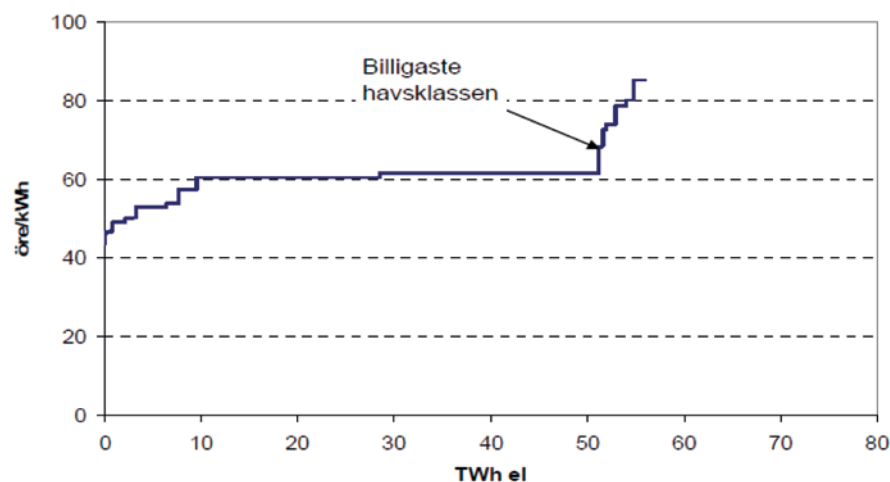
För att komma närmare verkligheten är det viktigt att definiera vilken tids-horisont som avses vid en bedömning av den praktiskt genomförbara potentialen. Begränsningar i resurser eller tillståndprocesser kan medföra att det inte går att bygga mer än ett visst antal TWh per år. Detta behöver beaktas i analyserna eftersom det får konsekvenser både på kort och på lång sikt. I denna rapport benämns detta *realiserbar potential* fram till ett visst årtal. På längre sikt är det mycket svårare att förutse exempelvis teknisk utveckling, ekonomi och tillgänglighet vilket gör att det också blir svårare att kategorisera potentialen.

Denna rapport utgår från samarbete inom elcertifikatsmarknaden och därmed kommer enbart potentialen från elproduktion beröras.

Sveriges potential

Skogen och vattenkraftstillgången har varit viktiga för energitillförseln i Sverige. Här finns också en lång kuststräcka och en relativt stor landareal i förhållande till antalet invånare. Dessa faktorer tillsammans med ett väl utbyggt väg- och elnät gör att den tekniska potentialen för havs- och landbaserad vindkraft i Sverige är mycket hög.

Till skillnad från vattenkraften som begränsas genom skyddade älvar och mottryckskraften som begränsas av värmeunderlag så har vindkraften en betydligt högre potential. Även el från solenergi och biokondenskraft har en hög potential. På längre sikt skulle även vågkraft kunna utgöra en betydande resurs¹¹.



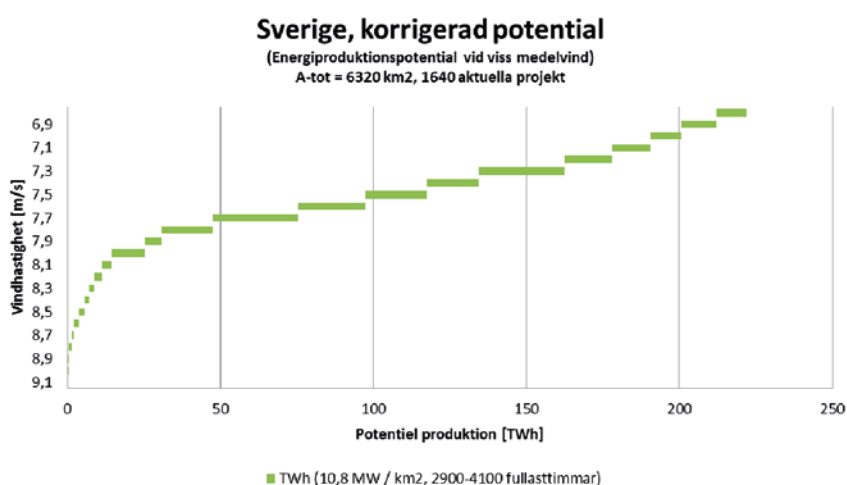
Figur 1. Produktionskostnad och potential för vindkraft. Figur från "Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv", ER 2010:18. Kostnaderna är inte uppdaterade för dagens turbiner.

Källa: Vindkraft i framtiden, Elforsk 2008.

¹¹ Boyle, G (2004). Renewable Energy – Power for a Sustainable Future. ISBN 0-19-926178-4.

På grund av ekonomiska förutsättningar är det dock vindkraft som är den viktigaste energikällan för att i den närmaste framtiden öka andelen förnybar el i Sverige. Det finns en rad källor och metoder för att uppskatta vindkraftpotentialens storlek. I kontrollstationen för elcertifikatsystemet år 2010 användes Elforsks rapport från år 2008¹² där en praktiskt genomförbar potential för havsbaserad vindkraft bedömdes vara cirka 50 TWh, se Figur 1, medan den tekniska potentialen i Sverige ansågs 10 gånger så hög. Figuren innehåller även långsiktiga marginalkostnader för vindkraft som är daterade. Nya kostnadsbedömningar görs senare i avsnittet.

Ett annat sätt att försöka uppskatta potentialen är att utgå från Vindlov.se där planerade vindkraftsprojekt finns noterade. Via en GIS – analys har Energimyndigheten gjort en potentialbedömning för olika vindlägen, se Figur 2. Om alla nuvarande planerade vindkraftsprojekt skulle realiserats skulle de producera upp mot 220 TWh el.



Figur 2. Kostnad för landbaserad vindkraft och dess potential. Utgående från specifika projekt i vindlov.se.

Ett sätt att komma närmare en praktiskt genomförbar potential är att undersöka tillståndsansökningar och tillståndsbeslut. De redan tillståndsgivna landbaserade vindkraftsprojekten uppskattas till ungefär 17 TWh och omfattningen på projekt under prövning bedöms vara ungefär 70 TWh¹³. Trots att havsbaserad vind är betydligt dyrare än landbaserad så finns det även här tillståndsgivna projekt med en ungefärlig produktion på 9 TWh. I tillståndprocessen finns projekt motsvarande ytterligare cirka 18 TWh.

Potentialen för vindkraft är alltså mycket stor i Sverige men vad som är realiserbart till år 2020 analyseras vidare senare i detta avsnitt.

¹² Elforsk (2008). Vindkraft i framtiden – möjlig utveckling i Sverige till 2020, Elforsk rapport 08:17

¹³ Energimyndigheten (2013). Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft. Dnr 2012-9091.

Norges potential

I denna rapport har uppskattningen av den norska utbyggnaden hämtats från den förra kontrollstationen, där Norges vindkraftspotential uppskattades vara lika hög som Sveriges. Inga nya antaganden kommer att göras.

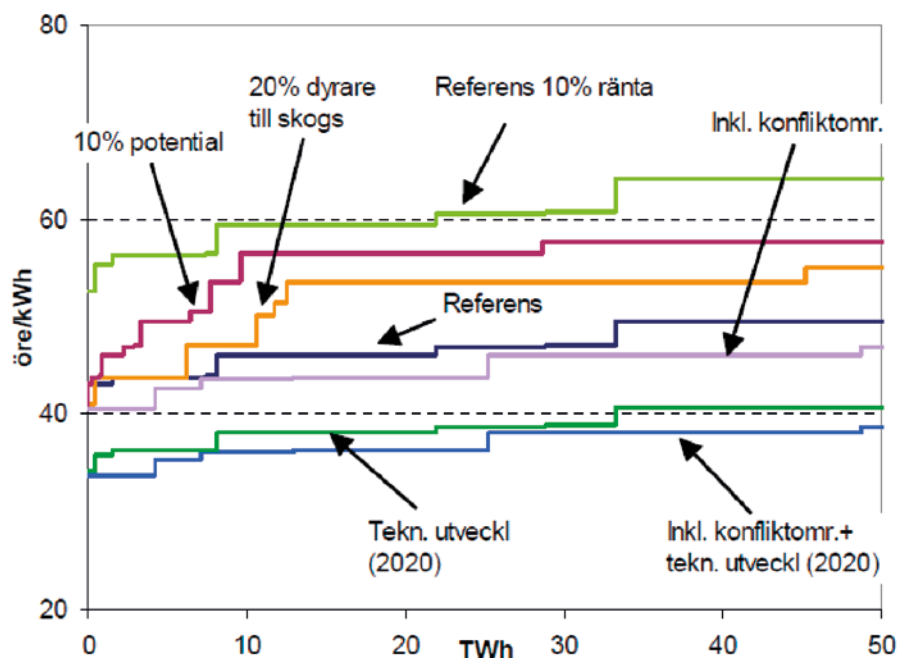
I dagsläget är denna potential relativt outnyttjad.

3.3 Kostnadsuppskattning för förnybar el

Då den realiserbara potentialen av förnybar elproduktion i Sverige främst består av landbaserad vindkraft så kommer detta avsnitt fokusera på kostnaderna för den.

För att uppskatta den totala kostnaden för utbyggnad av den förnybara elen i Sverige behövs ett antal antaganden. Förutom att investeringskostnaden och drift/underhållskostnaderna är beroende av var det byggs är kostnaderna också föränderliga med tiden, exempelvis genom teknikutveckling. För att illustrera variationen i kostnaden för en viss teknik kan denna ritas upp på en kostnadskurva.

I en Elforskrapport från 2008¹⁴ illustreras olika kostnadskurvor för vindkraft beroende på vilka antaganden som gjorts. I Figur 3 framgår att den högsta kostnadsuppskattningen är dubbelt så hög som den lägsta. För att återkoppla till de potentialnivåer som diskuterades i tidigare avsnitt så ingår dock inte den tekniska utvecklingen i den realiserbara potentialen och de två lägsta kurvorna kommer därför inte att användas för vidare analys.



Figur 3. Marginalkostnadskurva för vindkraft vid olika antaganden.

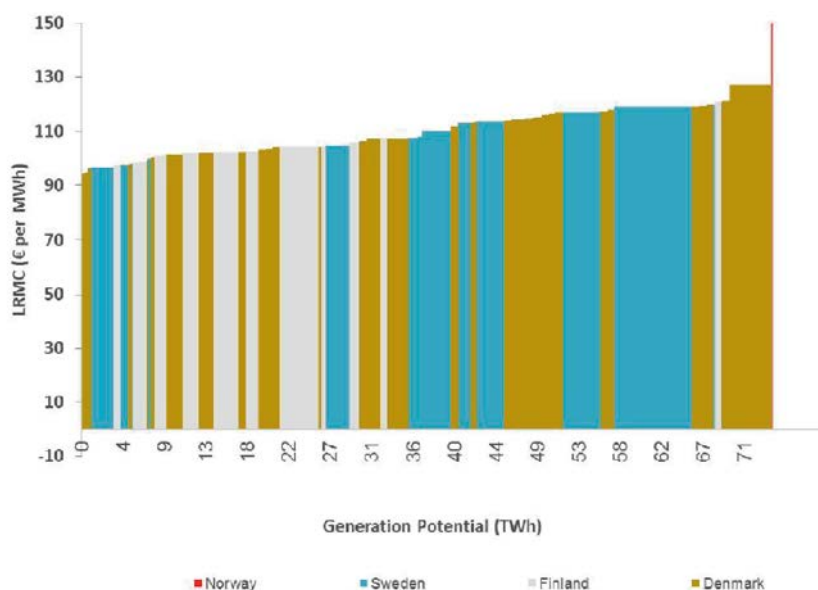
Källa: Vindkraft i framtiden, Elforsk rapport 08:17

¹⁴ Elforsk (2008). Vindkraft i framtiden – möjlig utveckling i Sverige till 2020, Elforsk rapport 08:17

Figuren visar tillsammans med de kostnads- och potentialkurvor som presenterades i avsnittet 3.2 *Potential för förnybar el i Sverige och Norge* att det finns en stor mängd vindkraft vid ett specifikt kostnadsläge. Nivån på kostnadsläget skiljer sig dock åt i de olika uppskattningarna.

En uppdaterad kostnadsuppskattning av vindkraft gjordes av Elforsk år 2011¹⁵. De delar då upp den landbaserade vindkraften i tre olika typer: Ett enkelt vindkraftverk på 1 MW, en park bestående av 5 verk med vardera en installerad effekt på 2 MW och en park bestående av 20 verk med vardera en installerad effekt på 3 MW. Till rapporten tillkom även en beräkningsfil där parametrar kan ändras för att göra nya beräkningar.

Energimyndigheten kontaktade därför några vindkraftprojektörer om deras planerade projekts investeringskostnad och utnyttjandetid. Energimyndigheten valde utifrån inkomna svar att sätta in en kostnad på 13 500 kr/kW på 1 MW och 10 MW anläggningen med en bruttoutnyttjandetid på 3 100 respektive 3 300 timmar. Den större parken på 60 MW lades in med en investeringskostnad på 17 000 kr/kW och en utnyttjandetid på 4 000 timmar. En beräkning gjordes sedan med en ränta på 6,5 procent och en beräkning med 4,5 procent. Resultatet från Elforsk från år 2011 och Energimyndighetens egna beräkningar ger ett pris på landbaserad vindkraft omkring 45–55 öre per kWh.



Figur 4. Långsiktig marginalkostnad för nordiska projekt för havsbaserad vindkraft.

Källa: Thema Consulting Group.

¹⁵ Elforsk (2011). El från nya och framtida anläggningar 2011, Elforsk rapport 11:26

En potential- och kostnadsuppskattning för havsbaserad vindkraft har också nyligen gjorts i en rapport som konsultföretaget Thema Consulting Group gjorde för Nordiska ministerrådets arbetsgrupp för förnybar energi¹⁶ år 2013. I rapporten uppskattades kostnaden och trolig elproduktion för enskilda projekt avseende havsbaserad vindkraft. Kostnaden för svensk havsbaserad vindkraft är enligt Figur 4 mellan 95 och 120 euro/MWh vilket motsvarar cirka 85–110 öre/kWh.

3.4 Sammanfattande bedömning av realiserbar förnybar elproduktion och kostnad vid en utvidgad marknad

För att analysera konsekvenserna av en utvidgad marknad behöver en bedömning göras av den realiserbara potentialen och dess kostnad fram till år 2020.

Oavsett om utgångspunkten är tillståndsgivna projekt, vindkarteringar eller planerade projekt så finns en mycket stor potential för utbyggnad av vindkraft. Den realiserbara potentialen fram till år 2020 är därför mer beroende av barriärer, som kan verka under kort eller lång tid. En barriär som verkar under kort tid innebär att det inte går att bygga ut mer än ett visst antal TWh per år exempelvis på grund av tillfällig resursbrist hos investerarna eller hos tillståndsmyndigheter och nätoperatörer. En barriär som verkar under lång tid kan innebära att utbyggnaden på sikt når en flaskhals. Hur mycket el som verkligen kan produceras i Sverige är bland annat beroende av de kabelförbindelser som finns inom Sverige och Norden samt av förbindelser från den nordiska elmarknaden ut till resten av EU.

På den gemensamma marknaden med Norge kan tillkommande produktion hamna både i Sverige och i Norge men då Norges utbyggnad antas vara som i förra kontrollstationen blir följden att all tillkommande produktion utöver det gemensamma målet i grundscenariot hamnar i Sverige. Det viktigaste blir därför att titta på den realiserbara vindkraftspotentialen fram till år 2020 i Sverige.

I förra rapporten om samarbetsmekanismer konstaterade Energimyndigheten att marknaden klarade av att hantera cirka 30 TWh vindkraft (15 TWh utöver det gemensamma målet), men med något högre prisskillnad mellan elprisområdena¹⁷.

Vid en sådan produktion skulle dock nätet kunna vara en (långsiktig) barriär. Svenska kraftnät har i en rapport från 2008¹⁸ tittat på konsekvenserna av 30 TWh vindkraft i det svenska elsystemet och bland annat konstaterat att det skulle behövas en del investeringar i nätet. Rapporten kan tolkas som att det uppstår problem i nätet om mycket vindkraftsproduktion ansluts utan att nätet förstärks. Riksdagen har också beslutat om en planeringsram som innebär att det inom samhällsplaneringen ska skapas förutsättningar för en vindkraftsproduktion av 30 TWh till år 2020.

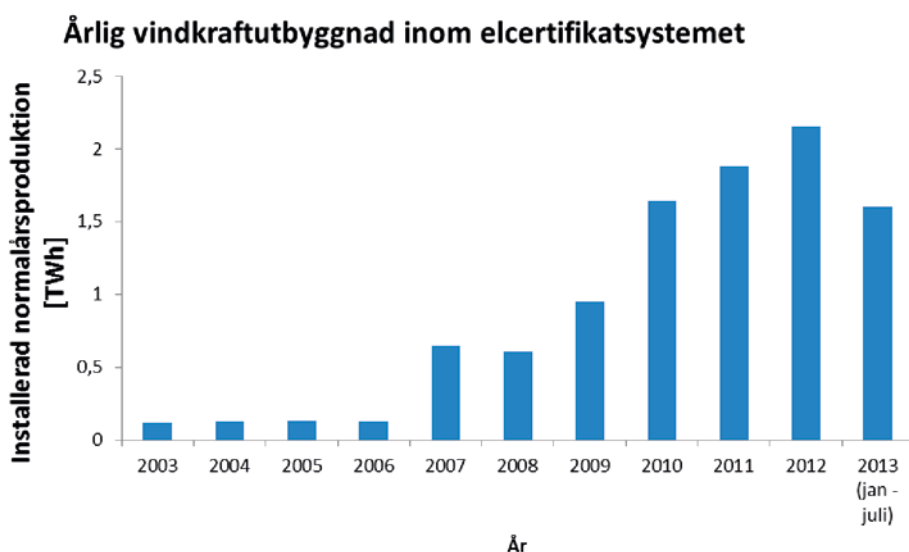
¹⁶ Thema Consulting Group (2013). Offshore wind farms as joint projects, ISBN nr 978-82-93150-39-8, Thema Report 2013-12

¹⁷ Energimyndigheten (2011). Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet ER 2011:16 sid 50–54

¹⁸ Svenska Kraftnät (2008). Storskalig utbyggnad av vindkraft – Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft. Dnr 617/2008/AN40

Vår bedömning är att de långsiktigt verkande barriärerna som marknadsfunktion och nätkapacitet utgör en utmaning för utbyggnaden av vindkraftsproduktionen. För att elmarknaden ska fungera bättre med den nya förnybara elproduktionen krävs nya nätförbindelser både inom landet och ut från landet. Trots dessa hinder anses en utbyggnad till 30 TWh till år 2020 ändå vara möjlig.

Frågan är också om utbyggnadstakten utgör en begränsning för hur mycket vindkraft som kan byggas ut till år 2020. I dagsläget har det som mest byggts 2,2 TWh vindkraft under ett år, se Figur 5. För att få 30 TWh förnybar el till år 2020 krävs en utbyggnad på cirka 3 TWh vindkraft per år, vilket kan betraktas som rimligt med tanke på dagens utbyggnadstakt. Det skulle innebära att alla redan tillståndsgivna projekt för landbaserad vind realiseras.



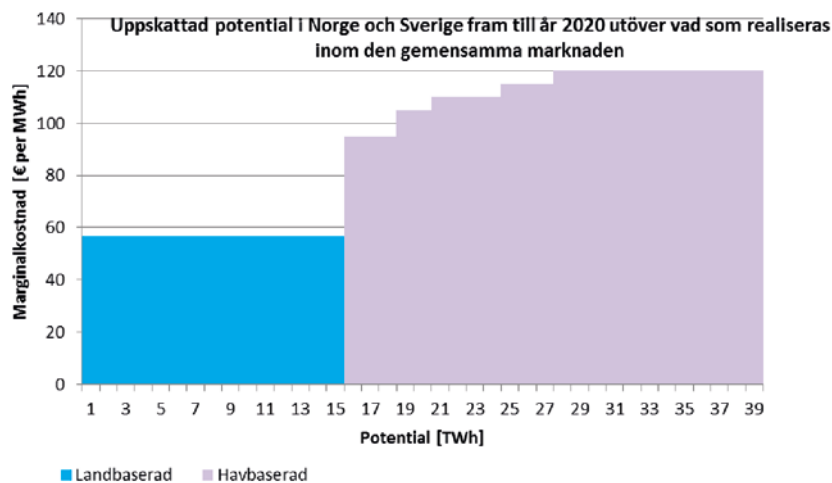
Figur 5 Installerad normalårsproduktion inom elcertifikatsystemet för olika år. För ett specifikt år summeras normalårsproduktionen för alla anläggningar som godkänts detta år.

Källa: Energimyndigheten

En slutgiltig bedömning från Energimyndigheten är att det är möjligt att bygga ut den landbaserade vindkraften till en kapacitet på 31 TWh år 2020. Detta innebär samtidigt att vi utöver vad som realiseras inom det gemensamma målet kan bygga ut ytterligare 15 TWh landbaserad vindkraft.

För vidare analys i denna rapport antas den långsiktiga marginalkostnaden för denna elproduktion vara 50 öre per kWh.

Vidare antas att de projekt för havsbaserad vindkraft som har tillstånd kan realiseras innan år 2020 om de ekonomiska förutsättningarna är de rätta. För uppskattning av potential och kostnad används den kurva som har tagits fram av Thema Consulting Group, se Figur 4.



Figur 6. Sveriges uppskattade realiserbara potential fram till år 2020 utöver vad som realiseras inom den gemensamma marknaden med Norge.

Källa: Energimyndigheten och Thema Consulting Group.

En kostnadskurva för den svenska potentialen utanför den svensk-norska elcertifikatsmarknaden finns uppritad i figur 6. En omräkning har gjorts till euro per MWh för att kunna jämföra denna kurva med de kostnadskurvor för andra länder som finns tillgängliga.

4 Utvidgning av elcertifikatsmarknaden till år 2020

I detta kapitel analyseras hur utvidgning till fyra olika typländer skulle kunna påverka ett antal nyckeltal: det långsiktiga elcertifikatpriset, den totala volymen förnybar elproduktion som byggs ut i det svensk-norska elcertifikatsystemet, volymen förnybar elproduktion som byggs ut i det anslutande landet, insparad kostnad, intäkter till svenska/norska producenter samt det totala producentöverskottet.

Analysen inleddes med att Energimyndigheten lät en konsult ta fram kostnadskurvor för åtta olika EU-medlemsstater (se senare i detta kapitel samt Bilaga 1: Kostnadskurvor för fem EU-medlemsstater) som bedömdes representera en bred spridning av olika förutsättningar för utbyggnad av förnybar el. Utifrån dessa valdes tre medlemsstater ut, dels för att de tillsammans ger en relativt stor variation av typländer, dels för att två av dem visat intresse för att använda samarbetsmekanismerna (Luxemburg och Nederländerna). Bland de åtta ursprungliga kostnadskurvorna fanns det inte något land som bedömdes kunna vara en nettosäljare av elcertifikat vid en anslutning till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden. Det har därför inte gjorts någon analys av en situation där Sverige/Norge skulle bli nettoköpare inom ramen för ett trepartssamarbete med ytterligare ett land.

De tre olika typländer som har analyserats är:

- Ett litet land som bedöms vara en ”köpare” av förnybart värde. Vid utvidgning till ett sådant land är det rimligt att en liten mängd ytterligare förnybar elproduktion tillkommer i Sverige/Norge. För att illustrera detta har Luxemburgs kostnadskurva använts vid analysen.
- Ett land som bedöms vara en ”köpare” av ett betydligt större förnybart värde. Nederländernas kostnadskurva har använts för att illustrera detta typland.
- Ett extremfall med ett land som har mycket stort behov av antingen egen utbyggnad eller ”köp” av förnybart värde om anslutning skulle göras till ett gemensamt stödsystem. Tysklands kostnadskurva har använts för att analysera utvidgning till ett sådant typland.

Resultaten från analysen går i viss utsträckning att generalisera för utvidgningar till andra länder som har liknande förutsättningar. Det måste dock påpekas att kostnadskurvor (fastän de inte utgör någon exakt sanning) är landspecifika, vilket påverkar de slutsatser som dras. Skulle en utvidgning till ett verkligt land bli aktuell i framtiden, spelar dessutom andra faktorer in i konsekvensbedömningen (se kapitel 7).

Analysen utgår från ett grundscenario där ett antal antaganden har gjorts om elpriser, prissättande teknologi och realiserbar utbyggnadspotential till år 2020 i Sverige och Norge. Därefter har känslighetsanalyser gjorts där högre respektive lägre potential för utbyggnad i Sverige/Norge analyseras, samt större elprisskillnad mellan det nordiska elsystemet och kontinenten.

Samtliga analyser, både i grundscenariot och i känslighetsfallen, har utgått från utbudskurvor för realiserbar utbyggnad av förnybar elproduktion till år 2020 som Thema Consulting Group har tagit fram på uppdrag av Energimyndigheten. Avståndet till ett konstruerat utbyggnadsmål¹⁹ för respektive samarbetsland har beräknats av Energimyndigheten baserat på statistik för förnybar elproduktion 2011 (Eurostat) och vilken årsproduktion av förnybar el som angetts för år 2020 i handlingsplanen. För valutakonvertering har samma växlingskurs genomgående använts: 8,7 SEK per 1 EUR (säljkurs den 4 okt 2013, avrundat till en decimal).

Mycket viktigt för att förstå analysen är att samtliga scenarier utgår från att det som ändå skulle ha byggts i det gemensamma svensk-norska elcertifikatsystemet (enligt ett referensscenario), har byggts ut *innan det byggs vidare i det anslutande landet*. I verkligheten skulle utbyggnaden i ett trepartssamarbete ske samtidigt i alla tre länderna, utifrån var det är billigast att bygga och var den totala ersättningen (elcertifikat + intäkter från elförsäljningen) ger täckning för produktionskostnaderna. För att kunna göra en sådan analys skulle en annan typ av kostnadskurva med de tre ländernas sammantagna realiserbara potential ha behövt skapas. Ett marknadsbaserat styrmedel med konkurrens mellan de förnybara elproduktionsslagen skulle kunna rita om utbyggnadskurvorna i medlemstaterna. Elcertifikatpriset skulle alltså kunna bli lägre än vad figurerna visar. Att analysen är statisk istället för dynamisk resulterar också i att det till exempel inte finns någon indikation på *när* under perioden elcertifikatpriset skulle kunna öka, vilket försvårar konsekvensbeskrivningen. Bedömningen är dock att den enklare formen av analys är tillräcklig för att översiktligt kunna visa på konsekvenser av olika utvidgningsalternativ.

Utbyggnadspotentialen i Sverige/Norge utöver det som redan förväntas byggas inom elcertifikatsystemet antas helt bestå av vindkraft, både landbaserad och havsbaserad (se kapitel 3).

I samtliga scenarier har ett antagande gjorts om att svensk/norsk landbaserad vindkraft åtminstone i ett utgångsläge (före utvidgning till ytterligare ett land) är den prissättande teknologin på elcertifikatsmarknaden på så sätt att:

Marginalkostnad sv/no landbaserad vindkraft – nordiskt elpris = Elcertifikatpris.

Prissättningen av elcertifikat är i realiteten mer komplex än så men på lång sikt måste åtminstone elpriset och elcertifikatpriset täcka kostnaden för den dyraste produktionen som måste realiseras för att uppnå det gemensamma målet med elcertifikatsystemet.

¹⁹ Det finns inget bindande mål för utbyggnad av förnybar el. Eftersom målet i förnybartdirektivet omfattar både el och värme kan det också uppnås genom en högre andel förnybart i värmesektorn. Denna möjlighet har dock inte beaktats i analysen på grund av den komplexitet det skapar. Istället har planerad utbyggnad av förnybar el enligt handlingsplanen betraktats som ett mål.

4.1 Nyckeltal för beskrivning av konsekvenser för elcertifikatsmarknaden

För vart och ett av de fyra scenarierna beräknas ett antal nyckeltal som visar på konsekvenser för elcertifikatsmarknaden. Syftet med framtagandet av dessa beskrivs nedan.

4.1.1 Elcertifikatpris

I samtliga scenarier finns det ett ingångsvärde för elcertifikatpriset, dvs. vilken nivå det ligger på utan utvidgning till ännu ett land. I några av scenarierna leder dock utvidgningen till ett nytt (högre) jämviktspris på elcertifikatsmarknaden. Det nya jämviktspriset är ett viktigt resultat från scenarieanalysen eftersom det i ett kommande steg ligger till grund för beräkning av *elkundernas kostnad för elcertifikat* (se kapitel 5).

4.1.2 Extra produktion i Sverige/Norge

Den ytterligare produktion som för det anslutande landets räkning byggs ut i Sverige/Norge, utöver målet i elcertifikatsystemet, behöver redovisas för att kunna jämföra konsekvenserna av den fysiska utbyggnaden mellan olika scenarier. Måttet för fysisk utbyggnad används därefter dels för att fördjupa analysen genom en rad samhällsekonomiska indikatorer, dels i analysen av det mer långsiktiga perspektivet till 2030 (se kapitel 6). När potential till en viss kostnad tagits i anspråk under perioden fram till år 2020, kan det påverka hur stor potential som finns tillgänglig fram till år 2030.

4.1.3 Produktion i anslutande land

Det varierar i hur stor utsträckning den svensk-norska potentialen kan tillgodose det anslutande landets utbyggnadsbehov, vilket detta nyckeltal är tänkt att illustrera. Vad utbyggnadsnivån har för konsekvenser för det andra landet studeras dock inte närmare i denna utredning.

4.1.4 Insparad kostnad

Vid en utvidgning av den svensk-norska elcertifikatsmarknaden blir det i samtliga scenarier en utbyggnad i det anslutande landet som inte behöver tas i anspråk, eftersom den byggs i Sverige eller Norge istället. Utbyggnadskostnaden som på det sättet undviks har beräknats och elpriset på kontinenten samt det nya jämviktspriset på elcertifikat har dragits bort. Det som blir kvar är den ytterligare kostnad som skulle ha krävts för att uppnå samma målnivå utan att ansluta till elcertifikatsmarknaden. Måttet ger en fingervisning om hur stora kostnader det anslutande landet undviker vid olika scenarier och vid de antaganden som har gjorts. I verkligheten skulle kostnadsbesparingen också bero t.ex. på vilket stödsystem som annars skulle ha använts, och vilka möjligheter som finns att samarbeta med andra medlemsstater än Sverige/Norge.

Besparingen kommer inte Sverige eller Norge till del och används därför inte vidare i den samhällsekonomiska analysen. Den är ändå ett mått på hur stor nytta är av ett samgående.

4.1.5 Intäkter till svenska och norska producenter av förnybar el

Den tillkommande förnybara elproduktionen utöver det som redan skulle ha byggts inom det svensk-norska elcertifikatsystemet, finansieras i första hand av kvotpliktiga aktörer i det anslutande landet. Därför är det relevant att undersöka hur stora intäkter som strömmar från det anslutande landet till de nordiska producenterna av förnybar el.

I de fall där elcertifikatpriset stiger till en ny och högre jämviktsnivå, är även nordiska kvotpliktiga aktörer med och betalar för den ytterligare utbyggnaden. Den totala effekten på kostnaderna för elcertifikat och elpris av en ökad utbyggnad kan dock bli lägre, högre eller ungefär lika som i referensfallet (se kapitel 5.2).

4.1.6 Producentöverskottet

Producentöverskottet utgörs av de extra intäkter som producenter av förnybar el har från försäljningen av el och elcertifikat, utöver sin produktionskostnad. De producenter som ligger på marginalen har således inget producentöverskott. Nyckeltalet har beräknats som en total för producenterna i det anslutande landet och för producenter i Sverige/Norge.

Utgångspunkten är att det är kvotkurvan i det anslutande landet som tvingar fram denna utbyggnad.

Givet att det finns ett mål för utbyggnaden av förnybar el, ska producentöverskottet inte sättas i relation till nyckeltalet för insparad kostnad. En förhastad slutsats skulle annars kunna bli att om producentöverskottet är större än den insparade kostnaden, är samarbetet inte lönsamt. Men givet att en viss utbyggnad måste uppnås, är alla besparingar totalt sett av godo.

4.2 Grundscenario

I nedanstående tabell sammanfattas de antaganden som är utgångspunkt²⁰ för analys i grundscenariot.

Realiserbar "extra" landbaserad vindkrafts-potential Sv-No	Marginalkostnad landbaserad vindkraft Sv-No (A)	Elpris år 2020 i Sv-No (B)	Elcertifikatpris (A-B)	Elpris på kontinenten år 2020 (C)	Total ersättning producent i anslutande land (C+(A-B))
15 TWh	57 Euro/MWh	34 Euro/MWh	23 Euro/MWh	46 Euro/MWh	69 Euro/MWh

I valet mellan att använda nuvarande elpriser och att använda ett framtida elpris för år 2020, har det sistnämnda alternativet valts. Sett över perioden 2013–2020 kommer naturligtvis elpriserna att variera, men antagandet är att det fortfarande år 2020 finns en skillnad i elpris mellan Norden och kontinenten.

²⁰ Potentialen för havsbaserad vindkraft tillkommer om elcertifikatpriset når en tillräcklig nivå. Utgångspunkten för potentialbedömningarna för havsbaserad vindkraft kommer från rapporten "Offshore wind farms as joint projects", Thema Consulting Group (2013), se även kapitel 3.

Skillnaderna i elpris är betydelsefulla eftersom den totala ersättningen för förnybar elproduktion kommer att kunna skilja sig åt beroende på prisområde. Detta är även sant inom Sverige och Norge, där uppdelningen i prisområden kan ha en viss effekt på hur ny kapacitet fördelas geografiskt.

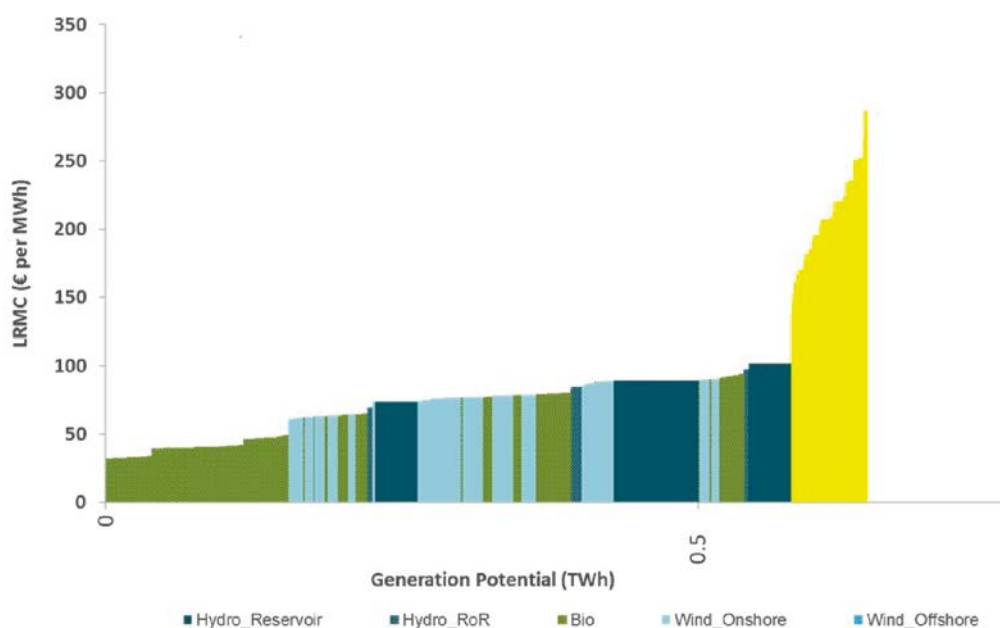
För analysens skull har antagits att samtliga de analyserade typländerna har samma elpris. Sverige/Norge har inte delats upp i prisområden.

Det är värt att återigen påminna om att den ytterligare kapaciteten består uteslutande av land- och havsbaserad vindkraft som tillkommer utöver den som redan byggs inom det svensk-norska elcertifikatsystemet (se kapitel 3).

För mer detaljerade resultat av beräkningarna, se Bilaga 2: Antaganden och beräkningsmetoder till scenarioanalysen.

4.2.1 Litet köparland

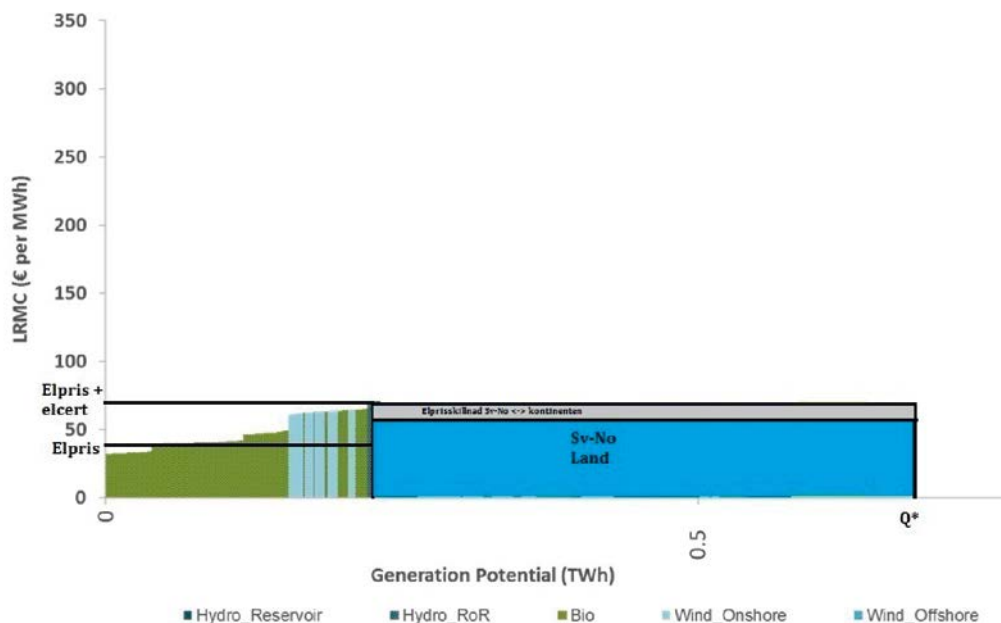
Enligt beräkningar²¹ återstår omkring 0,7 TWh att bygga ut för att uppnå det mål för förnybar elproduktion som Luxemburg har satt upp i sin handlingsplan. En del av den realiserbara potentialen som bedömts av Thema Consulting Group, skulle byggas ut till en relativt hög kostnad och utgöras av solenergi (det gula området i Figur 7). Dessutom skulle Luxemburg ha svårt att uppnå sitt ”utbyggnadsmål” för elsektorn utifrån vad som bedöms vara realiserbart under dagens förutsättningar.



Figur 7 Luxemburgs realiserbara utbyggnadskurva för förnybar el 2012–2020.

Källa: Thema Consulting Group

²¹ Se bilaga för antaganden och beräkningar till detta kapitel.



Figur 8 Anslutning av Luxemburg till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i grundscenariot. Energimyndighetens bearbetning.

Vid en anslutning av Luxemburg till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden (utifrån antaganden i grundscenariot) kan det som i teorin inträffar beskrivas utifrån nedanstående steg:

1. En produktionskapacitet motsvarande cirka 200 GWh förnybar elproduktion byggs i Luxemburg, till stor del som biobränslekraft och delvis med landbaserad vindkraft. Upp till denna nivå får producenterna av förnybar el i Luxemburg full täckning för sina kostnader genom intäkter från elförsäljning (till kontinentens elpris) och från elcertifikat.
2. Därefter skulle resten av Luxemburgs behov, motsvarande produktion på omkring 500 GWh år 2020, byggas som landbaserad vindkraft i Sverige och Norge. Den gråa ytan i figuren representerar skillnaden i elpris mellan Norden och kontinenten. De svenska och norska producenterna skulle få täckning för sina kostnader trots ett lägre elpris än på kontinenten.

Den ytterligare produktionskapacitet som behöver byggas ut i Sverige/Norge för att tillgodose Luxemburgs behov, är så liten att den inte bedöms påverka det långsiktiga jämviktspriset på elcertifikatsmarknaden.

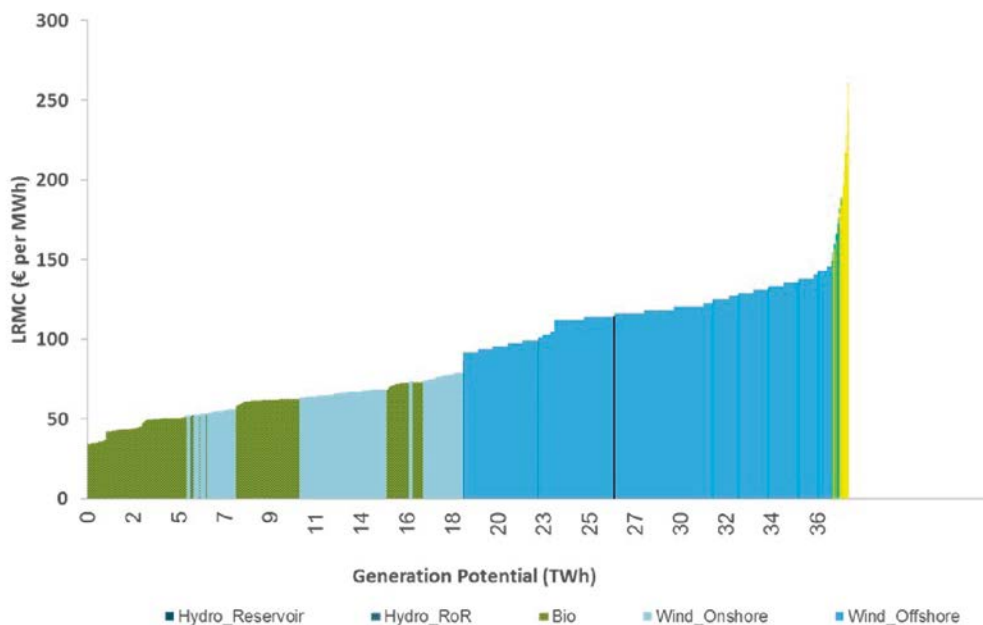
Intäkterna från samarbetet uppgår för svensk-norska producenter av förnybar el till omkring 1,5 miljarder under 15 år.

Den ytterligare kostnaden för att uppnå samma produktionsmål som vid en anslutning till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden har beräknats till nära 270 miljoner kronor per år (4 miljarder kronor för femton år).

Producentöverskottet i scenariot tillfaller uteslutande elproducenter i Luxemburg, då den svensk-norska produktionen antagits ligga på marginalen.

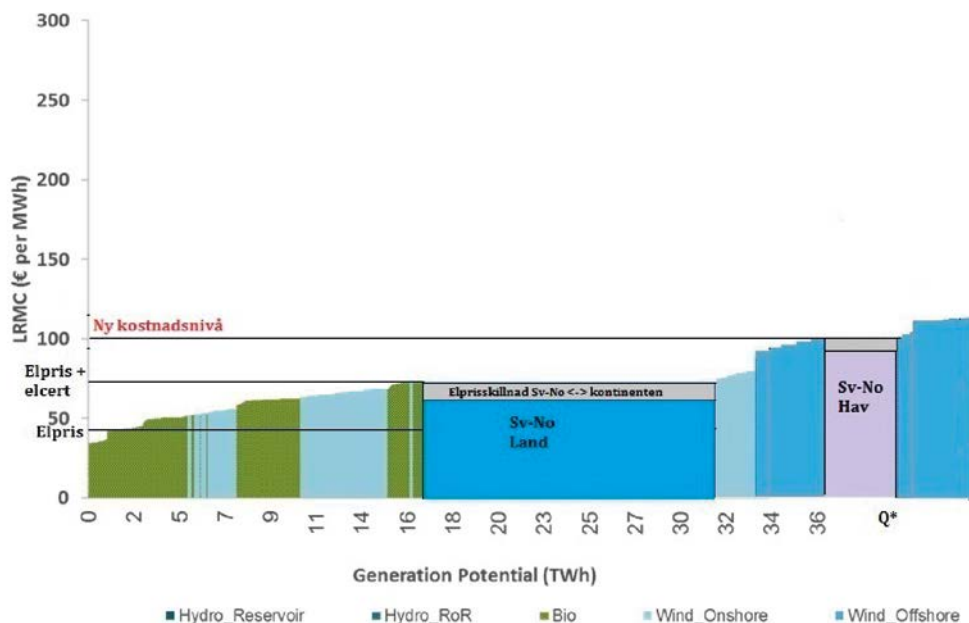
4.2.2 Medelstort köparland

Beräkningar indikerar att det återstår att bygga kapacitet motsvarande omkring 39 TWh förnybar elproduktion för att Nederländerna ska uppnå sitt mål enligt handlingsplanen. Omkring 5 TWh bedöms ha en långsiktig marginalkostnad lika med eller mindre än 50 euro/MWh och omkring 18 TWh ligger i kostnadsnivå under 75 euro/MWh (se Figur 9). Resten har alltså enligt bedömningarna en betydligt högre långsiktig marginalkostnad än genomsnittet för svensk landbaserad vindkraft. Precis som är fallet för Luxemburg har Nederländernas realiserbara potential till år 2020 bedömts inte räcka till för att uppnå ett sådant utbyggnadsmål för elsektorn.



Figur 9 Nederländernas realiserbara utbyggnadskurva för förnybar el 2012–2020.

Källa: Thema Consulting Group



Figur 10 Anslutning av Nederländerna till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i grundscenariot. Energimyndighetens bearbetning.

Vid anslutning av Nederländerna till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden utifrån antagandena i grundscenariot, händer i teorin följande:

1. Även utan stödsystem byggs kapacitet motsvarande omkring 2 TWh biokraft ut i Nederländerna, då det antagna kontinentala elpriset bedöms vara tillräckligt för att göra det lönsamt.
2. Efter anslutning till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden räcker det antagna elcertifikatpriset som stöd för att motsvarande omkring 16 TWh förnybar elproduktion, både biokraft och landbaserad vindkraft, ska kunna byggas i Nederländerna.
3. I nästa steg byggs kapacitet motsvarande 15 TWh produktion från landbaserad vindkraft ut i Sverige/Norge, dvs hela den begränsning som har antagits i grundscenariot.
4. Förutsatt begränsningen att motsvarande 15 TWh produktion kan byggas i Sverige/Norge för Nederländernas räkning till år 2020, måste utbyggnaden fortsätta till en högre kostnad än nordisk landbaserad vindkraft tills behovet är fyllt (vid Q^* i figuren). Havsbaserad vindkraft både i Nederländerna och i Sverige förmodas då behöva byggas för att uppnå målet.
5. Förflyttningen upp längs utbyggnadskurvan innebär att elcertifikatpriset måste öka för att åstadkomma rätt volym förnybar el. Det nya jämviktspriset för elcertifikat utgörs av den nivå som i figuren kallas "Ny kostnadsnivå", minus det kontinentala elpriset. Enligt figuren hamnar det nya elcertifikatpriset på omkring en fördubbling jämfört med utgångsläget.

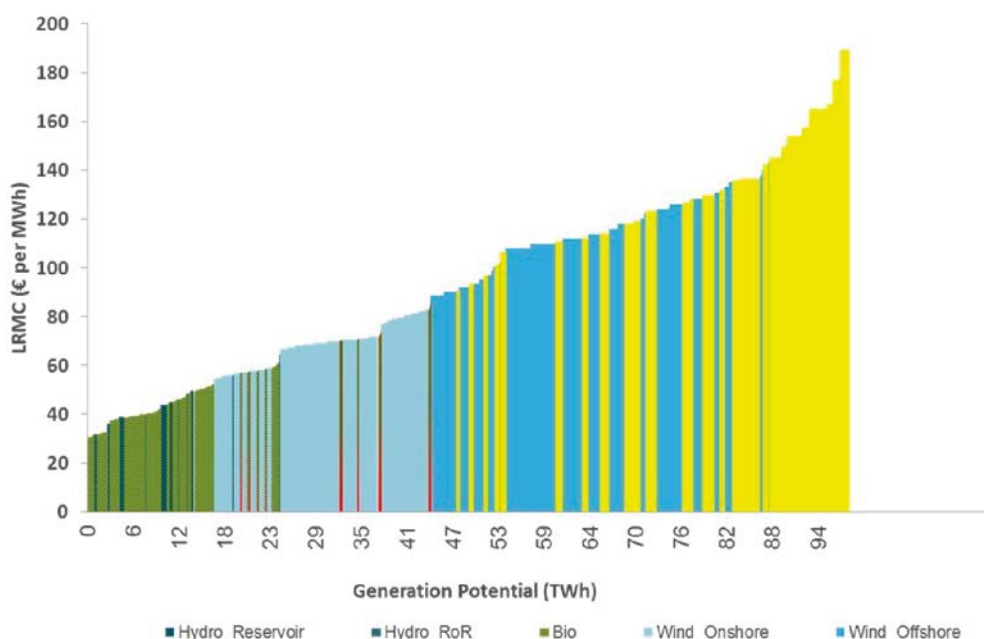
Den nederländska utbyggnad som skulle undvikas genom ett sådant anslutnings-scenario har bedömts bestå till störst del av havsbaserad vindkraft, men även lite solenergi. Insparade kostnader från samarbetet har beräknats kunna uppgå till bortemot 6 miljarder kronor per år.

Intäkterna från samarbetet uppgår för svensk-norska producenter av förnybar el till totalt 60–125 miljarder kronor för 15 år.

Producentöverskottet uppgår till drygt tio miljarder kronor år 2020, vid det nya jämviktspriset. Överskottet går till producenter av förnybar el både i Nederländerna och i Sverige/Norge (ungefär 1/3 av överskottet).

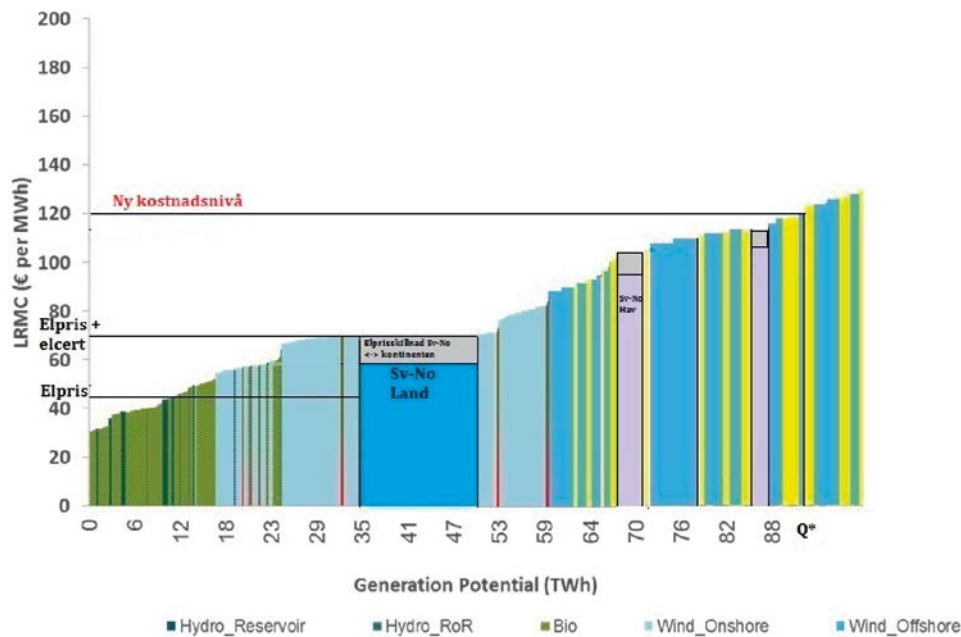
4.2.3 Stort köparland

I Tyskland återstår det enligt Energimyndighetens beräkningar att bygga ut motsvarande en förnybar elproduktion på 93 TWh. Den bedömning som har gjorts av Thema Consulting Group indikerar att det finns omkring 98 TWh realiserbar potential för ny förnybar elproduktion i Tyskland mellan år 2012 och år 2020. Sammantaget tyder det på att Tyskland har ett försprång på sitt mål för förnybar elproduktion. En stor del av utbyggnaden bedöms ske med solenergi och havsbaserad vindkraft. De billigaste solenergianläggningarna har en långsiktig marginalkostnad på under 100 euro/MWh.



Figur 11 Tysklands realiserbara utbyggnadskurva för förnybar el 2012–2020.

Källa: Thema Consulting Group



Figur 12 Anslutning av Tyskland till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i grundscenariot. Energimyndighetens bearbetning.

Vid en anslutning av Tyskland till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden skulle följande kunna hända:

1. Även helt utan stödsystem skulle kapacitet motsvarande omkring 10–12 TWh kunna byggas ut i Tyskland utifrån antagandet om det kontinentala elpriset. Potentialen på denna kostnadsnivå består främst av biokraft men även lite vattenkraft.
2. Anslutningen till elcertifikatsmarknaden skulle i detta fall stimulera fram utbyggnad av kapacitet motsvarande ytterligare omkring 25 TWh i Tyskland, till stor del bestående av landbaserad vindkraft.
3. I nästa steg skulle landbaserad vindkraft i Sverige/Norge bli mer lönsam än att fortsätta utbyggnaden i Tyskland.
4. Förutsatt begränsningen på 15 TWh realiserbar produktionspotential till år 2020, skulle utbyggnaden i Sverige/Norge inte räcka till för att tillgodose Tysklands behov av utbyggnad. Förutom landbaserad vindkraft i Sverige/Norge skulle ytterligare vindkraft (både landbaserad och havsbaserad) och solenergi behöva byggas ut i Tyskland, samt bortemot 5 TWh havsbaserad vindkraft i Sverige.
5. Förflyttningen längs utbyggnadskurvan innebär att jämviktspriset på elcertifikat ökar. Det nya elcertifikatpriset utgörs av den nivå som i figuren kallas "Ny kostnadsnivå", minus det kontinentala elpriset. Den nya pris-sättande produktionskostnaden skulle kunna leda till ett elcertifikatpris som är omkring tre gånger högre än ingångsvärdet (före anslutning).

De insparade kostnaderna skulle för Tyskland uppgå till närmare 4 miljarder kronor/år utifrån dessa antaganden, vilket på grund av utbyggnadskurvornas olika utseende är lägre än samma nyckeltal för Nederländerna.

Intäkterna från samarbetet uppgår för svenska och norska producenter av förnybar el till totalt 95–200 miljarder kronor för femton års stöd.

Producentöverskottet beräknas bli mellan 30 och 40 miljarder kronor per år. Detta beror både på den stora utbyggnad som måste tas i anspråk för att nå målet, och den tredubbla nivån på elcertifikatpriset.

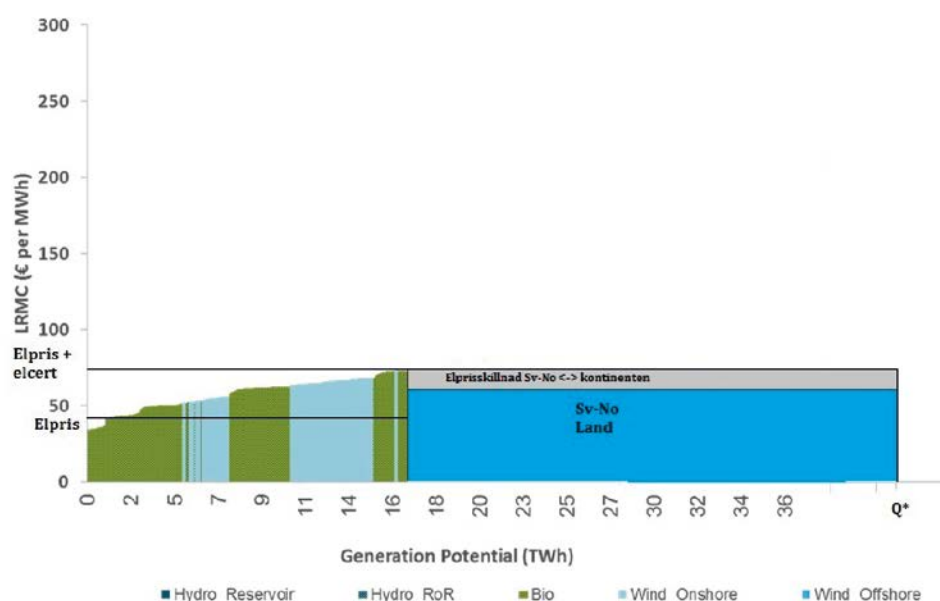
4.3 Scenario högre realiserbar potential i Sverige och Norge

I denna känslighetsanalys görs antagandet att det istället för grundscenariots 15 TWh hinner byggas 25 TWh landbaserad vindkraft i Sverige/Norge till år 2020, utöver det som byggs för att uppnå Sveriges och Norges mål i elcertifikatsystemet. Alla andra antaganden är samma som i grundscenariot.

Eftersom den utbyggnadspotential som har antagits i grundscenariot mer än väl uppfyller målet för ett litet köparland som Luxemburg, är det bara utvidgningar till Nederländerna respektive Tyskland som analyseras utifrån en större svensk-norsk utbyggnad.

4.3.1 Medelstort köparland

Precis som tidigare byggs först kapacitet motsvarande omkring 17 TWh i Nederländerna, som biokraft och landbaserad vindkraft. Därefter blir det mer lönsamt att bygga ut den landbaserade vindkraften i Sverige/Norge. I detta scenario kan en högre svensk-norsk potential komma att uppfylla Nederländernas utbyggnadsmål utan att elcertifikatpriset påverkas. Av de 25 TWh som är övre gräns för scenariot behöver kapacitet motsvarande 22–23 TWh byggas. Utifrån dessa antaganden byggs inte någon havsbaserad vindkraft varken i Nederländerna eller i Sverige.



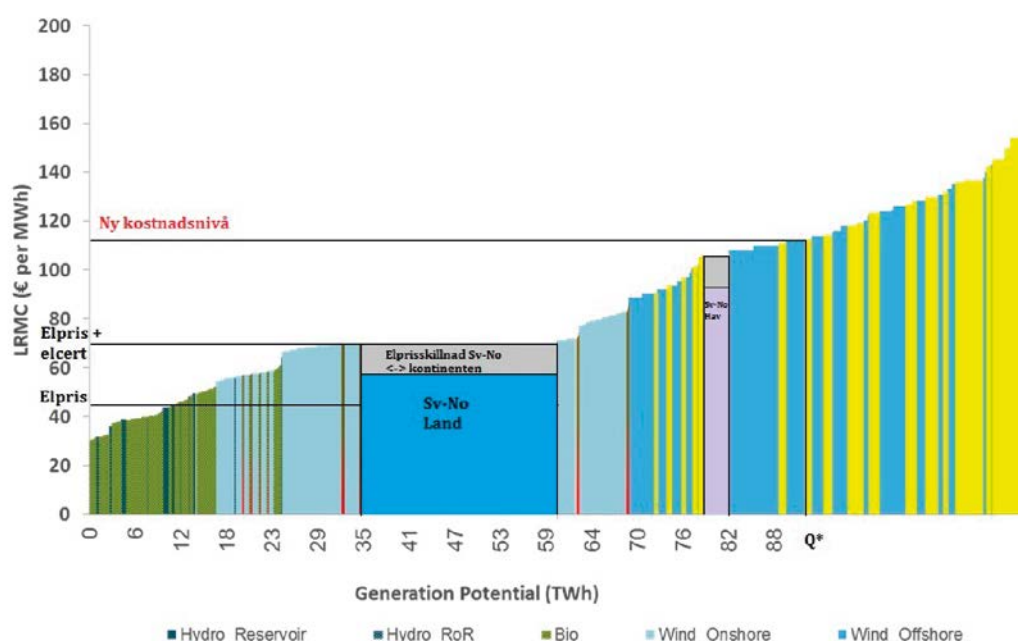
Figur 13 Anslutning av Nederländerna till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i scenario "högre realiserbar potential". Energimyndighetens bearbetning.

De kostnader som i detta scenario undviks för Nederländerna skulle i stor utsträckning ha gått till utbyggnad av den havsbaserade vindkraften. Besparingen har beräknats till drygt 10 miljarder kronor per år. Detta är betydligt högre än i grundscenariot.

Producentöverskottet är istället lägre än i grundscenariot, eftersom den svensk-norska landbaserade vindkraften nu ligger på marginalen och inte har någon del i överskottet. De nederländska producenterna av förnybar el får ett producentöverskott på strax under 3 miljarder kronor/år.

4.3.2 Stort köparland

Vid en anslutning av Tyskland till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden räcker inte en högre realiserbar potential för landbaserad vindkraft till för att täcka Tysklands behov. Precis som i grundscenariot krävs även dyrare tysk vindkraft, både land- och havsbaserad, solenergi och svensk havsbaserad vindkraft. I scenariot med högre potential byggs svensk havsbaserad vindkraft ut i något mindre utsträckning och den nya kostnadsnivån blir något lägre.



Figur 14 Anslutning av Tyskland till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i scenario "högre realiserbar potential". Energimyndighetens bearbetning.

En ny jämviktsnivå för elcertifikatpriset hamnar något lägre än utfallet i grundscenariot.

Den insparade kostnaden i detta scenario uppgår till nästan 6 miljarder kronor år 2020 (betydligt högre än i grundscenariot) och producentöverskottet är beräknat till 30–34 miljarder kronor år 2020 (något lägre än i grundscenariot).

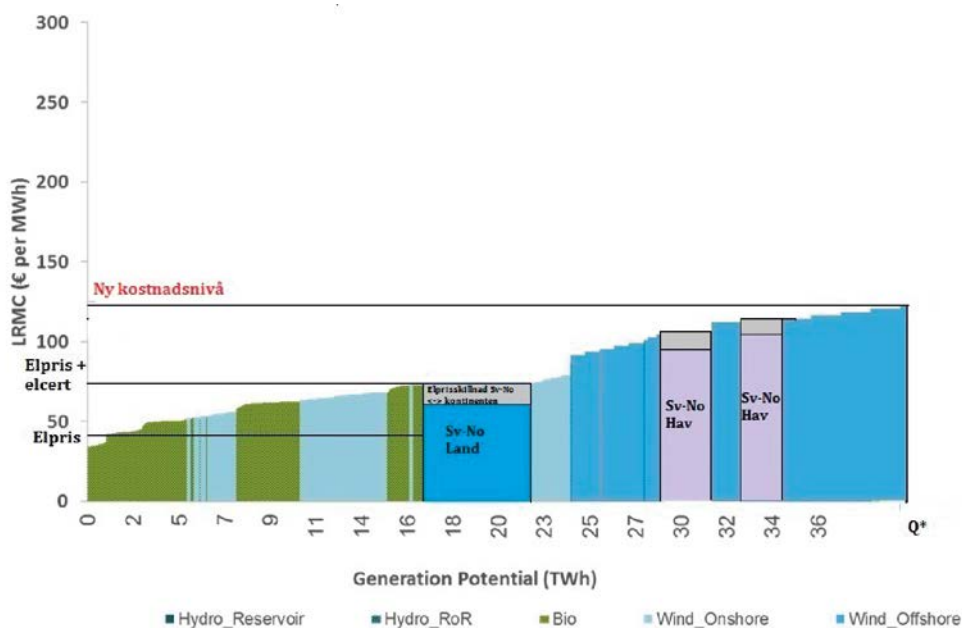
4.4 Scenario lägre realiserbar potential i Sverige och Norge

I denna känslighetsanalys görs antagandet att det istället för grundscenariots 15 TWh hinner byggas endast 5 TWh landbaserad vindkraft i Sverige/Norge till år 2020, utöver det som byggs för att uppnå Sveriges och Norges mål i elcertifikatssystemet. Alla andra antaganden är samma som i grundscenariot.

På motsvarande sätt som för känslighetsanalys med högre realiserbar potential, är det bara analysen av utvidgning till ett större land, Nederländerna eller Tyskland, som påverkas. Även om Sverige/Norges ytterligare potential begränsades till 5 TWh skulle detta vara mer än tillräckligt för att uppfylla utbyggnadsmålet för ett litet land som Luxemburg.

4.4.1 Medelstort köparland

Begränsningen för utbyggnaden av landbaserad vindkraft i Sverige/Norge innebär att kapacitet för omkring 5 TWh svensk havsbaserad vindkraft också byggs ut för att uppnå Nederländernas mål. En högre utbyggnad av Nederländernas egen potential för havsbaserad vindkraft behöver också tas i anspråk. Den nya kostnadsnivån blir därmed högre än i grundscenariot, vilket resulterar i ett elcertifikatpris som är mer än tre gånger så högt som ingångsvärdet.

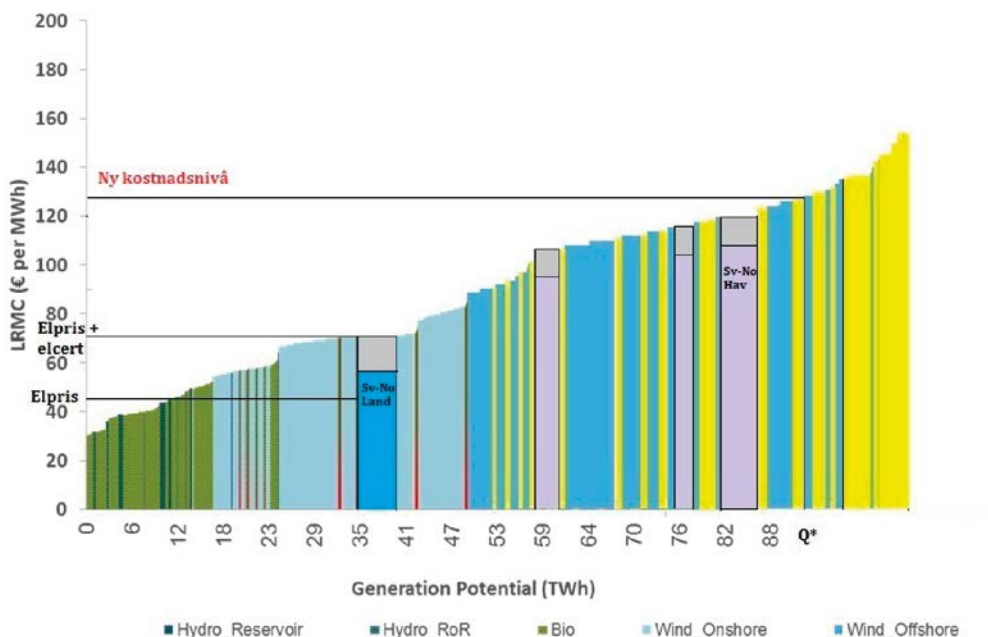


Figur 15 Anslutning av Nederländerna till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i scenario "lägre realiserbar potential". Energimyndighetens bearbetning.

De kostnader som i detta scenario undviks för Nederländerna består till stor del av havsbaserad vindkraft och skulle kunna uppgå till drygt 3 miljarder kronor/år. Producentöverskottet år 2020 har beräknats till omkring 15 miljarder kronor varav omkring 20 % går till producenter av förnybar elproduktion i Sverige/Norge.

4.4.2 Stort köparland

Den mest påtagliga följden av en begränsad utbyggnadspotential i analysen av en anslutning av Tyskland till det svensk-norska elcertifikatsystemet är att den förenklade modellen istället bygger ut nära 10 TWh havsbaserad vindkraft i Sverige/Norge. Den nya kostnadsnivån är omkring 10 euro/MWh högre än i grundscenariot.



Figur 16 Anslutning av Tyskland till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i scenario "lägre realiserbar potential". Energimyndighetens bearbetning.

Det nya elcertifikatpriset hamnar under dessa förutsättningar på en nivå som är mer än tre gånger ingångsvärdet, vilket är samma resultat som i analysen av en anslutning av Nederländerna.

De undvikna stödkostnaderna är omkring hälften så stora som i grundscenariot, medan det totala producentöverskottet är i princip oförändrat. Skillnaden i scenario "Lägre potential" är fördelningen av producentöverskottet, eftersom en större del av överskottet går till producenter av förnybar el i Tyskland.

4.5 Scenario större elprisskillnad mellan Sverige/Norge och kontinenten

I detta känslighetsalternativ är elpriset på kontinenten högre än i grundfallet (57,5 euro/MWh), samtidigt som elpriset i Sverige är lägre (23 euro/MWh) och det resulterande elcertifikatpriset därmed högre (34,5 euro/MWh).

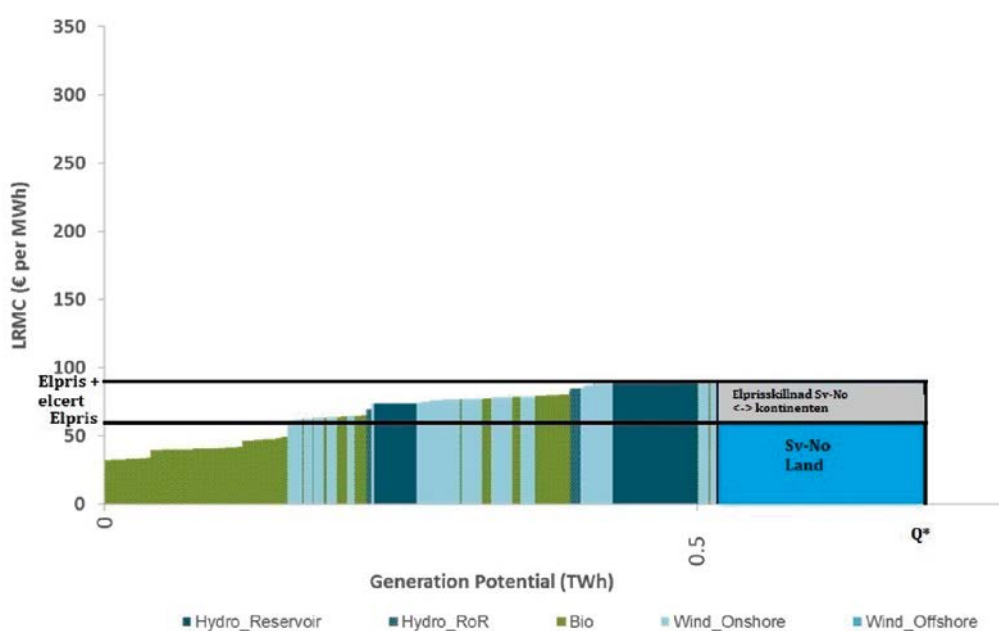
Realiserbar "extra" landbaserad vindkrafts-potential Sv-No	Marginalkostnad landbaserad vindkraft Sv-No (A)	Elpris år 2020 i Sv-No (B)	Elcertifikatpris (A-B)	Elpris på kontinenten år 2020 (C)	Total ersättning producent i anslutande land (C+(A-B))
15 TWh	57 Euro/MWh	23 Euro/MWh	34,5 Euro/MWh	57,5 Euro/MWh	92 Euro/MWh

Övriga antaganden (om utbyggnadspotential och produktionskostnad för landbaserad vindkraft) är samma som i grundscenariot.

Samma elpris har antagits gälla för alla de alternativa samarbetsländerna, men resultatet av en större elprisskillnad kan ändå komma att se olika ut beroende på hur utbyggnadskurvorna ser ut. Därför har denna känslighetsanalys genomförts för alla typländerna.

4.5.1 Litet köparland

Vid anslutning av Luxemburg innebär detta scenario i teorin att följande kan hända:



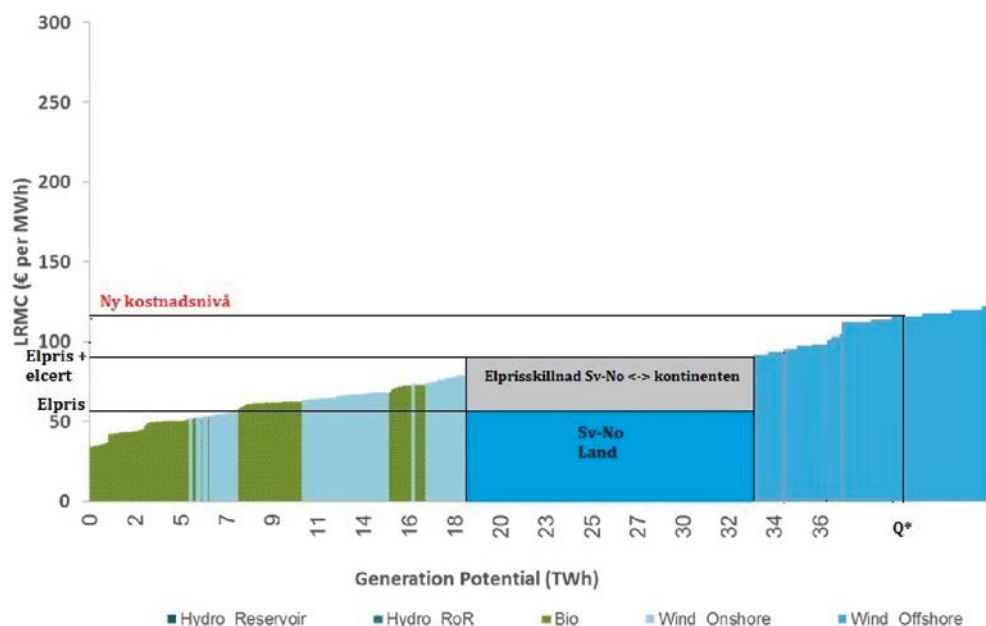
Figur 17 Anslutning av Luxemburg till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i scenario "större elprisskillnad mellan Sverige/Norge och kontinenten". Energimyndighetens bearbetning.

1. Även utan anslutning till elcertifikatsmarknaden är en större utbyggnad av förnybar elproduktionskapacitet lönsam i Luxemburg, på grund av det högre elpriset på kontinenten.
2. Efter anslutning gör den höga totala ersättningen från försäljningen av el och elcertifikat att drygt 0,5 TWh byggs ut i Luxemburg.
3. I Sverige och Norge byggs mycket lite för Luxemburgs måluppfyllelse i detta scenario, endast motsvarande omkring 130 GWh.

Det nya jämviktspriset på elcertifikat är detsamma som före anslutningen, vilket är högre än i grundscenariot. De insparade kostnaderna uppgår i detta scenario till omkring 105–110 miljoner kronor/år. Det totala producentöverskottet har istället ökat till över 150 miljoner kronor/år.

4.5.2 Medelstort köparland

I scenariot med större elprisskillnad kan ungefär följande ske vid en anslutning av Nederländerna:



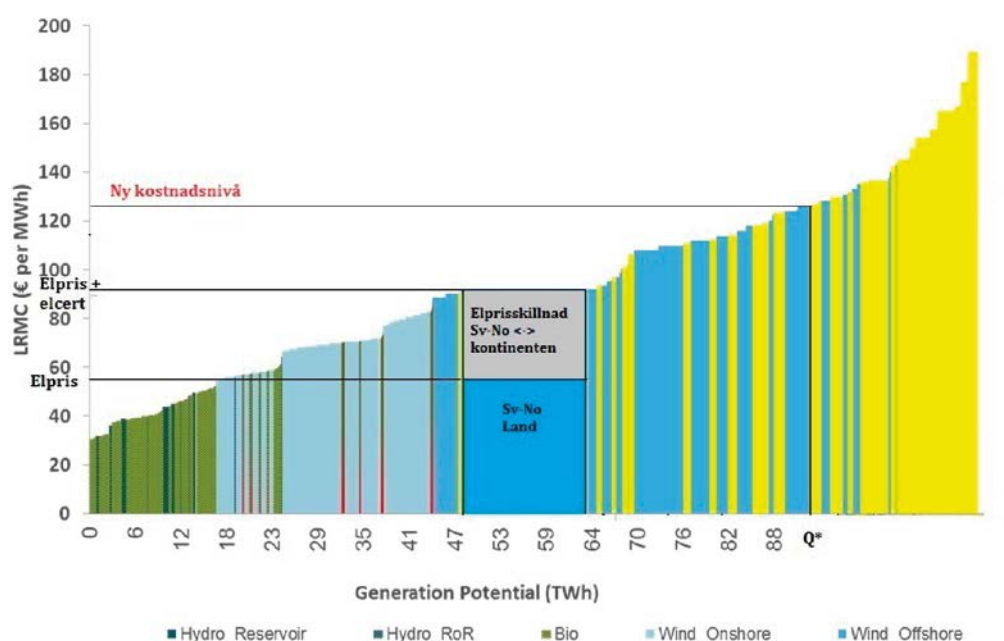
Figur 18 Anslutning av Nederländerna till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i scenario "större elprisskillnad mellan Sverige/Norge och kontinenten". Energimyndighetens bearbetning.

1. Även utan anslutning till elcertifikatsmarknaden är det lönsamt att bygga ut produktion motsvarande drygt 7 TWh i Nederländerna, på grund av det högre elpriset.
2. I ett nästa steg gör elcertifikatsmarknaden och den totala ersättningen att det blir lönsamt att bygga ut ytterligare omkring 11 TWh, både biokraft och landbaserad vindkraft, i Nederländerna. Detta är kapacitet motsvarande omkring 2 TWh mer än i grundscenariot.
3. Den begränsade landbaserade vindkraftspotentialen om 15 TWh ytterligare produktion byggs därefter ut i Sverige/Norge.
4. Någon havsbaserad vindkraft byggs inte i Sverige utifrån dessa antaganden, utan det är i stället havsbaserad vindkraft i Nederländerna som får täcka upp för resten av behovet upp till utbyggnadsmålet.

Den nya kostnadsnivån är högre än i referensfallet, vilket innebär att det nya jämviktspriset på elcertifikatsmarknaden hamnar nästan dubbelt så högt som ingångsvärdet i scenariot. Undvikna kostnader beräknas till cirka 3,5–4 miljarder kronor/år, medan producentöverskottet uppgår till omkring 13 miljarder kronor år 2020.

4.5.3 Stort köparland

Ett liknande resultat som i analysen av en utvidgning av elcertifikatsmarknaden till Nederländerna, kan konstateras vid en utvidgning till Tyskland.



Figur 19 Anslutning av Tyskland till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden i scenario "större elprisskillnad mellan Sverige/Norge och kontinenten". Energimyndighetens bearbetning.

1. Utan anslutning byggs i detta scenario kapacitet motsvarande omkring 17 TWh förnybar el i Tyskland, mest biokraft men även en liten del landbaserad vindkraft. Detta är att jämföra med grundscenariot, där bara 10–12 TWh bedöms lönsamt utan stöd utöver elpriset.
2. Den större elprisskillnaden gör att en avsevärt större produktionskapacitet (motsvarande 10–12 TWh) byggs i Tyskland innan den svensk-norska landbaserade vindkraften på nytt kommer in på kostnadskurvan.
3. Enligt de fastställda begränsningarna byggs därefter 15 TWh landbaserad vindkraft i Sverige/Norge.
4. Svensk havsbaserad vindkraft är inte lönsam i detta scenario på grund av det låga elpriset, däremot byggs både havsbaserad vindkraft och solkraft ut i Tyskland för att nå utbyggnadsmålet.

Det nya jämviktspriset på elcertifikat skulle enligt dessa antaganden bli omkring dubbelt så högt som scenariots ingångsvärde. Detta jämviktspris är lägre än i grundscenariot eftersom det kontinentala elpriset som utgör andra delen av den totala ersättningen är högre.

4.6 Slutsatser från scenarioanalysen

Resultatet av analysen beror på de antaganden som har gjorts om olika ingångsvärden. På så sätt kan analysen visa på vilka faktorer som är betydelsefulla för konsekvenserna av olika utvidgningsalternativ. Det har betydelse om det anslutande landet har ett stort eller litet behov av förnybartvärde i form av utbyggd elproduktion. Formen på landets utbudskurva har betydelse för hur stor nytta utvidgningen kan bidra till – en utbudskurva med stora kostnadsökningar i slutet innebär att det kan finnas mer att spara på att samarbeta. Hur mycket realiserbar utbyggnadspotential som finns tillgänglig i Sverige/Norge för ett anslutande lands räkning till år 2020 är en mycket central del av utfallet. Den svensk-norska landbaserade vindkraften har antagits vara prissättande i utgångsläget och antagandet om dess produktionskostnad är därmed viktigt för alla slutsatser. Slutligen är antaganden om framtida elpriser och framför allt om skillnader mellan prisområden, av stor vikt. En brist i analysen är att den inte återkopplar den sänkning av elpriserna som sker på grund av stor utbyggnad. För att kompensera för detta har scenario ”Större elprisskillnad” analyserat vad stora skillnader i elpriser kan få för betydelse.

I grundscenariot kan en utvidgning till ett land som (likt Luxemburg) har ett mycket litet behov av utbyggnad relativt potentialen i Sverige/Norge betyda att nyttan av utvidgning också blir ganska liten. För det anslutande landet är kanske den insparade kostnaden för att uppnå målet i förnybartsdirektivet ändå betydande. I scenario ”större elprisskillnad” minskar nyttan av utvidgningen, när en mycket liten del av den totala utbyggnaden sker i Sverige/Norge. En fråga som uppstår är om en fullständig anslutning till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden är det mest effektiva sättet att utnyttja samarbetsmekanismerna om behovet av produktionsvolym är litet. Detta gäller framför allt i ett 2020-perspektiv, då värdet av samarbetet kan vara litet jämfört med den arbetsinsats som krävs för att få en fullskalig anslutning till stånd. Alternativen är att istället samarbeta genom statistisk överföring, genom någon form av delvis anslutning till elcertifikatsmarknaden eller genom gemensamma projekt.

Utvidgning till ett land av Nederländernas storlek och behov av utbyggnad, skulle troligen leda till ett högre elcertifikatpris och därmed också bidra till att även svensk havsbaserad vindkraft byggs ut inom ramen för ett elcertifikatsystem som är fortsatt teknikneutralt. I verkligheten är det oklart om utbyggnaden av havsbaserad vindkraft verkligen skulle ske innan andra alternativ som t.ex. utbyggnad av landbaserad vindkraft med högre kostnader.

Vid utvidgning till ett land som likt Tyskland har ett stort behov av utbyggnad, betyder antaganden om begränsad realiserbar potential till år 2020 att relativt sett dyra produktionsslag (både havsbaserad vindkraft och solkraft) måste byggas ut.

När elcertifikatpriset stiger betyder detta självklart att dyrare produktion får incitament i hela systemet, även i Sverige och Norge. Vid en viss nivå på elcertifikatpriset bör det eventuellt övervägas att i ett sådant trepartssamarbete hitta lösningar för att hålla kostnaderna nere. Det kan då bli aktuellt att minska systemets teknikneutralitet genom att t.ex. dyra produktionsslag inte godkänns inom systemet utan får andra teknikstöd. Alternativet är att hålla fast vid teknikneutraliteten tills tillfälligt högre kostnader på längre sikt minskar genom att systemet bidrar till en snabbare teknisk utveckling.

Tyskland är ett exempel på konsekvenserna av att utvidga till ett land som inte har dramatiskt ökande kostnader i slutet av utbudskurvan. I ett sådant fall blir besparingen lägre än om samarbete kan leda till att höga kostnader undviks.

Om det skulle finnas omkring 23 TWh landbaserad vindkraft i Sverige/Norge till år 2020 tillgänglig för samarbete med ytterligare ett land, skulle det innebära att utvidgning till ett land av Nederländernas storlek inte påverkar elcertifikatpriset. Potentialen täcker i sådana fall hela Nederländernas behov. Att på detta sätt ändra antaganden om tillgänglig potential visar att kortsiktiga flaskhalsar har stor betydelse för vad som verkligen kan ske till år 2020.

Vid utvidgning till ett land med mycket stort behov av utbyggnad för att uppnå förnybartmålet inom elsektorn (som Tyskland), har en avsevärt större utbyggnadspotential i Sverige/Norge inte en så stor betydelse. Dyrare produktionsslag måste fortfarande byggas och priset på elcertifikat stiger.

I scenariot med lågt elpris i Norden och högt elpris på kontinenten, blir nyttan av en utvidgning till ytterligare ett land (med kontinentens elpris) mindre. Den antagna tillgängliga produktionen av landbaserad vindkraft i Sverige/Norge kommer fortfarande att byggas ut men den billigaste havsbaserade potentialen byggs inte. Därmed blir de undvikna kostnaderna lägre. I fallet med Tyskland blir dock elcertifikatpriset ungefär detsamma som ingångsvärdet.

Om kostnaderna för landbaserad vindkraft skiljer sig åt mellan de samarbetande länderna blir det ungefär samma sak som i fallet med skillnader i elpriser. Skillnaden skulle behöva vara 40 öre/kWh för att den realiserbara potentialen i Sverige/Norge inte ska byggas ut.

Hösten 2011 gjorde Energimyndigheten bedömningen att utnyttjandet av samarbetsmekanismer för Sveriges del med fördel kan ske genom elcertifikatsystemet. Det konstaterades dock att tiden är knapp för att hinna åstadkomma ett omfattande samarbete innan år 2020. I perspektivet att ytterligare två år har gått är en utvidgning av elcertifikatsystemet troligen inte längre det mest effektiva sättet att utnyttja samarbetsmekanismerna till år 2020. Om nya och mer långsiktiga nationella mål för andelen förnybart fastställs är dock en utvidgning av elcertifikatsystemet ett tänkbart alternativ (se kapitel 6, Utvidgning av elcertifikatsmarknaden i ett långsiktigt perspektiv). Samarbetet kan då med fördel inledas redan före år 2020 och ge ett bidrag även till detta mål. I ett långsiktigt perspektiv kan det vara av mindre betydelse om samarbetslandet har ett litet behov av volym. Däremot finns det anledning att noggrant analysera konsekvenserna av att utvidga elcertifikatsmarknaden till ett land med mycket stort utbyggnadsbehov relativt målen.

5 Samhällsekonomiska konsekvenser av alternativa scenarier

I kapitel 4 redovisades ett antal nyckeltal för beskrivning av konsekvenser för elcertifikatsmarknaden vid olika utvidgningsalternativ. Det som har antagits byggas i Sverige och Norge vid en ytterligare utvidgning av elcertifikatsmarknaden är land- och havsbaserad vindkraft.

Två av de nyckeltal som kan påverkas vid utvidgning till ytterligare ett land är det teoretiska jämviktspriset på elcertifikatsmarknaden och den fysiska utbyggnaden av vindkraft i Sverige/Norge.

I detta kapitel görs en mer fördjupad analys av vad förändringar i dessa nyckeltal kan få för samhällsekonomiska konsekvenser för Sverige. Först analyseras hur eventuella förändringar av elcertifikatpriset påverkar *elkundens kostnader för elcertifikat*. Därefter listas en rad indikatorer som kan påverkas av fysisk utbyggnad av vindkraft. Ett urval av indikatorerna har kvantifierats för att möjliggöra jämförelser mellan de olika scenarierna. Ytterligare några har analyserats på kvalitativ nivå.

Indikatorerna har valts med utgångspunkten att de ska gå att analysera på en nationell nivå. Många av de möjliga effekterna av storskalig vindkraftsutbyggnad beror på hur den tillkommande produktionen lokaliseras. Det är viktiga frågor men samtidigt svåra att analysera utan att ha modellerat var utbyggnaden sker. Någon sådan modell har inte kunnat användas inom ramen för denna utredning. Effekter av vindkraftens lokalisering brukar i regel utredas i samband med tillståndsprövning av individuella projekt. Därför diskuteras de effekter som beror av lokalisering här på ett mer övergripande sätt, med hänvisningar till andra källor.

Tabell 2 Indikatorer som valts ut till samhällsekonomisk analys och hur de kopplar till scenarioanalysens nyckeltal

Namn på indikator	Typ av indikator	Kopplar till nyckeltal
Kostnad för elkund	Ekonomisk	Elcertifikatpriset
Omsättning i vindkraftsbranschen	Ekonomisk	Fysisk utbyggnad
Arbetsstillfällen	Ekonomisk	Fysisk utbyggnad
Kostnader för nätutbyggnad	Ekonomisk	Fysisk utbyggnad
Markanvändning	Social/ekologisk hållbarhet	Fysisk utbyggnad
Effektbalans	Ekonomisk	Fysisk utbyggnad
Utsläpp till luft	Ekologisk hållbarhet	Fysisk utbyggnad

Analysen gör inte anspråk på att utgöra en fullständig kostnadsnyttoanalys, utan försöker främst identifiera relevanta samhällekonomiska effekter och göra en ungefärlig uppskattning av deras storlek. En grundligare analys skulle kunna göras om utvidgning till ett specifikt land utreddes. Men även då skulle resultatet ha sina brister eftersom en mängd antaganden krävs t.ex. om framtida elpriser och kostnadskurvor.

5.1 Utbyggnadens konsekvenser för elmarknaden

Utbyggnad av 15 TWh landbaserad vindkraft utöver det nuvarande målet får även konsekvenser på elmarknaden, vilket i sin tur påverkar en rad aktörer, däribland elkunden. I den förra rapporten om samarbetsmekanismer²² genomfördes en modellkörning med timvis frekvens från år 2011 till år 2035, av vad som sker vid en utbyggnad motsvarande 15 TWh utöver det som redan byggs inom det svensk-norska elcertifikatsystemet. Modellkörningen visade att årsmedelpriset på el inte ökade lika mycket som i fallet då marknaden inte utvidgades. År 2020 är skillnaden mellan de två fallen cirka 6 öre per kWh och år 2035 cirka 9 öre per kWh. Samtidigt ökar prisvolatiliteten och skillnaden mellan de olika elprisområdena i Sverige. Prisskillnaden minskar dock med tiden i och med att sydvästlänken slutförs.

I modellkörningen ökade också nettoexporten av el. Sedan rapporten skrevs har ett antal länder infört så kallade kapacitetsmekanismer och ytterligare några har planer på att genomföra detta²³. Kapacitetsmekanismer innebär en subvention för reservkapacitet som ska finnas tillgänglig vid effektbrist. Detta kan innebära att länderna kapar av pristoppar och därmed också behovet av import från andra länder. Då Sveriges behov av export ökar innebär detta en risk för att förnybar produktion blir ”inlåst”, med förekomst av nollpriser på elmarknaden som ett resultat.

5.2 Konsekvenser för elkundens kostnader

Analysen av kostnadskurvorna (se kap 4) visade på olika resultat vad gäller det nya jämviktspriset på elcertifikatsmarknaden. I några av fallen var elcertifikatpriset oförändrat (20 öre/kWh). Några andra utfall visade på ett ungefär dubbelt så högt elcertifikatpris respektive ett tre gånger så högt elcertifikatpris. I det mest extrema fallet var elcertifikatpriset 3,5 gånger högre än ingångsvärdet.

För att begränsa analysen har dubbelt så högt pris, tre gånger så högt pris och 3,5 gånger så högt elcertifikatpris valts ut för beräkning. En uppskattning av vad marknadspriset på elcertifikat motsvarar uttryckt i kostnad per kWh för elcertifikat kan göras med hjälp av följande formel:

$$\frac{\text{Elcertifikatpris} \left[\frac{\text{kr}}{\text{MWh}} \right] \times \text{årets kvot} [\%]}{10} = \text{kostnad för elcertifikat} [\text{öre/kWh}]$$

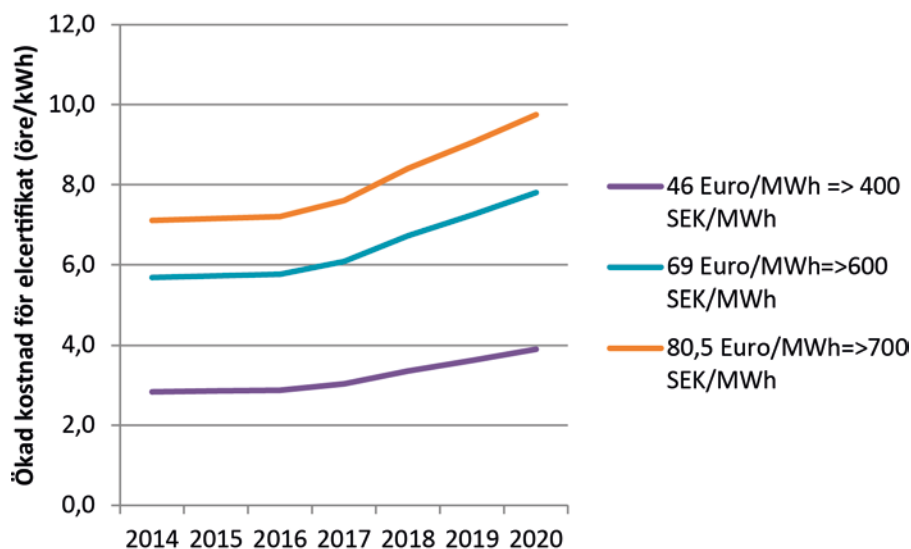
Elleverantörens kostnad för inköp av elcertifikat överförs sedan via elräkningen till slutkund. Den slutliga elcertifikatkostnaden²⁴ för en viss kund kan även bero på typ av elavtal²⁵.

²² Energimyndigheten (2011). Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet, ER 2011:16, s 49–61

²³ Energimyndigheten (2013). Utmaningar för den nordiska elmarknaden. ER 2013:14, s 42–43

²⁴ Kostnaden för nätutbyggnad ingår inte i beräkningen av totalen, utom om delar av nätkostnaden ingår i elpriset (se avsnitt om Kostnader för ytterligare nätutbyggnad).

²⁵ Energimyndigheten och NVE (2013). En svensk-norsk elcertifikatsmarknad – Årsrapport för 2012. ET 2013:06.



Figur 20 Ökad kostnad för elcertifikat (öre/kWh) vid olika elcertifikatpriser, utifrån kvoterna 2014–2020 och jämfört med elcertifikatkostnaden 2012. (Transaktionskostnader och moms tillkommer). Energimyndighetens beräkning.

I Figur 20 illustreras vilken ökad kostnad för elcertifikat som slutkunden möter vid ett givet pris och en given kvotplikt. I verkligheten skulle priset troligen börja på en lägre kurva för att i takt med att dyrare produktionskapacitet byggs ut, stiga till en högre nivå. Det är alltså av störst intresse att jämföra kostnadsnivåerna för målfåret 2020. I Tabell 3 görs en samlad bedömning utifrån den ökade elcertifikatkostnaden från figuren ovan, och den tidigare genomförda modellkörningen av utbyggnadens effekter på elpriset.

Tabell 3 Konsekvenser av olika anslutningsscenarier för totala kostnader för elcertifikat + elpris

Scenario	TWh		Jämviktspris på elcertifikat (öre/kWh) efter anslutning	Ökad elcertifikatkostnad jämfört med 2012 (öre/kWh)	Bedömning av total effekt (elcertifikat + elpris)
	land	hav			
Grund Luxemburg	0,5	0	20	–	Ingen effekt. Oförändrad kostnad för elcertifikat. För liten utbyggnad för att påverka elpriset.
Grund Holland	15	2	54	Ca 6 öre/kWh	Jämvikt. Ökad elcertifikatkostnad bedöms vägas upp av minskad elkostnad pga utbyggnaden.
Grund Tyskland	15	5	72	Ca 8 öre/kWh	Högre kostnad. Ökad elcertifikatkostnad bedöms <i>inte</i> vägas upp av minskad elkostnad pga utbyggnaden. Dock liten skillnad (ca 2 öre/kWh).
Hög Holland	22	0	20	–	Lägre kostnad. Oförändrad kostnad för elcertifikat samt lägre elpriser pga utbyggnaden.

Scenario	TWh		Jämviktspris på elcertifikat (öre/kWh) efter anslutning	Ökad elcertifikat-kostnad jämfört med 2012 (öre/kWh)	Bedömning av total effekt (elcertifikat + elpris)
Hög Tyskland	25	3	62	< 8 öre/kWh	Oklart/lägre kostnad. Ökad kostnad för elcertifikat vägs troligen upp av minskat elpris pga utbyggnaden.
Låg Holland	5	5	79	Ca 10 öre/kWh	Högre kostnad. Ökad kostnad för elcertifikat som inte vägs upp av lägre elpris (minskning <6 öre/kWh).
Låg Tyskland	5	9	79	Ca 10 öre/kWh	Högre kostnad. Ökad kostnad för elcertifikat som inte vägs upp av lägre elpris (minskning ca 6 öre/kWh).
Elprisskillnad Luxemburg	0,13	0	30	Ca 2 öre/kWh	Högre kostnad. Ökad elcertifikatkostnad bedöms <i>inte</i> vägas upp av minskad elkostnad pga liten utbyggnad. Dock liten skillnad (ca 2 öre/kWh).
Elprisskillnad Holland	15	0	62	<8 öre/kWh	Högre kostnad. Ökad elcertifikatkostnad. För liten utbyggnad för att påverka elpriset. Dock liten skillnad (ca 2 öre/kWh).
Elprisskillnad Tyskland	15	0	68	Ca 8 öre/kWh	Högre kostnad. Ökad elcertifikatkostnad bedöms <i>inte</i> vägas upp av minskad elkostnad pga liten utbyggnad. Dock liten skillnad (ca 2 öre/kWh).

5.3 Bedömning av effekter på samhällsekonomiska indikatorer

I detta avsnitt beskrivs och analyseras översiktligt olika utvidgningsscenariers effekter på indikatorer som sammantaget bedöms kunna visa på samhällekononiska nyttor och kostnader. Valet av indikatorer har skett delvis utifrån bedömd relevans, delvis utifrån möjligheten att åstadkomma mätbarhet eller en rimlig beskrivande analys.

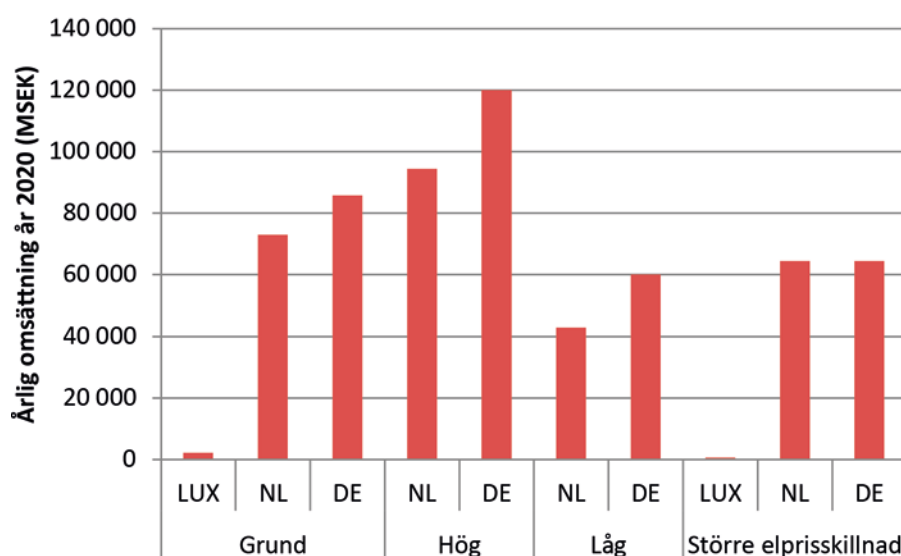
5.3.1 Omsättning i vindkraftsbranschen

Som redovisats i kapitel 4 så innebär utvidgningen ökade intäkter till svenska och norska producenter av förnybar el, som kommer främst från kvotpliktiga i det anslutande landet.

Syftet med indikatorn omsättning är att mäta den företagsekonomiska effekten i vindkraftsbranschen av dessa nya intäkter. Ett mått baserat på branschens totala förädlingsvärde hade varit att föredra, då det kopplar till BNP-tillväxt. Det finns dock idag ännu inte någon statistik över den svenska energisektorns förädlingsvärde på en sådan detaljnivå att vindkraftsbranschens aktiviteter kan urskiljas.

I Danmark finns däremot en årligen återkommande sammanställning²⁶ av den danska vindkraftsbranschens omsättning, export och arbetstillfällen. Danmark skiljer sig från Sverige på många sätt, bland annat på grund av sin tidiga vindkraftsexpansion och för att det är hem för en av de världsledande producenterna av vindkraftsturbiner. För att i någon mån justera för detta, har exporten dragits bort från omsättningen vid konstruktion av ett nyckeltal för Sverige. Det bör dock påpekas att även Sverige har en vindkraftsrelaterad export genom t.ex. företag som ABB och SKF. Därutöver finns många mindre företag som är underleverantörer till vindkraftsbranschen.

Omsättningen har sedan slagits ut per installerad MW vindkraft för att skapa ett nyckeltal som i ett sista steg har multiplicerats med den installerade effekten år 2020 i Sverige vid olika scenarier. Nyckeltalet har utgått från ett genomsnitt för den inhemska omsättningen per installerad MW i Danmark de senaste tre åren (2010–2012). Med dessa förutsättningar har det använda nyckeltalet vid beräkningen varit 12 miljoner kronor/installerad MW.



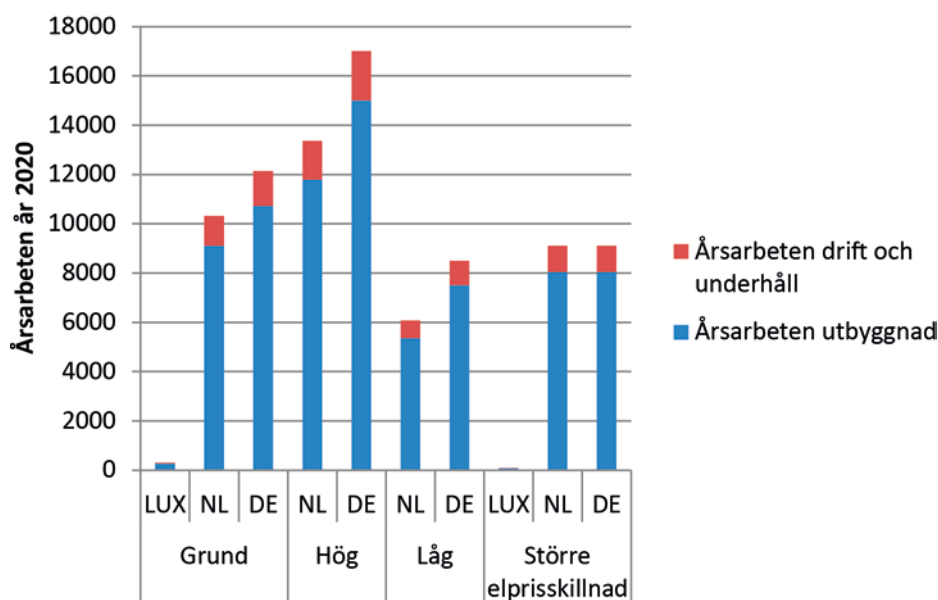
Figur 21 Årlig omsättning i vindkraftsbranschen i Sverige mååret 2020, miljoner SEK. Energimyndighetens beräkning.

²⁶ Damvad (2013). Branchestatistik Vindmølleindustrien, Udarbejdet af Damvad for Vindmølleindustrien.

5.3.2 Arbetstillfällena

Beräkningen av antalet arbetstillfällen som uppstår i vindkraftsbranschen har utgått från schablonberäkningar som tagits fram i samband med en fördjupad analys av uppförandet och driften av vindkraftparken i Havsnäs²⁷. Det bör påpekas att vindparken i Havsnäs inte nödvändigtvis är representativ för all vindkraft som byggs, vilket medför att resultatet bör tolkas med försiktighet.

Indikatoren visar på hur många årsarbeten de olika scenarierna bedöms kunna medföra under måläret 2020. Den är uppdelad i två olika delar, då det är skillnad i arbetsintensitet mellan uppförandefasen och driftfasen. Uppförandet av vindparken Havsnäs tog 8 år, vilket inte behöver vara fallet för alla projekt. Antalet årsarbeten per MWh under uppförandefasen av Havsnäs var 10,5. Detta värde har använts vid beräkningen. Ett antagande har gjorts om att utbyggnaden av respektive scenarios installerade kapacitet är lika stor under varje år i perioden 2014–2020. För driftfasen är snittvärdet 0,2 årsarbeten per MWh och år. Driftfasen kan vara 20–25 år och sträcker sig alltså även bortom måläret 2020.



Figur 22 Antal årsarbeten i vindkraftsbranschen i Sverige måläret 2020, beroende på tillkommande vindkraftsutbyggnad i scenarierna. Energimyndighetens beräkningar.

Det som har beräknats är hur många arbetstillfällen som tillkommer utöver de som skapas på grund av utbyggnaden som sker inom det svensk-norska elcertifikatsystemet utan utvidgning till ytterligare ett land. Som tidigare nämnt bedöms kapacitet motsvarande omkring 16 TWh landbaserad vindkraft byggas i Sverige till år 2020 inom elcertifikatsystemet. Antalet årsarbeten som skulle skapas redan i referensfallet är därför ungefär jämförbart med antalet som tillkommer i grundscenario för Nederländerna, omkring 10 000 årsarbeten år 2020.

²⁷ Vindkraftscentrum/Strömsunds kommun (2011) "Arbetskraft, kompetenser och faciliteter för stor-skaligt vindbruk", och www.natverketforvindbruk.se/sv/Lokalt/Prognosverktyg/ (hämtad 2013-10-30)

I en rapport från Svensk Vindenergi²⁸ gjordes bedömningen att vid en installerad effekt på 9 000 MW vindkraft i Sverige år 2020 skulle antalet årsarbeten kunna uppgå till omkring 12 000. Detta kan jämföras med scenario hög potential och anslutning till Tyskland, vilket skulle medföra 10 000 MW installerad kapacitet och omkring 17 000 årsarbeten år 2020. Alltså är beräkningen i denna utredning något högre.

5.3.3 Kostnader för ytterligare nätutbyggnad

I Svenska Kraftnätets perspektivplan till 2025 har de statliga kostnaderna för nätutbyggnad till följd av ökad vindkraftsproduktion i det svenska elnätet uppskattats till 55–60 miljarder kronor. Merparten av dessa kostnader kan härledas till ny elnätskapacitet (48 miljarder kronor). Kostnaderna kan enligt Svenska Kraftnät grovt fördelas på anslutning av förnybar elproduktion (17 miljarder), försörjningssäkerhet inklusive reinvesteringar (27 miljarder) samt marknadsintegration (29 miljarder). I denna sammanlagda kostnad på 73 miljarder kronor har inte finansiering genom anslutningsavgifter och investeringsbidrag dragits bort. Kostnadsintervallet täcker in en ökad vindkraftsproduktion på totalt cirka 17 TWh.²⁹

I syfte att genomföra denna analys har antagandet gjorts att de 17 miljarder kronor som rör anslutning av förnybar elproduktion kan användas som en indikation på kostnaden även för potentiell framtida utbyggnad. Om ett linjärt samband antas mellan nätkostnad och utbyggnad av elproduktion, motsvarar detta en uppskattad kostnad för nätutbyggnad på 1 miljard kronor per utbyggd TWh.

Den tillkommande vindkraftsproduktionen i Sverige inom elcertifikatsystemet till och med år 2020 bedöms uppgå till cirka 16 TWh (se kapitel 3). Detta betyder att den planerade nätutbyggnaden i perspektivplan i stort sett inte lämnar någon kapacitet ”över” för anslutning av samarbetsmekanismernas tillkommande produktion. Utifrån antagandet om ett linjärt samband, redovisas i Tabell 4 vad det innebär för tillkommande nätutbyggnadskostnader för denna utrednings scenarier.

Tabell 4 Vindkraftsproduktion enligt utredningsscenarierna och därav tillkommande kostnader för elnätsutbyggnad.

Scenario	TWh		Investering (Md SEK)	
	Land	Hav	=	
Grund Holland	15	2	=	17
Grund Tyskland	15	5	=	20
Hög Holland	22	0	=	22
Hög Tyskland	25	3	=	28
Låg Holland	5	5	=	10
Låg Tyskland	5	9	=	14
Elprisskillnad Ho/Ty	15	0	=	15

²⁸ Svensk Vindenergi (2009). Jobb i medvind – Vindkraftens sysselsättningseffekter.

²⁹ Svenska Kraftnät (2013). Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet.

Skattningarna bör tolkas som mycket grova. Det är långtifrån säkert att sambandet är linjärt, till exempel skulle det kunna vara så att kostnaden per utbyggd enhet minskar ju större volym som har byggts ut. Det är också tänkbart att det finns trösklar, där volymen blir så stor att ytterligare stamnätförstärkningar krävs. Denna utredning har inte bedömt var, när och hur tillkommande kostnader för nätutbyggnad uppstår. Lokaliseringen av den nya produktionskapaciteten har självklart betydelse för nätkostnaderna.

5.3.4 Markanvändning

Utredningsscenarierna kan inte gå in på var i landet som tillkommande vindkraftsutbyggnad kommer att ske. Därmed är det också svårt att bedöma och beskriva effekter på miljö och näringsverksamhet, annat än i generella termer. Som kvantitativ indikator på vindkraftens miljöpåverkan används här den yta med goda vindförhållanden som motsvarande vindkraftsproduktion skulle uppta i scenarierna. För scenarierna med utvidgning till Luxemburg har yta inte beräknas då det bedömts vara av marginell betydelse. Beräkningen av hur stor yta som motsvarar relevanta scenariers vindkraftsproduktion på land och till havs vilar på ett antal antaganden. Beräkningsresultat och antaganden redovisas i Tabell 5.

Tabell 5 Beräknat antal verk och yta (km²) förknippat med utredningsscenariernas vindkraftsproduktion.

Scenario	TWh		Antal verk ¹		Kvadratkilometer			Relativ yta	
	land	hav	land	hav	land	hav	summa	% av Sveriges yta ²	Antal Gotland*
Grund Holland	15	2	1 786	167	496	167	663	0,13	0,21
Grund Tyskland	15	5	1 786	417	496	417	913	0,17	0,29
Hög Holland	22	0	2 619	0	728	0	728	0,14	0,23
Hög Tyskland	25	3	2 976	250	827	250	1 077	0,20	0,34
Låg Holland	5	5	595	417	165	417	582	0,11	0,19
Låg Tyskland	5	9	595	750	165	750	915	0,17	0,29
Elprisskillnad NL/DE	15	0	1 786	0	496	0	496	0,09	0,16

Beräknad största yta i Tabell 5 varierar således mellan 165–800 km² på land respektive 0–750 km² till havs. Det motsvarar cirka 0,2 procent av Sveriges yta eller cirka 34 % av Gotland.

³⁰ Baserat på 3,6 verk/km² på land respektive 1 verk/ km² till havs, samt 8 400 MWh/verk på land (3 MW per verk och 2 800 fullasttimmar) respektive 12 000 MWh/verk till havs (4 MW/verk och 3 000 fullasttimmar).

³¹ Sveriges yta är 528 447 km² och Gotlands yta är 3 134 km². Källa: SCB.

I praktiken motsvarar denna yta mycket sällan en fullständig undanträngning av annan markanvändning. Vindkraften kan ofta kombineras med andra sätt att använda marken. Att kombinera jord- eller skogsbruk med vindbruk är t.ex. mycket vanligt och innebär inte att vindkraften tränger ut den andra verksamhetens ytanspråk.³² Att kombinera vindkraftsproduktion med t.ex. bostäder kräver däremot bulleravstånd, liksom annan näringsverksamhet såsom turism där upplevelsen av landskapet eventuellt kan påverkas negativt (mer om det nedan). Markanspråket för vindkraft varierar förstås också beroende på platsens förutsättningar. Höga byggnader i fel lägen kan t.ex. påverka vindförutsättningarna och behöva placeras längre bort.

Ytterligare ett sätt att illustrera att ovanstående beräknade ytor inte innebär en fullständig undanträngning av annan verksamhet är att endast cirka 0,5 procent av ytorna grovt räknat kommer att behöva exploateras och bearbetas för infrastruktur.³³

Vindkraftens påverkan på miljö och människa

Generellt gäller att lämpliga avvägningar behöver göras så att placeringar av vindkraftsparker inte påverkar känsliga natur- och kulturmiljöer. Planerings- respektive tillståndsgivningsprocessen i Sverige kan hantera de flesta effekter på människa och miljö. Verkens placering och när de anläggs är centralt för en minimal påverkan både på land och till havs. Tidig medverkan i en öppen process kan minska flera upplevda negativa effekter. Metoder för landskapsanalys anses också kunna utvecklas för att bättre fånga upplevelser och intressen.³⁴

All elproduktion påverkar miljön på olika sätt. Forskningsläget när det gäller miljöpåverkan både till havs och på land anger små miljöeffekter, framför allt i relation till annan elproduktion.³⁵

Flera rapporter tar upp effekter på människan. Generellt medför en vindkraftsetablering en förändring i landskapet och påverkar därmed olika aktörers intressen. Visuell påverkan diskuteras ofta, liksom buller. I en syntesrapport från Vindval konstateras dock att forskningen inte ser några större hälsoeffekter av buller från vindkraft. I Sverige finns riktvärden för buller genom tillståndsgivningen. Fastighetspriser tycks inte heller påverkas negativt.

Turismen kan påverkas både positivt och negativt. Upplevelsen av vindkraft i ett landskap beror på anledningen till besöket. För rekreation och folkhälsa är rofyllda miljöer viktiga. Vindkraftverk kan här ibland upplevas som störande, men

³² Energimyndigheten (2011). Energimyndighetens roll i miljömålssystemet. ET 2011:35.

³³ Av beräknad yta bedöms ca 2 % av verkets cirkelyta (4–6 rotordiametrar) exploateras genom etablering, vägar och uppställningsplatser. För en vindkraftspark med 10 vindkraftverk minskar bearbetad yta ytterligare till 0,46 % av det totala parkområdet, inklusive anslutningsväg. Källa: energimyndigheten.se

³⁴ Naturvårdsverket (2012). Vindkraftens påverkan på människors intressen – Rapport från kunskapsprogrammet Vindval. Rapport 6497.

³⁵ Forskningsläget när det gäller vindkraftens miljöpåverkan sammanfattas genom forskningsprogrammet Vindval och följande syntesrapporter; "Vindkraftens effekter på fåglar och fladdermöss", rapport 6467, Naturvårdsverket, år 2011. "Vindkraftens effekter på landlevande däggdjur", rapport 6499, Naturvårdsverket, år 2012. "Vindkraftens effekter på marint liv", rapport 6488, Naturvårdsverket, år 2012.

några enkla slutsatser finns inte. Människor ser t.ex. hellre vindkraftverk i redan påverkade områden. Flera platser i Sverige där det ur vindsynpunkt är lämpligt att placera vindkraftverk finns i olika typer av turistområden. Allmänna riktlinjer för placering är dock viktiga oavsett område.

Vindkraftverken kan störa flygutrustning och därmed flygsäkerheten. Det bör därför alltid kartläggas hur både det civila flyget och försvaret använder området.³⁶

Också rennäringen har studerats särskilt. Flera studier visar att renarna inte påverkas av ljudet, oavsett vind (rotorblads-) hastighet.³⁷ Däremot försöker renarna gärna undvika tillhörande ledningar och vägar. Infrastruktur i form av vägar och kraftledningar kan alltså skapa barriärer för renbetet. Kraftledningar bör därför grävas ner och vägar planeras noga så att sådana barriärer undviks.³⁸

5.3.5 Effektbalans

Effektbalansen är ett mått som mäter avståndet mellan effektbehovet och den tillgängliga effekten för varje timme. I stort sett kan effektbalansen i Sverige anses vara god, men den kan trots det bli ansträngd under perioder av t.ex. sträng kyla kombinerad med låg tillgänglighet i kärnkraftverken. Sveriges hittills högsta effektuttag under en timme inträffade vintern 2001 och låg på 27 000 MW.

All installerad kapacitet är inte tillgänglig samtidigt. Inför varje vinter gör Svenska Kraftnät en prognos för tillgängligheten av olika produktionsslag för att kunna uppskatta effektbalansen. För vindkraften har Svenska Kraftnät bedömt att 6 % av den installerade kapaciteten finns tillgänglig vid högsta eleffektbehov under vintern 2013/2014. Samtidigt kan påpekas att vindkraftens genomsnittliga tillgänglighet under vintern 2012/2013 var 26 % och vintern 2011/2012 var den 36 %. Bedömningen om 6 % får därmed anses vara försiktig.

Tabell 6 Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde vid topplasttimmen vintern 2013/2014. Gasturbiner ingående i snabb störningsreserv är exkluderade.

SE1		SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	4 444	6 777	2 193	288	13 702
Kärnkraft	0	0	7 853	0	7 853
Vindkraft	25	76	103	78	282
Gasturbiner	0	0	0	333	333
Kondens	0	0	444	905	1 349
Mottryck	216	444	2 160	968	3 788
Summa	4 685	7 297	12 753	2 572	27 307

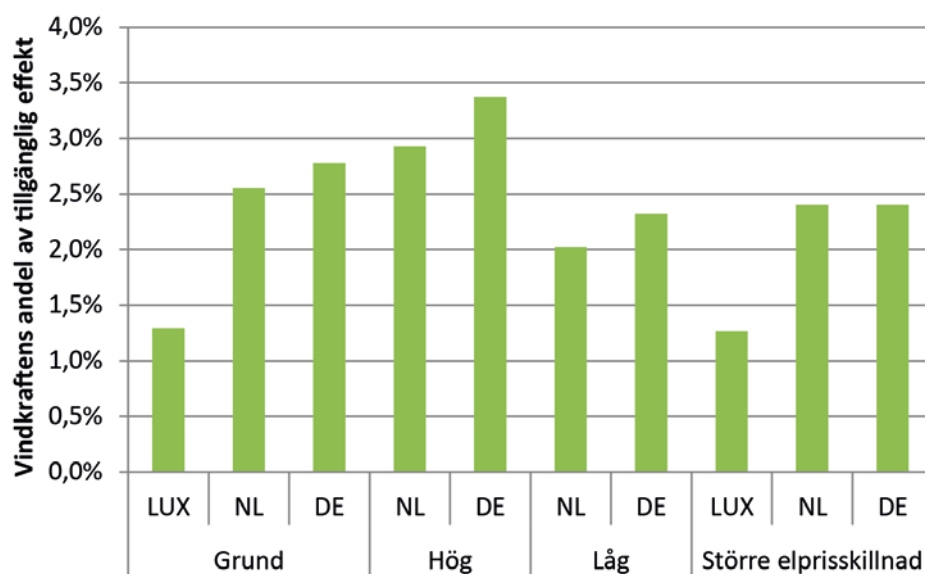
Källa: Svenska Kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2012/2013 och 2013/2014 – en rapport till Näringsdepartementet, 2013/1310.

³⁶ Energimyndigheten (2007). Vindkraft – tillståndprocessen och kunskapsläget. ET 2007:08

³⁷ Naturvårdsverket (2012). Vindkraftens påverkan på människors intressen – Rapport från kunskapsprogrammet Vindval. Rapport 6497.

³⁸ Energimyndigheten (2007). Vindkraft – tillståndprocessen och kunskapsläget. ET 2007:08

Det går alltså att beräkna utifrån de olika scenariernas installerade kapacitet hur stort bidrag (uttryckt i MW tillgänglig kapacitet) till effektbalansen som vindkraften skulle kunna ge under antagandet om 6 % tillgänglighet. Resultatet av en sådan beräkning visas i Figur 23 nedan. Vindkraftens tillgängliga effekt³⁹ har anpassats utifrån de olika scenarierna, medan allt annat är lika som i tabellen ovan. Som mest utgör då den installerade vindkraften strax under 3,5 % av den totala tillgängliga effekten, vilket beror på dess låga bedömda tillgänglighet i jämförelse med t.ex. kärnkraft och vattenkraft. Samtidigt kan det konstateras att all kapacitet som tillförs effektbalansen har betydelse.



Figur 23 Vindkraftens andel av tillgänglig effekt i de olika scenarierna (Övriga produktions- teknologiers tillgänglighet låst vid prognosen för 2013–2014).

Källa: Svenska Kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2012/2013 och 2013/2014 – en rapport till Näringsdepartementet, 2013/1310. Energimyndighetens bearbetning.

5.3.6 Utsläpp till luft

En teoretisk effekt av vindkraftsutbyggnaden skulle kunna vara att utsläppen av koldioxid, svaveldioxid och kväveoxider från energisystemet påverkas (minskar). Hur stor en sådan effekt skulle kunna vara beror på vilka systemgränser som används i analysen. Till exempel skulle tillkommande vindkraft (utöver det som redan byggs inom det svensk-norska elcertifikatsystemet) i ett begränsat svenskt systemperspektiv troligen inte tränga ut någon typ av produktion, om den inte enligt resonemanget ovan kan minska behovet att starta någon oljepanna i händelse av effektbrist (se rubriken Effektbalans). Orsaken är att Sverige en stor del av tiden är och kommer att vara nettoexportör av el som redan i stor utsträckning är förnybar. Det är ett rimligt antagande att den nya förnybara elen kommer att

³⁹ För den här indikatorn har även den vindkraft som bedöms byggas ut inom det svensk-norska elcertifikatsystemet inkluderats i beräkningen, nämligen 16 TWh i Sverige.

exporteras. Då vidgas systemperspektivet till att omfatta de länder som har fysisk anslutning till det nordiska elsystemet. Det är dock omöjligt att veta vilken produktionsteknologi som ersätts på marginalen⁴⁰. Det kan vara kärnkraft, biokraft, kol, vattenkraft eller naturgas som utgör driftsmarginal i elsystemet som helhet.

I ett styrmedelsperspektiv går det också att resonera så att bortträngd fossilbaserad elproduktion innebär att utsläppsrätter frigörs åt andra aktörer inom EU:s system för handel med utsläppsrätter. Under perioden 2013–2020 sker ingen fri tilldelning till elproduktion, men de utsläppsrätter som elproducenterna skulle ha behövt införskaffa blir tillgängliga för andra inom systemet. De totala utsläppen inom handelssystemet förblir opåverkade. Däremot skulle en utträngning av kolkraften bidra till en omställning av det europeiska energisystemet.

Skulle vindkraften ersätta delar av kolkraften, kan det åstadkomma stora relativa utsläppsminskningar. Ett sätt att se på saken är att jämföra dessa båda kraftslag i ett livscykelperspektiv. Medan vindkraften släpper ut mindre än 20 gram koldioxidkvivalenter/kWh utslaget på hela sin livscykel, är kolkraftens utsläpp nära 800 gram CO₂ekv/kWh⁴¹, eller fyrtio gånger högre.

En sammanfattande bedömning är att utsläppen till luft, koldioxid eller annat, i vart fall inte ökar vid ökad andel vindkraft.

5.4 Slutsatser från analysen av samhällsekonomiska konsekvenser

Även i scenarier med högre elcertifikatpris kan den totala effekten för elkundens kostnader av en kraftig utbyggnad bli att kostnaderna är konstanta eller lägre än de annars skulle ha varit. I flera av de olika känslighetsanalyserna bedöms de totala kostnaderna för elcertifikat och el dock bli högre än utan anslutningen, men skillnaden är vanligen liten (omkring 2 öre/kWh). Undantaget är de känslighetsfall där den landbaserade utbyggnadspotentialen starkt har begränsats, vilket bedöms leda till ett högre elcertifikatpris utan att påverka elpriset i någon stor omfattning. För slutkunder som är undantagna från kvotplikt är alla scenarier där nivån på elpriset sjunker på grund av utbyggnaden en ren kostnadsminskning.

En viktig utgångspunkt för slutsatserna är att de ytterligare intäkterna till svensk och norsk förnybar elproduktion kommer från kvotpliktiga aktörer i det anslutande landet. Det innebär alltså inte automatiskt att resurser omfördelas på nationell nivå i Sverige eller Norge, utan en ekonomisk omfördelning sker istället inom EU-samarbetet.

Omsättningen i den svenska vindkraftsindustrin kan förväntas öka vid en expansion av vindkraften. I denna analys har vindkraftsbranschen i Danmark använts som utgångspunkt för att illustrera ökningen. Det är dock svårt att dra några skarpa slutsatser om exakt hur stor ekonomisk betydelse för branschen en viss utbyggnad skulle betyda.

⁴⁰ Energimyndigheten (2008). Koldioxidvärdering av energi – Vad kan du göra för klimatet? Underlagsrapport.

⁴¹ Svensk Energi (2012). Den svenska elens miljöpåverkan.

Utbyggnaden skapar arbetstillfällen i samband med uppförande och under driftsfasen (20–25 år).

Kostnader för nätutbyggnad är en faktor som kommer att ha betydelse vid en stor-skalig utbyggnad. Flera av de scenarier som har analyserats innebär att en större nätutbyggnad krävs än den nu planerade till 2025. Det går dock inte att dra några säkra slutsatser om att kostnaderna verkligen kommer stå i linjär proportion till utbyggnaden, eller hur stor del som kommer att bestå i kostnader för nyinvesteringar pga förnybar el. Det går inte heller att med säkerhet säga hur den nya produktionen kommer att lokaliseras, så att en sådan utbyggnad kan beräknas med en bottom-up-metod⁴².

Många av vindkraftens effekter på andra näringsgrenar och på miljön, beror på dess lokalisering. Samtidigt kan vindkraften ofta samexistera med t.ex. jord- och skogsbruk eller infrastruktur. Den yta som har beräknats för vindkraftens markanvändning i detta kapitel får därför betraktas som ett högsta-värde, eftersom det inte utesluter annan markanvändning på samma plats.

Slutligen kan det finnas en gräns för hur mycket vindkraftsproduktion som bör byggas ut för export i ett samhällsekonomiskt perspektiv, när behov av nätutbyggnad, tillbyggnad av utlandskablar och markkonflikt kring lokalisering eventuellt blir mycket stora hinder. Denna rapport har inte ambitionen att identifiera var den gränsen går.

⁴² Genom att inventera vilka nät som behöver byggas ut och därefter beräkna deras sammanlagda kostnad.

6 Utvidgad elcertifikatsmarknad i ett långsiktigt perspektiv

Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatsmarknad i ett långsiktigt perspektiv, efter år 2020, beror på vilket land som skulle anslutas och på en rad andra faktorer. Det anslutande landets mål för andel förnybar energi och egna möjligheter till kostnadseffektiv utbyggnad är viktiga faktorer, liksom framtida elpriser i olika prisområden och framtida stöd till förnybar elproduktion. Det kan spela roll när i tiden samarbetet inleds.

Ett alternativ är att samarbetsmekanismerna inte utnyttjas före år 2020. I det fallet måste länderna uppnå sina 2020-mål individuellt, vilket skulle kunna pressa in dyrare produktionsteknologier i de länder som har låg potential till hög produktionskostnad. Det skulle också innebära att det finns mer outnyttjad potential kvar i Sverige/Norge. Konsekvenserna av en anslutning efter år 2020 skulle i stor utsträckning bero på nivån på eventuella långsiktiga mål för utökad andel förnybart.

Ett annat alternativ är att en gemensam elcertifikatsmarknad som har inletts före år 2020 förlängs, exempelvis till år 2030. Framtida nationella målnivåer för respektive land har fortfarande betydelse för den långsiktiga analysen. Det går dock att resonera kring hur mycket tillgänglig potential som finns tillgänglig i respektive deltagande land efter år 2020, och till vilken kostnad. Därför kommer analysen i det här kapitlet främst att fokusera på detta alternativ.

Dagens gemensamma marknad med Norge utgör ett referensscenario för Energimyndighetens analys av ytterligare utvidgning. I dagsläget går utbyggnaden i Sverige snabbare än den i Norge. Därmed tas det också snabbare av den svenska potentialen än enligt tidigare bedömningar. Detta är ett troligt utgångsläge för fortsättningen efter år 2020, dvs. att den billigaste svenska potentialen då redan har använts.

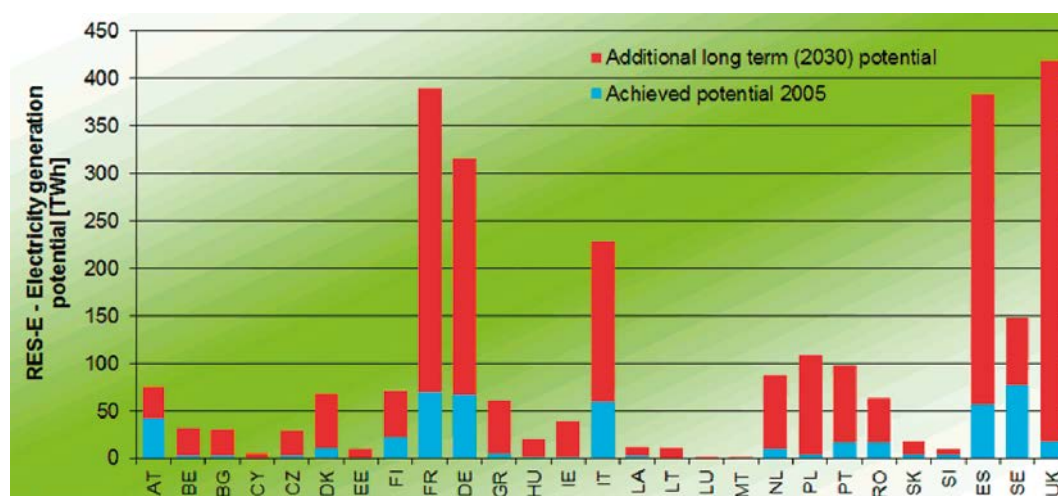
6.1 Sveriges långsiktiga potential för utbyggnad av förnybar el

I kapitel 3 beskrevs olika potentialbegrepp. För tidsperspektivet efter år 2020 används den *realiserbara potentialen* där hänsyn tas till begränsningar i resurser och i tillståndsprocesser.

Förutsättningarna för samarbetsmekanismer i ett långsiktigt perspektiv beror också på om, och hur mycket, samarbetsmekanismer har använts tidigare. Tillgänglig potential kan ha minskat också beroende på det. Kostnadskurvor över utbyggbar produktion kan ha påverkats, genom teknisk utveckling och genom att en del av potentialen redan har utnyttjats.

Det finns en fortsatt stor tillgänglig vindkraftspotential i Sverige, betydligt större än den som hinner byggas ut till år 2020 (se kapitel 3). I ett arbete åt

EU-kommissionen har man inom forskningsprojektet RE-Shaping⁴³ analyserat långsiktiga potentialer och kostnader för förnybar energi inom EU. I rapporten visas en potential i Sverige på 80 procent⁴⁴ förnybar energi år 2030 (2005 års nivå på energianvändningen), motsvarande ca 70 TWh förnybar elproduktion. Tillsammans med den produktion som redan byggts ut fram till idag skulle Sveriges totala förnybara elproduktion år 2030 därmed kunna uppgå till 150 TWh (se Figur 24). Potentialen i varje land har tagits fram genom litteraturstudier och med hjälp av nationella experter. Metoderna för potentialbedömning har sannolikt varierat något i länderna. Noteras bör även att en del av den realiserbara potentialen (röda stapeln) redan har byggts ut, eftersom figuren redovisar läget år 2005.



Figur 24 Uppnådd förnybar elproduktion 2005 och realiserbar potential till 2030, EU-27

Källa: Hoefnagels m.fl. (2011). Long term potentials and costs of RES.

Potentialbedömningarna som gjorts i forskningsprojektet (RE-Shaping) har använts som underlag för resonemang i detta kapitel om typländerna Tyskland och Nederländerna. I kapitel 3.1 finns potentialbedömningar för Sverige som använts för resonemang kring Sveriges långsiktiga potential.

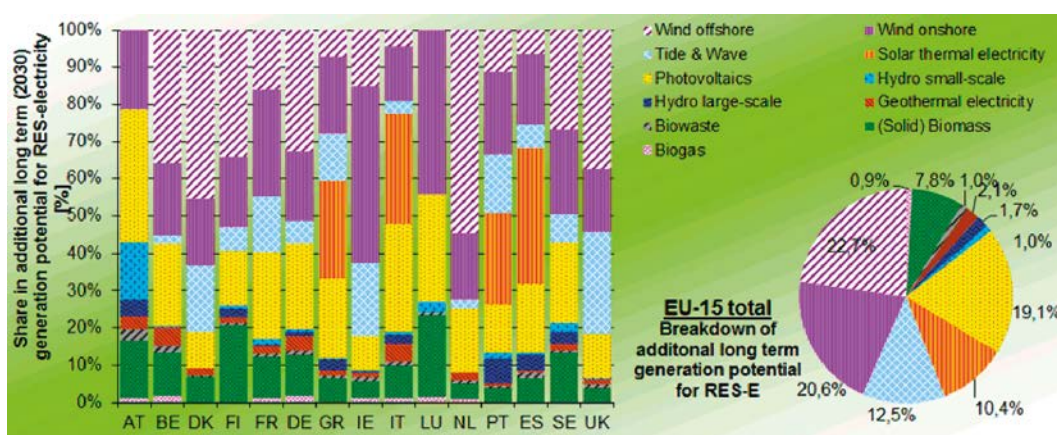
De flesta av EU:s länder bedöms enligt RE-Shapingprojektet ha potential för att bygga ut förnybar elproduktion. Länderna med störst potential uttryckt i TWh är stora länder som Frankrike, Tyskland, Spanien, Storbritannien och Italien. Enligt denna potentialbedömning skulle, som tidigare nämnt, all elproduktion i Sverige kunna komma från förnybara källor, om nivån på produktionen år 2030 är densamma som idag.

⁴³ Hoefnagels m.fl. (2011). Long term potentials and costs of RES. Part I: Potentials, diffusion and technological learning. D10 report. A report compiled within the European research project RE-Shaping (work package 5)

⁴⁴ Totalt (inte bara el)

Figur 25 nedan visar de olika produktionsslagens procentuella bidrag till potentialen år 2030. Figuren visar den återstående potentialen till 2030 (motsvarar röda stapeln i figuren ovan), utifrån läget år 2005.

En del av den återstående potentialen till år 2030 kommer att behöva byggas ut för att 2020-målen ska kunna uppnås. Den resterande potentialen kan användas till år 2030 och därefter. Det kan förstås också tillkomma potential innan år 2030.



Figur 25 Realiserbar ytterligare potential för förnybar el till år 2030 (från år 2005), kraftslag (%), EU-15.

Källa: Hoefnagels m.fl (2011). Long term potentials and costs of RES.

Nätutbyggnaden har uppmärksamats som en viktig fråga för att utbyggnaden av förnybar el ska fungera. Svenska Kraftnäts utbyggnadsplaner visar på behov av kraftig ökning i nätutbyggnad även vid nivåer på vindkraftsutbyggnad som är betydligt lägre än t.ex. planeringsramens. Svenska Kraftnäts scenario med mest vindkraft innebär en total vindkraftsproduktion på 19 TWh år 2025. Riksrevisionen har analyserat området⁴⁵ och menar att flera förenklingar nyligen har gjorts som bedöms underlätta tillståndprocessen för elnät.

I samband med att potentialer nämns är förstas kostnadskurvan viktig att beakta. Det är den som tillsammans med efterfrågan är grunden för om potentialen byggs ut eller inte. Nivån på kostnadskurvan påverkar utbyggnadens konsekvenser.

6.2 Konsekvenser för elcertifikatsmarknaden

Konsekvenserna för elcertifikatsmarknaden beror av hur mycket extra produktion som byggs. I kapitel 4 analyseras konsekvenserna till år 2020 av att ansluta till ett av tre typländer, som representeras av Luxemburg, Nederländerna och Tyskland.

⁴⁵ Riksrevisionen (2013). Staten på elmarknaden – insatser för en fungerande elöverföring (RiR 2013:3)

Konsekvenserna för elcertifikatsmarknaden av ett samarbete med ett litet land som Luxemburg blir mycket små, eftersom det här endast skulle handla om 0,5 TWh extra produktion i Sverige. I det följande används därför resultaten från grundscenario 2020⁴⁶ vid en förlängning av ett eventuellt samarbete med Tyskland eller Nederländerna. Nedan redovisas utgångsläget år 2020 för ett förlängt samarbete med dessa två länder.

- Exempel Nederländerna

Om elcertifikatsmarknaden utvidgades till Nederländerna skulle Sveriges återstående potential efter år 2020 uppgå till ca 28 TWh⁴⁷. Nederländernas återstående potential skulle vid ett sådant samarbete uppgå till 4 TWh⁴⁸. Den återstående potentialen i Sverige skulle utifrån dessa potentialbedömningar utgöras av dyrare produktionsslag som vågkraft och solkraft. Detta överensstämmer dock inte med det underlag som Energimyndigheten har sammanställt (kap 3.1). Det finns, enligt Energimyndighetens bedömning, en stor vindkraftspotential i Sverige även efter år 2020.

- Exempel Tyskland

Om marknaden för elcertifikat skulle utvidgas till Tyskland skulle Sveriges återstående potential efter år 2020 uppgå till storleksordningen 25 TWh⁴⁹. Tysklands återstående potential efter år 2020 skulle vid ett sådant samarbete uppgå till 77–87 TWh⁵⁰. Utgångsläget för fortsättningen efter år 2020 skulle för Sveriges del vara ungefär detsamma som vid ett samgående med Nederländerna.

Vid ett nytt förnybartdirektiv skulle andra sektorer än elsektorn kunna bli aktuella för utbyggnad, liksom ökad energieffektivisering. Åtgärder i värmesektorn skulle eventuellt behöva genomföras för att ett samarbetande Sverige skulle kunna uppnå sitt nya mål.

6.3 Konsekvenser för elmarknaden och försörjningstryggheten

Samarbetsmekanismer kräver långsiktigt samarbete och genom det ges långsiktighet i förutsättningar för elmarknadens aktörer. Samarbetsformen ”utvidgat stödsystem” har troligen förutsättningar att vara mer långsiktigt än andra former av samarbetsmekanismer, åtminstone när det handlar om ett befintligt certifikatsystem där certifikat ges under en femtonårsperiod.

⁴⁶ Antaganden för scenarierna återfinns i kapitel 4.

⁴⁷ Bedömd potential 2005–2030 enligt Figur 24 (75 TWh) – utbyggd potential 2005–2011 i elcertifikatsystemet (8,5 TWh) – den potential som förväntas byggas ut i Sverige inom det gemensamma elcertifikatsystemet till 2020 (21 TWh) – den potential som i grundscenariot byggs ut i Sverige vid anslutning till landet ifråga enligt grundscenario i tabell i bilaga 3, där den extra produktionen i Sverige/Norge till 2020 här dras av (21 TWh). Dvs.. $75 - 8,5 - 21 = 45,5$ TWh

⁴⁸ Bedömd potential 2005–2030 (fig 8) – utbyggd potential 2005–2011 – det som byggs ut i Nederländerna till 2020 vid anslutning Sv/No = återstående potential. Dvs. $65 - 39 - 22 = 4$ TWh

⁴⁹ Beräkning som i fotnot 47. Dvs. $75 - 8,5 - 21 = 45,5$ TWh

⁵⁰ Beräkning som i fotnot 48. Dvs. $245 - 93 - 67 = 85$ TWh

Prognoser pekar på att Sverige kan få överskott av el i framtiden, även utan samarbetsmekanismer. Det är därmed av stor vikt att utbyggnaden av elnätet ”hänger med” för att elmarknaden ska fungera väl. Annars finns risk att överskott på elproduktion i Norden inte kan exporteras. I ett sådant scenario finns risk att elpriserna faller och att utbyggnaden stannar av, om inte elen behövs inom landet. Ett fallande elpris kan leda till att äldre icke förnybar elproduktion fasas ut tidigare än planerat.

Efter år 2016 och under överskådlig framtid kommer investeringsnivån att vara hög i det svenska stamnätet⁵¹. I genomsnitt uppgår stamnätskostnaden idag till drygt 2,5 öre/kWh, vilket är drygt två procent av elanvändarens totala kostnad för elen⁵². Den ökade utbyggnaden kommer att innebära höjda kostnader⁵³. Utöver investeringar i stamnätet tillkommer investeringar i lokal- och regionnät.

Fler anläggningar för elproduktion bör vara positivt ur försörjningssynpunkt. Dock innebär förnybara energikällor en viss osäkerhet pga. variationer i vindförhållanden och i nederbörd, även om geografisk spridning av anläggningarna minskar riskerna. Vindkraftsutbyggnaden innebär att elnätet byggs ut. För försörjningstryggheten är det en fördel om utbyggnaden sker i södra Sverige.

6.4 Konsekvenser för förnybar elproduktion i Sverige

En hög utbyggnadstakt av förnybar elproduktion kan innebära stimulans till snabbare teknikutveckling, om dyrare produktionsslag nu byggs ut i en högre takt än utan samarbetsmekanismer. Vid en utvidgad elcertifikatsmarknad kan detta ske genom att den billigaste potentialen på den svensk-norska elcertifikatsmarknaden används snabbare och genom att man på så vis snabbare behöver använda dyrare produktionsslag för att klara uppsatta mål. Detta under förutsättning att det anslutande landets potential är dyrare än den svensk-norska. Om det anslutande landet har billigare potential än Sverige och Norge blir situationen den omvända. Teknikutveckling för dyrare produktionsslag kan i sådant fall fördröjas.

Mer förnybar elproduktion (vindkraft, solkraft) i energisystemet ställer krav på annan energi och/eller lösningar för balans- och reglerkraft. Det pågår för närvarande flera arbeten med anledning av att svenska vattenkraftsvatten inte uppfyller krav för en tillräckligt god vattenmiljö. Följden kan bli att åtgärder behöver vidtas som kan påverka produktion och reglermöjligheter i vissa vattenkraftsverk.

⁵¹ Svenska Kraftnät (2013). Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet.

⁵² svk.se (uppgiften uppdaterad 2012-11-14)

⁵³ Svenska Kraftnät har bedömt hur mycket kostnaderna kan öka. Vid 30 TWh vindkraft i norra Sverige kan kostnaden öka med storleksordningen 25 %. Energimyndigheten (2011) Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet – en fördjupad analys. ER 2011:16. s.60

6.5 Samhällsekonomiska konsekvenser

De samhällsekonomiska konsekvenserna beror på hur utbyggnaden av förnybar energi hanteras, om utbyggnaden fungerar väl.

Tidigare analys⁵⁴ visar att svenska elkunder skulle gynnas av om samarbetsmekanismer användes. Det totala elpriset skulle öka mindre än annars. Den bedömningen gäller även för tiden efter år 2020. Men ju mer förnybar energi som behöver byggas ut ju snabbare behöver dyrare produktionsslag introduceras. Om utvidgningen av elcertifikatsmarknaden skulle göras till ett land med billigare produktion än Sverige skulle förhållandet vara det omvända.

Om Sverige skulle tillhandahålla produktion för annat lands räkning skulle sysselsättningen i Sverige öka genom den ökande utbyggnaden. Sysselsättningen skulle samtidigt vara lägre i det andra landet.

6.6 Fyra scenarier för tiden efter år 2020

Det finns ett stort antal scenarier för en eventuellt utvidgad elcertifikatsmarknad efter år 2020. Utgångspunkten här är att ett sådant samarbete inleds redan innan år 2020. Samarbetet med Norge samt förnybartdirektivet är viktiga grunder inför en eventuell utvidgning efter år 2020. Lite förenklat (och utan hänsyn till vilket ytterligare land som skulle anslutas) kan följande alternativ då ses:

Med ett *nytt förnybartdirektiv efter år 2020* finns två scenarier för samarbete. Antingen:

- 1) att Norge inte godkänner några anläggningar för elcertifikat efter år 2020, eller
- 2) att Norge fortsätter samarbetet och godkänner anläggningar för elcertifikat efter år 2020.

Om utvecklingen följer alternativ 1) uppstår en situation där den billigaste potentialen i Sverige troligen redan har utnyttjats innan år 2020 genom dagens svensk-norska samarbete. En nackdel med att Norge inte deltar är att deras potential inte heller kan utnyttjas efter år 2020. Det skulle kunna innebära att dyrare produktionsslag behöver användas. Detta skulle kunna driva på teknikutvecklingen. Eftersom elproduktionen i Sverige redan har byggts ut kraftigt kan det samtidigt vara svårt att motivera ytterligare utbyggnad. Om tillräckliga nätförbindelser med andra länder finns kan elen dock exporteras. Det ger även handlingsalternativ för framtidens energisystem i Sverige. Det råder ännu osäkerhet kring hur tidig utbyggnad och (över)uppfyllnad av mål för förnybar energi till år 2020 får tillgodoräknas i ett eventuellt framtida förnybartmål.

En utveckling som följer alternativ 2) är densamma som för alternativ 1) med den skillnaden att Norges kvarvarande potential nu kan utnyttjas. Fördröjningen av utbyggnaden i Norge spelar därmed inte någon större roll, nu när även den

⁵⁴ Energimyndigheten (2011) Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet – en fördjupad analys. ER 2011:16.

billigaste norska potentialen bör kunna användas. För en utvidgad elcertifikatsmarknad skulle detta alternativ troligen vara gynnsammare än alternativ 1).

Vid *inget nytt förnybartdirektiv* finns även här två scenarier för samarbete efter 2020. Antingen (precis som ovan):

- 3) att Norge inte godkänner några anläggningar för elcertifikat efter år 2020 eller
- 4) att Norge fortsätter samarbetet efter år 2020 och därmed godkänner anläggningar för elcertifikat.

I en utveckling som följer alternativ 3) kommer ländernas egna nationella politik att avgöra den framtida utvecklingen. Nationella mål inom t ex klimatområdet skulle kunna driva på för ett utvecklat elcertifikatsamarbete. Ett alternativ är att man satsar på något annat område än förnybar elproduktion, vilket skulle kunna bli fallet om elen inte kan exporteras eller användas inom landet. Värmesektorn kan i sådant fall stå på tur.

En utveckling som följer alternativ 4) bedöms som osannolik. Utan nytt förnybartmål minskar troligen incitamenten för att samarbeta.

6.7 Slutsatser i ett långsiktigt perspektiv, efter år 2020

Det är ännu inte bestämt om det kommer ett nytt förnybartmål efter år 2020 eller om arbetet kommer att bedrivas (endast) utifrån skärpta klimatmål. Även om klimatarbetet kommer att betyda fortsatta satsningar på förnybar energi är det inte säkert att möjligheten till samarbetsmekanismer finns kvar. I dagsläget är intresset litet för samarbetsmekanismer. Om skärpta förnybartmål beslutas är det dock sannolikt att intresset ökar.

Om Sverige får ett kraftigt höjt förnybartmål efter år 2020 kan intresset för samarbetsmekanismer möjligen komma att minska i ett svenskt perspektiv, om målet innebär att potentialen behövs för att uppnå det nationella målet.

Utgångspunkten för analysen här, i frågan om en utvidgad elcertifikatsmarknad efter år 2020, är att elproduktionen i Sverige redan har byggts ut kraftigt. En utbyggnad som ger olika alternativ för framtiden. Elen kan exporteras eller användas inom landet.

Sverige har, enligt Energimyndighetens bedömning, även efter år 2020 en fortsatt stor potential för förnybar energi. Det kan dock finnas andra begränsande faktorer för utbyggnad av framtida förnybar elproduktion än tillgången på projekt. Elnätsutbyggnad skulle kunna vara en sådan begränsande faktor. En process som kan ta lång tid. Marknaden kan dessutom vara ansträngd.

Elproduktionen i Sverige är redan idag större än efterfrågan. Om elsektorn används för samarbetsmekanismer innan år 2020 ökar elproduktionen ytterligare. Om elsektorn även ska användas för samarbete efter 2020 tillkommer ännu mer produktion. Konsekvenserna av stora mängder tillkommande förnybar elproduktion skulle behöva utredas i särskilt uppdrag. För fortsatt utveckling av förnybar energi efter år

2020 och inför ett eventuellt samarbete med ett annat land, bör troligen även andra sektorer än elsektorn kunna bli aktuella, exempelvis värmesektorn.

Det finns ett stort antal scenarier för en eventuellt utvidgad elcertifikatsmarknad efter år 2020. Utgångspunkten här är att samarbetet med en utvidgad marknad inleds *innan* år 2020. Samarbetet med Norge och förnybartdirektivet är viktiga grunder i en eventuell utvidgning efter år 2020. Lite förenklat (och utan hänsyn till vilket ytterligare land som skulle anslutas) kan följande alternativ då ses:

	Norge godkänner inga anläggningar efter år 2020	Norge fortsätter samarbetet efter år 2020
Nytt förnybartdirektiv	1. Mycket billig potential i Sverige har redan byggts ut. (+/-) Teknikutveckling? (+) Utbudet av el mycket stort, svårt att öka ytterligare? (+/-)	2. Samma som för alt. 1 samt att Norges potential finns med. (+)
Inget nytt förnybartdirektiv	3. Egen nationell politik blir avgörande för arbetet framåt. (+/-)	4. Minskade drivkrafter för att samarbeta.

Ett läge enligt alternativ 1) eller 3) förefaller idag mest sannolikt som utgångspunkt för en utvidgad elcertifikatsmarknad med ett annat land än Norge efter år 2020.

Osäkerheten om eventuella framtida förnybartmål, tillgänglig potential, långsiktiga kostnadskurvor etc. försvårar analyser om möjligheter och konsekvenser av samarbete efter år 2020. Generellt kan dock sägas att det blir svårare för Sverige att uppnå ett eventuellt nytt förnybartmål om den billigaste potentialen redan har utnyttjats för att exempelvis hjälpa ett annat land att uppnå sitt mål. För att tiden efter år 2020 ska kunna analyseras närmare krävs ett beslut om ett nytt förnybartdirektiv.

7 Förutsättningar för kostnadseffektiv utvidgning av elcertifikatsmarknaden

Den teoretiska grunden för vilka förutsättningar som gör ett gemensamt elcertifikatsystem effektivt och kostnadseffektivt har tidigare bland annat beskrivits i utredningar av samgåendet med Norge⁵⁵. I detta kapitel lyfts några av de centrala utgångspunkterna fram på nytt.

7.1 Kostnadseffektivitet på utbudssidan

En elcertifikatsmarknad är effektiv när priset på marknaden sätts genom marginalkostnadsprissättning ($p=mc$) så att systemet genererar marknadspriser som motsvaras av den långsiktiga marginalkostnaden i kostnadskurvan för förnybar elproduktion.

För att uppnå kostnadseffektivitet krävs att systemet är teknologineutralt, det vill säga inte diskriminerar mellan olika typer av förnybar elproduktion. Diskriminering skulle t.ex. kunna ske genom inte tilldela certifikat till en viss teknologi eller att differentiera antalet tilldelade certifikat per MWh utifrån produktionsteknologi. När varje producerad megawattimme räknas som lika mycket värd stimulerar det att investeringarna med lägst produktionskostnad genomförs först, vilket åstadkommer en kostnadseffektiv utbyggnad.

För att det ska finnas en verklig vinning med att gå samman i ett gemensamt elcertifikatsystem måste dock produktionskostnaderna, för de olika produktionsslag som ingår i systemet, skilja sig åt mellan länderna. Förvisso kan det finnas ytterligare skäl att gå samman, till exempel för att förbättra marknadens funktion. Den riktiga vinsten ligger dock i att minska de totala kostnaderna för den sammanlagda utbyggnaden av förnybar el.

Utifrån att målsättningen med ett elcertifikatsystem är att stimulera utbyggnad av förnybar el som inte på egen hand kan uppnå tillräcklig lönsamhet, är det av vikt att det ekonomiska stödet upphör på sikt. Annars skulle en överkompensation ske i förhållande till nivån på produktionskostnaderna. Detta är anledningen till att anläggningar endast får tilldelning av elcertifikat i 15 år. Regeln bidrar till kostnadseffektivitet i måluppfyllelsen, det vill säga att ny förnybar el tillkommer till lägsta möjliga kostnad.

⁵⁵ Energimyndigheten (2005): Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad, ER 2005:07. Söderholm och Ek (2004): Långsiktiga konsekvenser av en utvidgad norsk-svensk elcertifikatsmarknad. Energimyndigheten (2010): Gemensamt elcertifikatsystem med Norge, ER 2010:28.

Marknadsmakt i form av monopol eller oligopol innebär inskränkningar för kostnadseffektiviteten då priset kan påverkas så att det inte längre avspeglar marginalkostnaden för förnybar elproduktion. Analyser av sammansättningen på elcertifikatsmarknaden har dock vid flera tillfällen lett till slutsatsen att risken för utövande av marknadsmakt där är liten⁵⁶. De elcertifikatberättigade producenterna är många och ingen av dem tilldelas en tillräcklig volym för att ha stora möjligheter till prispåverkan. Dessutom är det vanligt att de större aktörerna även är producenter av konventionell el. Ett tillbakahållande av certifikat skulle riskera att påverka elpriset neråt och försämra de totala intäkterna. Vid ett utvidgat elcertifikatsystem bedöms det ökade antalet aktörer på marknaden ytterligare bidra till att minska risken för marknadsmakt.

7.2 Kostnadseffektivitet på efterfrågesidan

En grundläggande förutsättning för ett effektivt gemensamt elcertifikatsystem är att samtliga ingående länder uppnår sitt mål för utbyggnad av förnybar el. I det nuvarande förnybartdirektivet beräknas den nationella måluppfyllelsen som andelen förnybar energianvändning. I sina handlingsplaner har dock länderna själva uppgivit hur stor utbyggnad av förnybar elproduktion som planeras till år 2020, vilket därför kan sägas utgöra det nationella målet för elsektorn.

I Sverige är elintensiv industri undantagen från kvotplikt i elcertifikatsystemet. I teorin bör undantag och nedsättningar undvikas eftersom kostnadseffektivitet egentligen bara kan uppnås när marginalkostnaderna för elcertifikat är lika för alla kvotpliktiga aktörer. Undantaget har dock motiverats utifrån att den internationella konkurrenskraften för dessa industrier riskerar att försämrats om de vore kvotpliktiga, eftersom industrier i andra länder inte möter samma kostnader⁵⁷.

7.3 Förutsättningar som påverkar effektivitet och kostnadseffektivitet

Utgångspunkten för en mer detaljerad analys av att utvidga elcertifikatsmarknaden till ytterligare ett land, bör vara att utformningen av det gemensamma treparts-systemet i väsentliga avseenden är densamma som den nuvarande svensk-norska elcertifikatsmarknaden⁵⁸.

Vid en verklig anslutning av ytterligare ett land till elcertifikatsmarknaden finns förutom relativa utbyggnadskostnader för förnybart en rad andra faktorer som kan påverka hur den utökade marknaden kommer att fungera. Därför beskrivs här kortfattat dessa faktorer och varför de kan bedömas som betydelsefulla.

⁵⁶ Energimyndigheten (2010). Åtgärder för att skydda elkunden mot höga elcertifikatpriser, ER 2010:27.

⁵⁷ Regeringens proposition 2002/03:40. Elcertifikat för att främja förnybara energikällor.

⁵⁸ För en mer detaljerad beskrivning av de faktorer som är av betydelse, se ”Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad”, Energimyndighetens rapport ER 2005:07.

Nuvarande avstånd till det nationella förnybartmålet – Skillnaden mellan den redan idag (2013) utbyggda förnybara elproduktionen som finns i samarbetslandet, och det nationella målet för elproduktion år 2020 uttryckt i absoluta tal (TWh) avgör hur mycket produktion som måste tillkomma i det gemensamma systemet för att alla länder i samarbetet gemensamt ska uppnå sina mål. Denna andel har beräknats i syfte att genomföra analyserna i denna utredning.

Elproduktion – Den befintliga produktionsmixen i landet kan påverka vilken förnybar potential som finns tillgänglig för framtida utbyggnad och till vilken kostnad.

Elanvändningens förväntade utveckling och variation – För en elcertifikatsmarknads konstruktion har det betydelse hur elanvändningen utvecklar sig, bland annat när kvoterna fastställs för kommande år. Det är också av intresse att analysera vad som händer i samspelet med en utbyggnad av förnybart inom ramen för det gemensamma elcertifikatsystemet. Om marknaden stimulerar fram att mer förnybar elproduktion byggs ut i samarbetslandet, kommer denna att gå till en ökande nationell elanvändning eller ökar exporten från samarbetslandet till andra länder och/eller till Sverige? Om elanvändningen har en ökande trend i samarbetslandet men den gemensamma marknaden styr mot att utbyggnaden av förnybart sker i Sverige eller Norge, hur påverkar det förutsättningarna och acceptansen för samarbetet?

Typ av elmarknad och elmarknadens funktion – Även om kostnaderna för utbyggnad av förnybar produktion skulle vara relativt lägre i Sverige/Norge, kan samtidigt ett signifikant högre elpris på kontinenten göra att en del av utbyggnaden ändå sker i samarbetslandet (se kapitel 4). Nivån på elpriset kan påverkas av marknadens sammansättning och av infrastruktur. Därför är nät- och överföringskapacitet samt förekomst av monopol, oligopol eller kartellbildning på samarbetslandets elmarknad av intresse att undersöka för att bättre förstå hur en gemensam elcertifikatsmarknad skulle fungera. Förekomst av eventuell kapacitetsmekanism har också betydelse (se kapitel 5.1).

Nät- och överföringskapacitet – Någon fysisk anslutbarhet är inte nödvändig för att kunna samarbeta kring utbyggnaden av förnybar elproduktion genom samarbetsmekanismerna. Trots detta kan information om samarbetslandets elnät och överföringsförbindelser vara betydelsefull, särskilt om det finns en överföringsförbindelse mellan Sverige och samarbetslandet. Då kan båda länderna dra nytta av den utökade förnybara elproduktion som det gemensamma systemet har åstadkommit, oavsett var det byggs. Sammanlänkade elmarknader innebär att elpriserna kan jämnas ut och var det byggs beror i större utsträckning på produktionskostnaderna för utbyggnaden än på skillnader i elpris.

Styrmedel som påverkar förutsättningarna – Förekomst av parallella stödsystem av typen feed-in-premie eller feed-in-tariff är en snedvridande faktor som i princip utesluter ett fungerande samarbete inom ramen för ett elcertifikatsystem. Den dubbla ersättning som i sådana fall skulle erhållas av producenterna av förnybar el, leder till att den förnybara elproduktionen lokaliseras i samarbetslandet till en högre kostnad än vad som skulle ha varit fallet utan samarbetet. Rent principiellt borde alla styrmedel för ökad förnybar elproduktion harmoniseras mellan de länder som

ingår i den gemensamma elcertifikatsmarknaden. Ur en praktisk synvinkel är detta dock relativt svårt att genomföra⁵⁹.

Tillståndprocesser och infrastruktur – Väl fungerande tillståndprocesser kan utgöra en konkurrensfördel som innebär att den tillkommande förnybara kapaciteten etableras i det land som allt annat lika har enklast och snabbast väg från ansökan till första spadtaget. Därför kan det vara värt att undersöka hur ett potentiellt samarbetslands tillståndsgivning skiljer sig från Sveriges och Norges. Möjligheter måste också finnas att etablera och underhålla den administrativa infrastruktur som krävs för elcertifikatsmarknaden, i form av register och kompetent personal.

Politisk risk och acceptansfrågor – Tre länder innebär minst tre olika energi- och miljöpolitiska viljor och de politiska majoriteterna i respektive land kan förändras över tiden. Det är inte heller helt uppenbart att det gemensamma stödsystemet accepteras av alla berörda intressenter i de respektive länderna.

⁵⁹ Söderholm och Ek (2004). Långsiktiga konsekvenser av en utvidgad svensk-norsk elcertifikatmarknad.

8 Referenser

Avtal mellan konungariket Sveriges regering och konungariket Norges regering om en gemensam marknad för elcertifikat, Stockholm den 29 juni 2011.

Boyle, G (2004). Renewable Energy – Power for a Sustainable Future. ISBN 0-19-926178-4.

Damvad (2013). Branchestatistik Vindmølleindustrien, Udarbejdet af Damvad for Vindmølleindustrien.

Elforsk (2008). Vindkraft i framtiden – möjlig utveckling i Sverige till 2020, Elforsk rapport 08:17.

Elforsk (2011). El från nya och framtida anläggningar 2011, Elforsk rapport 11:26 energimyndigheten.se/sv/Om-oss/Var-verksamhet/Framjande-av-vindkraft1/Riksintresse-vindbruk-/Revidering-av-riksintresse-for-vindbruk-2011/Remiss-2/

Energimyndigheten (2005). Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad. ER 2005:07.

Energimyndigheten (2005). Översyn av elcertifikatsystemet Etapp 1, ER 2005:08 och Översyn av elcertifikatsystemet Etapp 2, ER 2005:09.

Energimyndigheten (2007). Vindkraft – tillståndsprocessen och kunskapsläget. ET 2007:08.

Energimyndigheten (2008). Koldioxidvärdering av energi – Vad kan du göra för klimatet? Underlagsrapport.

Energimyndigheten (2010). Gemensamt elcertifikatsystem med Norge. ER 2010:28.

Energimyndigheten (2010). Samarbetsmekanismer i EU:s förnybartdirektiv – möjligheter och begränsningar. ER 2010:18.

Energimyndigheten (2011) Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet – en fördjupad analys. ER 2011:16.

Energimyndigheten (2011). Energimyndighetens roll i miljömålssystemet. ET 2011:35.

Energimyndigheten (2012). Energiläget 2012, ET 2012:24.

Energimyndigheten (2012). Sammanställning och analys kring utvecklingen av förnybar energi i EU:s medlemsländer – Förutsättningar för samarbetsmekanismer utifrån EU-ländernas första rapportering (december 2011/våren 2012) sedan handlingsplanerna år 2010.

Energimyndigheten (2012). Långsiktsprognos 2012. ER 2013:03.

Energimyndigheten (2013), Energiindikatorer 2013 – Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål, ER 2013:05.

Energimyndigheten (2013). Utmaningar för den nordiska elmarknaden. ER 2013:14.

Energimyndigheten (2013). Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft. Dnr 2012-9091.

Energimyndigheten och Norges Vassdrags- og Energidirektorat (2013). En svensk-norsk elcertifikatsmarknad – Årsrapport för 2012. ET 2013:06.

Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.

Hoefnagels m.fl. (2011). Long term potentials and costs of RES. Part I: Potentials, diffusion and technological learning. D10 report. A report compiled within the European research project RE-Shaping (work package 5).

Intelligent Energy Europe (2011). Long term potentials and costs of RES.

Naturvårdsverket (2011). Vindkraftens effekter på fåglar och fladdermöss. Rapport från kunskapsprogrammet Vindval. Rapport 6467.

Naturvårdsverket (2012). Vindkraftens påverkan på människors intressen – Rapport från kunskapsprogrammet Vindval. Rapport 6497.

Naturvårdsverket (2012). Vindkraftens effekter på landlevande däggdjur. Rapport från kunskapsprogrammet Vindval. Rapport 6499.

Naturvårdsverket (2012). Vindkraftens effekter på marint liv. Rapport från kunskapsprogrammet Vindval. Rapport 6488.

natverketforvindbruk.se/sv/Lokalt/Prognosverktyg/ (hämtad 2013-10-30).

Regeringens proposition 2002/03:40. Elcertifikat för att främja förnybara energikällor.

Regeringens proposition 2005/06:154. Förnybar el med gröna certifikat.

Regeringens proposition 2009/10:133. Höjt mål och vidareutveckling av elcertifikatsystemet.

Riksrevisionen (2013). Staten på elmarknaden – insatser för en fungerande elöverföring (RiR 2013:3)

scb.se

Svensk Energi (2012). Den svenska elens miljöpåverkan.

Svenska Kraftnäts användarsystem Cesar.

Svenska Kraftnät (2008). Storskalig utbyggnad av vindkraft – Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft. Dnr 617/2008/AN40.

Svenska Kraftnät (2013). Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet.

Svenska Kraftnät (2013). Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2012/2013 och 2013/2014 – en rapport till Näringsdepartementet. 2013/1310.

svk.se

Svenska Kraftnät (2013). Investerings- och finansieringsplan för åren 2014–2016.

Svensk Vindenergi (2009). Jobb i medvind – Vindkraftens sysselsättningseffekter.

Söderholm och Ek (2004). Långsiktiga konsekvenser av en utvidgad norsk-svensk elcertifikatsmarknad.

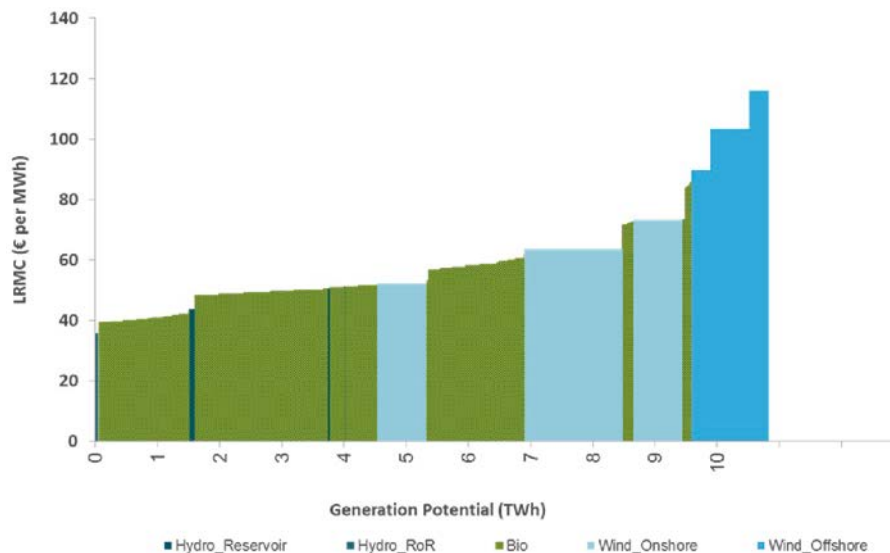
Thema Consulting Group (2013). Offshore wind farms as joint projects.
ISBN nr 978-82-93150-39-8, Thema Report 2013-12.

Thema Consulting Group (2013). EU RES-E supply curves 2012-2020 to
Energimyndigheten.

Vindkraftscentrum/Strömsunds kommun (2011). Arbetskraft, kompetenser och
faciliteter för storskaligt vindbruk.

vindlov.se

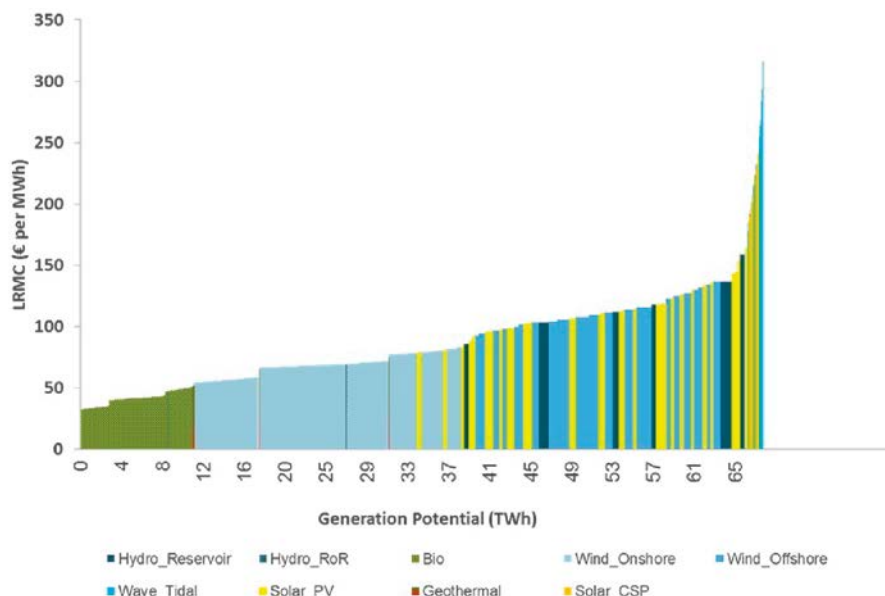
Bilaga 1: Kostnadskurvor för fem EU-medlemsstater



Figur 26 Finlands realiserbara utbyggnadskurva för förnybar el 2012–2020.

Källa: Thema Consulting Group

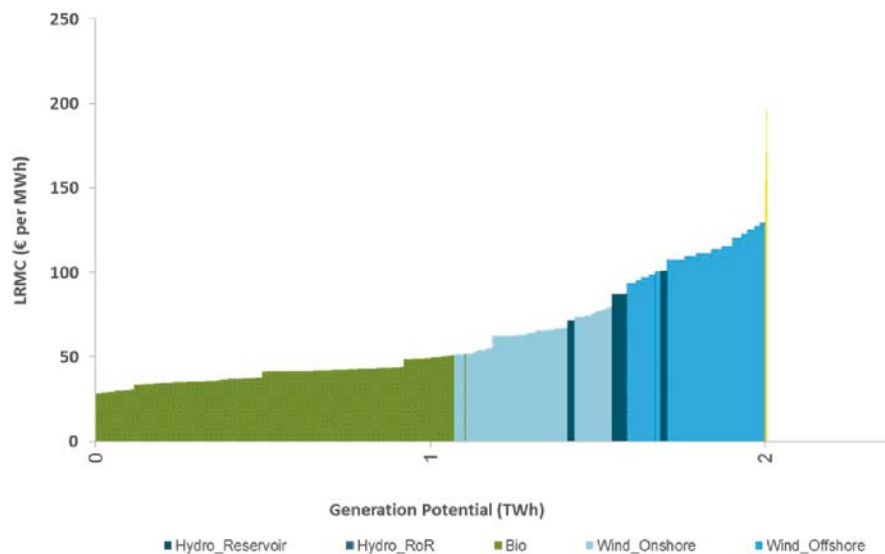
Enligt Energimyndighetens beräkningar ska Finland bygga ut 13 TWh förnybar elproduktion till 2020.



Figur 27 Frankrikes realiserbara utbyggnadskurva för förnybar el 2012–2020.

Källa: Thema Consulting Group

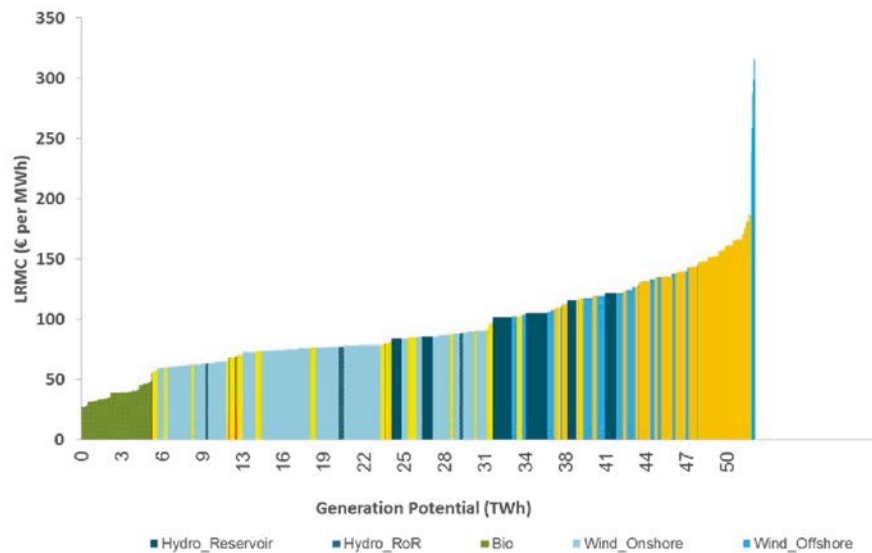
Enligt Energimyndighetens beräkningar ska Frankrike bygga ut 83 TWh till 2020. Thema Consulting Group bedömer utbyggnadsmålet till 70 TWh.



Figur 28 Lettlands realiserbara utbyggnadskurva för förnybar el 2012–2020.

Källa: Thema Consulting Group

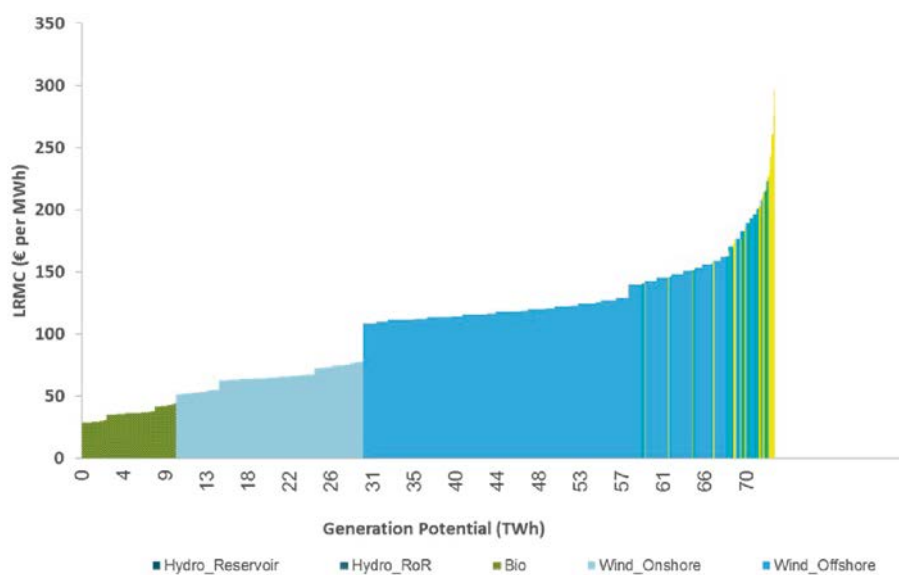
Enligt Energimyndighetens beräkningar ska Lettland bygga ut 2,6 TWh till 2020. Thema Consulting Group bedömer utbyggnadsmålet till omkring 2 TWh.



Figur 29 Spaniens realiserbara utbyggnadskurva för förnybar el 2012–2020.

Källa: Thema Consulting Group

Enligt Energimyndighetens beräkningar ska Spanien bygga ut 62 TWh till 2020. Thema Consulting Group bedömer utbyggnadsmålet till 67 TWh.



Figur 30 Storbritanniens realiserbara utbyggnadskurva för förnybar el 2012–2020.

Källa: Thema Consulting Group

Enligt Energimyndighetens beräkningar ska Storbritannien bygga ut 83 TWh till 2020. Thema Consulting Group bedömer utbyggnadsmålet till 78 TWh.

Bilaga 2: Antaganden och beräkningsmetoder till scenarioanalysen

Potential för utbyggnad i Sverige/Norge för ett anslutande lands räkning

– hur antagandet om 15 TWh har gjorts beskrivs i kapitel 3.

Marginalkostnad för landbaserad vindkraft i Sverige/Norge: 50 öre/kWh

Antagandet att den landbaserade vindkraften kostar 50 öre/kWh bygger på analysen i kapitel 3.3.

50 öre/kWh = 500 SEK/MWh

Antagande om växlingskurs till Euro: 8,7 SEK per 1 Euro

$$\frac{500 \text{ SEK/MWh}}{8,7} = 57 \text{ Euro/MWh}$$

Elpris 2020 i Sverige/Norge och elpris 2020 på kontinenten

De framtida elpriserna har tagits från de beräkningar som genomfördes för utredningen ”Utmaningar för den nordiska elmarknaden”, Energimyndigheten (2013), ER 2013:14.

Beräkning av ”återstående utbyggnadsmål” till 2020 för exempelländerna

Utgångspunkt för kostnadskurvorna som Thema har tagit fram, är att visa hur stor potentialen är för utbyggnad från nu och fram till och med 2020. För att etablera vad som redan är utbyggt (dvs definiera nivån vid origo), har statistik om förnybar andel elproduktion från Eurostat använts. Detta har sedan ställts i relation till den angivna utbyggnad av förnybar elproduktion till 2020 (av samtliga teknologier) som respektive medlemsstat har angivit i sina handlingsplaner från 2009.

$$\begin{aligned} &\text{Förnybar elproduktion år 2020 enligt handlingsplanen} \\ &\quad - (\text{Andel elproduktion från förnybara källor (2011)}) \\ &\quad \times \text{Total elproduktion (2011)} \\ &= \text{Kvar till utbyggnadsmålet (Q*)} \end{aligned}$$

Utifrån beräkningen har därefter utbyggnadsmålet Q* ritats in på respektive kostnadskurva.

Bedömning av nytt jämviktspris på elcertifikat

Den svensk/norska utbyggnadspotentialen har infogats i kurvan. Därefter har en vertikal ”efterfrågekurva” ritats in vid Q*. Där denna kurva korsar kostnadskurvan finns teknologin som är prissättande i det nya jämviktsläget. Avläsning kan då ske mot y-axeln för vad som är kostnadsnivån för den prissättande teknologin. Jämviktspriset på elcertifikat beräknas som skillnaden mellan den nya kostnadsnivån och elpriset på kontinenten.

Insparade kostnader

De kostnader för utbyggnad av förnybar elproduktion som undviks genom samarbetet, har beräknats som arean av den volym som finns ovanför den nya kostnadsnivån efter anslutning. Arean har beräknats grovt, genom att dela upp ytan i rektanglar och trianglar vars yta har beräknats separat och sedan summerats.

Det stöd som utgår genom samarbetet i elcertifikatsystemet (nya jämviktspriset * utbyggd volym) ingår alltså inte i beräkningen av den insparade kostnaden. Inte heller ingår elpriset, eftersom det är en intäkt som kommer alla elproducenter till del.

Två av de tre exemplärländerna har en kostnadskurva där utbyggnadsmålet inte uppnås med realiserbar potential till 2020. För att beräkna kostnaden av den saknade potentialen har den sista ytan fram till Q* bedömts ha samma kostnad som den teknologi i kostnadskurvan som har högst kostnad.

Producentöverskottet

De anslutande ländernas producentöverskott har beräknats som arean av en triangel, medan svenskt producentöverskott har beräknats som rektanglar. Därefter har dessa summerats.

Det är viktigt att dra bort elpriskillnaden vid beräkning av de svenska producenternas överskott, eftersom det inte är någon intäkt de får ta del av.

Beräkning av producentöverskott för producenter i anslutande land:

$$\frac{(Nya\ kostnadsnivån - Lägsta\ kostnadsnivån) \times Utbyggd\ volym\ under\ jämviktspriset}{2}$$

=Producentöverskott år 2020

Bilaga 3: Beräkningsresultat från scenarioanalysen

Scenario	Land	Elcertifikatpris (Euro/MWh)	Extra produktion i Sv/No (TWh)	Produktion i anslutande land (TWh)	Inspasad kostnad, per år (miljoner Euro)	Intäkter till sv/no producenter (miljarder SEK), 15 år	Producentöverskott (miljoner Euro)
GRUND	LUX	Oförändrat	0,5	0,2	31	1,5	4
	NL	54	17 (2 TWh hav)	22	49	60–125	1 228
	DE	74	20 (5 TWh hav)	73	668	95–200	4 088
HÖG	NL	Oförändrat	22	17	1 183		336
	DE	65	28 (3 TWh hav)	65	686		3 924
LÅG	NL	79	10 (5 TWh hav)	29	377		1 725
	DE	79	14 TWh (9 TWh hav)	79	245		4 084
ELPRIS-SKILLNAD	LUX	Oförändrat	0,13	0,57	12,4		17,7
	NL	62	15	24	446		1 500
	DE	68	15	78	263		4 200

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