



Identifiering och bedömning av risker för utbyggnads- takten av förnybar el till 2020

Underlagsrapport till Kontrollstation 2015

ER 2014:05



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

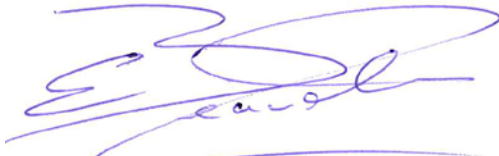
ER 2014:05

ISSN 1403-1892

Förord

Energimyndigheten har i regleringsbrevet för budgetåret 2013 fått fem uppdrag inför kontrollstationen 2015. Denna rapport utgör Energimyndighetens redovisning av deluppdraget, Identifiera och bedöma risker som kan leda till att utbyggnadstakten av förnybar elproduktion inte utvecklas som förväntat till 2020.

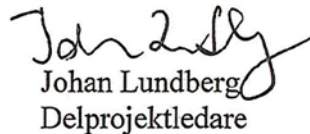
Rapporten innehåller en analys av tillgången på realiserbara projekt som kan bidra till att målet om ökad förnybar elproduktion om 26,4 TWh inom den gemensamma elcertifikatsmarknaden mellan 2012 till och med 2020 uppnås. Rapporten innehåller därutöver en övergripande bedömning av identifierade risker som kan påverka att utbyggnadstakten inte utvecklas i enlighet med målet.



Erik Brandsma
Generaldirektör



Mattias Haraldsson
Projektledare



Johan Lundberg
Delprojektledare

Innehåll

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Sammanfattande slutsatser | 5 |
| 2 | Inledning | 9 |
| 2.1 | Uppdraget..... | 9 |
| 2.2 | Metod | 10 |
| 3 | Tillgångsanlys för Sverige | 11 |
| 3.1 | Landbaserad vindkraft..... | 11 |
| 3.2 | Havsbaserad vindkraft..... | 13 |
| 3.3 | Biobränsle | 14 |
| 3.4 | Vattenkraft..... | 15 |
| 3.5 | Solkraft..... | 16 |
| 3.6 | Sammanställning av tillgångsanlys för Sverige | 17 |
| 4 | Tillgångsanlys för Norge | 19 |
| 4.1 | Inledning | 19 |
| 4.2 | Metod och förutsättningar | 19 |
| 4.3 | Resultat..... | 20 |
| 5 | Risker mot utbyggnadstakten | 23 |
| 5.1 | Tillståndsprocesser..... | 23 |
| 5.2 | Elsystemet och utbyggnad av förnybar el..... | 27 |
| 5.3 | Transparens på elcertifikatsmarknaden | 36 |
| 5.4 | Prissignaler..... | 42 |
| 5.5 | Finansiering..... | 44 |
| 5.6 | Framtida mål för förnybar energi efter 2020..... | 46 |
| 5.7 | Genomförande av EU:s vattendirektiv..... | 48 |
| 5.8 | Övriga risker framförda av aktörer | 50 |
| 6 | Utbyggnad av förnybar el till 2020 | 57 |
| 6.1 | Sverige | 57 |
| 6.2 | Norge..... | 60 |
| 6.3 | Utbyggnad inom den gemensamma marknaden till 2020..... | 61 |
| 7 | Referenser | 63 |

1 Sammanfattande slutsatser

Det finns tillräcklig tillgång på realiserbara projekt för att uppnå målet till 2020. De genomförda tillgångsanalyserna för Sverige och Norge visar att det finns tillräckligt med tillgång till projekt för att uppnå målet om 26,4 TWh till 2020.

Identifierade risker som kan påverka utbyggnadstakten

Energimyndigheten har identifierat följande riskområden:

Tillståndsprocesser

Tillståndsansökningarna för förnybar elproduktion domineras idag av vindkraftsärenden. Utifrån hur mycket vindkraft som är tillståndsgiven och hur vindkraften utvecklats de senaste åren är det svårt att motivera att tillståndsprocesserna utgör en risk mot utbyggnaden av förnybar elproduktion i Sverige idag. Utdragna tillståndsprocesser förekommer men påverkar enskilda projekt mer än utbyggnaden som helhet.

Ökad handläggningstid med utdragna tillståndsprocesser som följd kan försena drifttagning av anläggningar och bromsa upp utbyggnadstakten. Tillståndsprocesserna utgör i ett sådant scenario framför allt en risk runt år 2020 då försenade drifttagningar till följd av långa tillståndsprocesser kan medföra att den förnybara elproduktionen hamnar utanför målet.

Elsystemet

Energimyndigheten bedömer att elsystemet med avseende på reglerresurser, marknadsstruktur och basproduktion inte utgör en risk för måluppfyllnaden.

Svenska kraftnäts planerade åtgärder i stamnätet fram till 2025 är omfattande och flera åtgärder för att ansluta ny vindkraft till elnätet är planerade sent i förhållande till måluppfyllelsen år 2020. Beslut om förstärkningsåtgärder tas inte så länge det är osäkert om produktionen verkligen blir av, var den förläggs och hur stor den blir. Dessutom är tillståndsprocessen lång för åtgärder i stamnätet. Detta betyder att investeringsbeslut för anläggningar som medför åtgärder i stamnätet bör beslutas i god tid före 2020 för att de ska kunna driftsättas och inkluderas i måluppfyllnaden. Om flera investeringsbeslut dröjer, får Svenska Kraftnät en högre belastning på kortare tid och det kan bli svårt att hinna bygga ledningar och anslutningar i tid till 2020. Även eventuella förseningar i de nätförstärkningar som behövs för att minska belastningen i nätet samt de ledningar som behöver byggas för anslutning av ny vindkraft kan medföra en risk för måluppfyllelsen.

Överföringskapaciteten mellan SE1 och SE3 måste förstärkas, och innan detta är genomfört kommer utbyggnaden av elproduktion inom SE1 och SE2 att leda till mer frekventa prisskillnader mellan elområdena, vilket kan medföra att investeringarna avvaktas.

Transparens på elcertifikatsmarknaden

Brist på information kan bidra till osäkerhet vid investeringsbeslut i förnybar elproduktion samt försvåra analys- och prognosarbete av elcertifikatsmarknaden. En avsaknad av information kan därmed påverka utbyggnadstakten. Energimyndigheten anser att utökad information om hur stora produktionsvolymerna som är på väg in i elcertifikatsystemet bidrar till att förbättra elcertifikatmarknadens funktionssätt.

Energimyndigheten bedömer att det skulle öka marknadens transparens om sådan information finns samlad och offentlig för aktörerna. En möjlig väg är att använda Vindbrukskollen som verktyg för inrapportering av uppgifter om investeringsbeslut samt anläggningar under byggnation. Ett annat alternativ är att göra företag uppgiftsskyldiga enligt ”energistatistiken” men Energimyndigheten behöver genomföra vidare utredningar innan det går att säga om det är en möjlighet. Att utvidga elcertifikatlagen med en tvingande anmälningsplikt kräver enligt Energimyndigheten en så pass omfattande ändring av elcertifikatslagen att Energimyndigheten ser begränsade möjligheter till en sådan justering. Vidare är det sannolikt att genomförandeprocessen skulle bli tidskrävande och därmed fördröja informationen till marknaden ytterligare.

Felaktiga prissignaler och tröghet i elcertifikatsystemet.

Den uppbyggda reserven av elcertifikat är en av faktorerna som i dagsläget bidrar till en låg prissignal som är missvisande då det framstår som att utbyggnadstakten är tillräcklig för att nå målet. Marknaden behöver korrekta prissignaler för att utbyggnaden ska utvecklas i enlighet med målet. Justeringen av kvoterna i ett av uppdragen inom Kontrollstation 2015 ska bland annat medföra att reservens storlek anpassas för att möta behovet i marknaden och bidra till korrekta prissignaler.

Trögheten i systemet kan vid en förändring från en låg till en hög prissignal påverka att utbyggnaden stannar upp och sedan inte hinner återhämta sig tillräckligt snabbt under den relativt korta tid som är kvar till 2020. Om trögheten medför att utbyggnaden stannar upp men den sedan återhämtar sig med en kraftig utbyggnad som följd kan det uppstå brist i kapacitet för utbyggnaden i branschen. Transparensen i elcertifikatsystemet, med tydligare information om den planerade utbyggnaden, är därför av vikt för att synliggöra för investerarna huruvida deras projekt bör förverkligas eller ej.

Finansiering

Energimyndighetens bedömning är att möjligheten till finansiering av projekt, utifrån dagens förutsättningar, kan utgöra en risk för att utbyggnaden inte hinner ske i tid till måluppfyllelsen.

Bristen på transparens på marknaden leder till osäkerhet över elcertifikatprisets utveckling. Detta tillsammans med ett lågt intresse och behov från den köpande sidan att handla terminer på längre sikt medför att investeringar riskerar att försenas eller helt utebli.

Framtida mål efter 2020

Den osäkerhet som elcertifikatsmarknadens aktörer har uttryckt inför utbyggnadstaktens utveckling fram till 2020 samt för vad som händer efter 2020 utgör en risk för måluppfyllnaden. För att motverka denna risk bör nya energipolitiska mål vara på plats i god tid före 2020.

De norska begränsningsreglerna kan medföra att projekt faller utanför det gemensamma målet, eller att utbyggnaden i Norge avstannar nära mållåret.

Nästa kontrollstation kommer enligt planerna äga rum 2019. Då syftet med kontrollstationerna är att bedöma behovet av ändringar eller justeringar av regelverket om elcertifikat bedömer Energimyndigheten att eventuella förslag inom en kontrollstation så nära 2020 riskerar att bli verkningslösa. Utvecklingen inom den gemensamma marknaden bör analyseras löpande för att bedöma behovet av att besluta om en tidigareläggning av nästa kontrollstation.

Genomförande av EU:s vattendirektiv

Energimyndigheten bedömer att de miljöförbättrande åtgärder som krävs i vattenkraftanläggningar för att vattenförekomster ska nå god ekologisk status, i enlighet med vattendirektivet, inte inverkar negativt på utbyggnadstakten fram till 2020. Utifrån att en eventuell lagändring som underlättar möjligheten till tillståndsprövning av vattenkraft träder i kraft först den 1 juli 2014 är tiden begränsad för att effekterna av lagförslaget ska påverka utbyggnadstakten fram till 2020.

2 Inledning

Sedan den 1 januari 2012 har Sverige och Norge en gemensam marknad för elcertifikat. Målet är att elcertifikatsystemet ska öka den förnybara elproduktionen med totalt 26,4 TWh i Sverige och Norge från 2012 till och med 2020. Länderna har ålagts att finansiera hälften var, men det är upp till marknaden att bestämma var och när den nya produktionen ska byggas. Den gemensamma elcertifikatsmarknaden är ett exempel på samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv.

Den gemensamma marknaden bidrar till att utbyggnaden sker på ett mer kostnads-effektivt sätt än om länderna arbetar var för sig eftersom båda ländernas potential, resurser och förutsättningar för utbyggnad av förnybar elproduktion kan utnyttjas.

Från den 1 januari 2012 fram till 1 oktober 2013 har det byggts anläggningar motsvarande en normalårproduktion om cirka 5 TWh i Sverige och Norge, vilket innebär att det är anläggningar motsvarande en elproduktion om cirka 21 TWh kvar att bygga till år 2020.

Enligt avtalet om den gemensamma svensk-norska elcertifikatsmarknaden ska det med jämna mellanrum utföras så kallade kontrollstationer. I kontrollstationer ska gemensamma utredningar utföras för att värdera behovet av ändringar i regelverket och justeringar för kvotkurvan för att uppnå målet.

2.1 Uppdraget

Inför Kontrollstation 2015 har Energimyndigheten i regleringsbrevet för år 2013 fått fem deluppdrag som berör elcertifikatsystemet.

Energimyndigheten har getts uppdrag att:

- analysera och föreslå eventuella justeringar av kvotpliktskurvan som behöver göras för att Sverige ska uppfylla åtagandet gentemot Norge i traktatet om en gemensam elcertifikatsmarknad,
- identifiera och bedöma risker som kan leda till att utbyggnadstakten av förnybar elproduktion inte utvecklas som förväntat till 2020,
- belysa torvens roll i elcertifikatsystemet samt analysera konsekvenserna av en eventuell utfasning av torven,
- analysera den historiska utvecklingen inom systemet, bland annat med avseende på elcertifikatspriser, sparade elcertifikat och utfasning av anläggningar, samt
- analysera marknadens funktionssätt, bland annat med avseende på omsättning, likviditet, antal aktörer och marknadsklarering och vid behov föreslå åtgärder för att ytterligare förbättra funktionssättet.

Energimyndighet ska i de delar som är relevanta föra en dialog även med norska myndigheter. Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast den 15 februari 2014.

Denna rapport utgör Energimyndighetens deluppdrag att identifiera och bedöma risker som kan leda till att byggnadstakten av förnybar elproduktion inte utvecklas som förväntat till 2020.

Norges vassdrags- och energidirektoriat (NVE) har samtidigt fått i uppdrag att utarbeta ett underlag för kontrollstationen 2015. Ett av uppdragen går ut på följande:

- Värdera om det är tillräckligt tillgång på realiserbara projekt i Norge och Sverige samt risken för att utbyggnadstakten inte utvecklas på ett gynnsamt sätt i syfte att uppnå målen för 2020.

NVE ska redovisa uppdragen till Olje- och energidepartementet (OED) senast den 15 februari 2014.

2.2 Metod

Inledningsvis i rapporten presenteras tillgångsanalyser för förnybar elproduktion i Sverige och Norge. Som grund för Sveriges tillgångsanalys har Energimyndigheten uppskattat potentiell produktion från landbaserad vindkraft utifrån uppgifter registrerade i Vindbrukskollen. Vidare har siffror från vattenkraft samt kraftvärme- och industriellt mottrycksanläggningar inhämtats från ägare till anläggningar via enkätstudie. En bedömning av framtida produktion från solkraft har gjorts med utgångspunkt från hur mycket normalårsproduktion som idag är godkänd för elcertifikat i Sverige och en uppskattning av hur utbyggnadstakten kan komma att utveckla sig. Motsvarande tillgångsanalys för Norge har genomförts av NVE i samband deras arbete med Kontrollstation 2015. Energimyndigheten presenterar i denna rapport även NVE:s resultat av Norges tillgång på realiserbara projekt inom förnybar elproduktion, eftersom det är tillgången i båda länderna sammantaget som är relevant för det gemensamma målet.

Arbetet med att identifiera och bedöma risker har genomförts i nära samarbete med NVE. Energimyndigheten har under utredningsarbetet tagit in synpunkter från marknadens aktörer, framför allt genom det skriftliga samrådsförfarandet som pågick mellan den 29 oktober och den 15 november 2013. På användarrådet den 6 november 2013 gavs deltagarna tillfälle att lämna synpunkter och diskutera samrådsmaterialet direkt med representanter från Energimyndigheten. Alla inspel och kommentarer på samrådsmaterialet som Energimyndigheten mottog under användarrådet har också beaktats i utredningsarbetet. Energimyndigheten anordnande den 17 april 2013 en hearing om den gemensamma elcertifikatsmarknaden och en del av de synpunkter som framfördes där ligger även till grund för Energimyndighetens utredningsarbete.

3 Tillgångsanlys för Sverige

Nedan följer en uppskattning av hur mycket förnybar elproduktion som delvis har tillkommit och delvis kan tillkomma i Sverige från den 1 januari 2012 till och med 2020, och som därmed ingår i 26,4 TWh-målet.

3.1 Landbaserad vindkraft

Presenterade uppgifter om möjlig framtida elproduktion från landbaserad vindkraft baseras på Vindbrukskollens databas¹. Projektet Vindbrukskollen är ett samarbete mellan Sveriges länsstyrelser och finansieras av Energimyndigheten via Nätverket för vindbruk. Länsstyrelsen i Västra Götaland driver och administrerar tjänsten.

Vindbrukskollen är en publik webbaserad karttjänst. Den innehåller information om både befintliga och planerade vindkraftverk. Uppgift om vindkraftverken lämnas löpande från projektörer, kommuner samt länsstyrelser och på så sätt hålls databasen uppdaterad. Databasen innehåller bland annat information om vindkraftverkens installerade effekt, beräknad normalårsproduktion, area och lokalisering av projektområde, vindkraftverkets totalhöjd och var i tillståndprocessen vindkraftverket befinner sig. Det är frivilligt att lämna uppgifter i Vindbrukskollen och det finns därför ingen garanti att databasen innehåller samtliga vindkraftsprojekt. Det förekommer även att vissa uppgifter utelämnas när ett vindkraftverk registreras.

Vindkraftverken i Vindbrukskollen kan indelas i kategorier baserat på om verket redan är uppfört, vilken typ av tillståndprocess projektet befinner sig i och om vindkraftverket är land- eller havsbaserat. Den typ av tillståndskategori som vindkraftverket ska prövas enligt beror bland annat på vindkraftverkets höjd, rotordiameter och om det är ett enskilt eller en grupp av vindkraftverk som är planerat att uppföras. Avsnitt 3.2, Tillståndprocesser, innehåller en mer utförlig beskrivning av tillståndprocessen. I Vindbrukskollen återfinns följande kategorier:

- *Bygglov* enligt plan- och bygglagen (PBL).
- *Förhandsbesked* enligt PBL.
- *Anmälan* enligt miljöbalken (MB).
- *Tillstånd* och *samråd* enligt MB.

För att beräkna potentiell elproduktion från vindkraftverken i Vindbrukskollen har den installerade effekten för de vindkraftverk vars tillstånd är under prövning och de vindkraftverk som är tillståndsgivna summerats, se tabell 1. Vindkraftverk som fått ett beslut om avslag eller ansökningar som återtagits är inte inkluderade i sammanställningen.

¹ Vindbrukskollen, <http://vindlov.se/sv/Om-Vindlov-2/Om-Vindbrukskollen/>

I tabell 1 presenteras sammanställningen av vindkraftverkens totala installerade effekt från Vindbrukskollens databas för landbaserad vindkraft. Utdraget ur Vindbrukskollens databas gjordes 2013-10-01. Energimyndigheten har beräknat normalårsproduktionen utifrån ett antagande om 2 500 fullasttimmar per verk. Ett helt nytt vindkraftverk har i regel fler fullasttimmar än 2 500 varför beräkningen bedöms som konservativ.

Tabell 1: Installerad effekt (MW) och beräknad normalårsproduktion (TWh) för tillståndsgivna vindkraftverk och vindkraftverk under tillståndsprövning i Vindbrukskollen.

| | Effekt (MW) | Normalårsproduktion (TWh) |
|--|---------------|---------------------------|
| Landbaserad vindkraft - tillståndsgiven | 6 802 | 17 |
| Landbaserad vindkraft - under prövning | 28 408 | 71 |
| Landbaserad vindkraft - ärendestatus okänd | 3 122 | 8 |
| Totalt | 38 332 | 96 |

Källa: Vindbrukskollen.

Tabell 1 innehåller även vindkraftverk där uppgift om verkets ärendestatus saknas, dessa benämns som ”Ärendestatus okänd”. I de fall ett vindkraftverks installerade effekt inte registrerats i Vindbrukskollen har Energimyndigheten gjort ett antagande om detta. Antagandet utgår ifrån medeleffekten av de anläggningar, i respektive tillståndskategori, som har en installerad effekt registrerad i vindbrukskollen.

Effekt och beräknad normalårsproduktion i tabell 1 ger en indikation av Sveriges nuvarande byggpotential av landbaserad vindkraft. Hur många av dessa vindkraftverk som kommer att uppföras beror på de ekonomiska förutsättningar som råder (elpris, elcertifikatpris och nätanslutningsavgift) samt hur stor andel av de projekt som befinner sig i tillståndprocessen som kommer att bli tillståndsgivna. Viktigt att poängtera är att den produktionsvolym och effekt som presenteras i tabell 1 gäller de vindkraftverk som har tillstånd eller befinner sig i en tillståndprocess vid tiden för utdraget ur Vindbrukskollens databas. Projekt som är i uppstartsfasen och som det ännu inte ansökts om tillstånd för, är därmed inte inräknade i sammanställningen.

I Vindbrukskollen finns även uppgift om vindkraftverkens placering. Används informationen om anläggningarnas lokalisering för att dela in produktionspotentialerna för kategorierna ”landbaserad vindkraft – under prövning” och ”landbaserad vindkraft – tillståndsgivet” (från tabell 1) geografiskt per elområde ges resultat enligt tabell 2.

Tabell 2: Procentuell fördelning per elområde av beräknad normalårsproduktion från landbaserad vindkraft som är tillståndsgiven och under prövning.

| | SE1 | SE2 | SE3 | SE4 |
|---|------|------|------|------|
| Landbaserad vindkraft – under prövning | 20 % | 40 % | 30 % | 10 % |
| Landbaserad vindkraft – tillståndsgivet | 32 % | 33 % | 20 % | 15 % |

Källa: Vindbrukskollen.

Av tabell 2 framgår att den beräknade potentialen för elproduktion från landbaserad vindkraft som är tillståndsgiven och under prövning är högst i SE2 följt av SE1 och SE3, samt lägst i SE4.

Som alternativ metod har Energimyndigheten även genomfört en beräkning av produktionspotentialen för vindkraft baserad på medelvind för respektive projektområde. Vindbrukskollen innehåller uppgift om var projektområdena för vindkraftverken finns och vilken area de har. Projektområdena i Vindbrukskollen har länkats mot vinddata på 120 meters höjd (MIUU² 120) vilket ger information om årsmedelvind för respektive projektområde. Beräkningen har baserats på ett vindkraftverk med en effekt om 3 MW. Resultatet av beräkningen visar att potentialen uppgår till 222 TWh med ovan beskrivna antaganden. Detta kan antas spegla potentialen utifrån en teknikutveckling på cirka 7 års sikt.

Att resultaten av de olika beräkningsmetoderna skiljer sig åt beror på att olika antaganden har använts. Beräkningen som baseras på medelvind utgår ifrån att alla vindkraftverk har effekten 3 MW och uppförs under vindförhållanden på 120 meters höjd. Detta är sannolikt en överskattning då många vindkraftverk idag byggs med en lägre navhöjd än 120 meter samt med en lägre effekt än 3 MW. Vidare har beräkningsmetoderna grundat sig på olika antaganden om fullasttimmar för respektive vindkraftverk. Resultaten i tabell 1 baseras på att alla vindkraftverk har 2500 fullasttimmar. I metoden som baserats på medelvind har en beräkning där antalet fullasttimmar varierar med medelvinden utifrån en effektkurva för ett verk med effekt om 3 MW genomförts, vilket för alla medelvindar överstiger 2500 timmar.

Vindbrukskollens databas innehåller ingen information om en anläggning erhållit nätkoncession eller inte, alltså om vindkraftsprojektet beviljats tillstånd för att bygga en ledning som ska ansluta vindkraftverket eller vindkraftsparken till elnätet. Enligt ellagen ska koncession meddelas om ledningen behövs och är samhällsekonomiskt motiverad. Dessa krav är i regel uppfyllda när det gäller anslutning av vindkraft till elnätet och koncession ska därmed meddelas. Energimyndigheten gör därför bedömningen att alla som ansöker om nätkoncession för anslutning av landbaserad vindkraft till nätet också beviljas nätkoncession.

3.2 Havsbaserad vindkraft

Energimyndigheten har i rapporten ”Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft³” gjort en sammanställning av projekt som ansökt om och erhållit tillstånd enligt miljöbalken för att bygga havsbaserade vindkraftsparker. Sammanställningen presenteras i tabell 3.

2 MIUU (Meteorological Institute Uppsala University model) är en modell för beräkning av bland annat vindhastighet på olika höjder ovan mark.

3 Energimyndigheten, Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft, 2013

Tabell 3: Sammanställning av havsbaserade vindkraftsprojekt som ansökt om eller erhållit tillstånd enligt miljöbalken.

| | Effekt (MW) | Normalårsproduktion (TWh) |
|---|-------------|---------------------------|
| Havsbaserad vindkraft – tillståndsgiven | 2 305 | 8,5 |
| Havsbaserad vindkraft – under prövning | 5 460 | 17,6 |

Källa: Energimyndigheten.

På samma sätt som för landbaserad vindkraft gör Energimyndigheten antagandet att alla som ansöker om nätkoncession för anslutning av havsbaserad vindkraft till nätet också beviljas nätkoncession.

3.3 Biobränsle

Energimyndigheten har sammanställt de planer som innehavare till kraftvärmeverk och mottrycksanläggningar inom industrin har på att bygga helt nya anläggningar eller att genomföra åtgärder i befintliga anläggningar för att öka den förnybara elproduktionen.

Undersökningen har genomförts genom att Energimyndigheten har skickat ut en enkät till de företag som idag har eller tidigare har haft en biobränsleanläggning godkänd inom elcertifikatssystemet. Enkäten har även skickats ut till innehavare av en planerad anläggning/projekt utifrån branschföreningen Svebios och tidningen Bioenergis karta ”Biokraft 2012”. ”Biokraft 2012” visar befintliga och planerade biokraftanläggningar i Sverige. Av 130 företag som kontaktades har 76 procent svarat. Om företag med en befintlig anläggning med en årsproduktion lägre än 1 GWh per år exkluderas uppgår svarsfrekvensen till 89 procent.

Resultaten av enkäten visar att företagen har planer att sammantaget genomföra åtgärder i de befintliga anläggningarna som ökar den förnybara elproduktionen med 618 GWh, mellan den 1 oktober 2013 till och med 2020. Av dessa planerade produktionsökningar kräver ca 56 procent nya miljötillstånd. Utöver det har det framkommit vid kontakt med aktörer att det finns ytterligare projekt, dock i ett så tidigt idé-stadium och med hög osäkerhet att de inte meddelats. Dessa åtgärder kräver sällan nya miljötillstånd vilket leder till att investeringsbeslut kan fattas relativt snabbt. Under samma tidsperiod planerar företagen att ta i drift helt nya anläggningar motsvarande en elproduktion med bränslen som berättigar till elcertifikat som uppgår till 2 866 GWh. Av de planerade nya anläggningarna har beslut om investering fattats för anläggningar med en elcertifikatberättigad produktion motsvarande 1701 GWh och 97 procent av dessa har miljötillstånd. Av de planerade nya anläggningarna för vilka investeringsbeslut ännu inte fattats saknas ännu miljötillstånd motsvarande 83 procent av den planerade elcertifikatberättigade produktionen. Sammanlagt beräknas därmed cirka 3 500 GWh från biobränsleanläggningar kunna tillkomma till och med 2020. I tabell 4 har enkätsvaren sammanställts. Planerade produktionsökningar avser effektiviseringar eller ombyggnationer i befintliga anläggningar som medför att den förnybara normalårsproduktionen i anläggningen ökar.

Tabell 4 Sammanställning av tillkommande elproduktion (GWh) från nya biokraft-anläggningar och produktionsökningar inom befintliga biokraftanläggningar till år 2020.

| | Elcertifikatberättigad normalårsproduktion (GWh) |
|--|--|
| Biokraft – planerade produktionsökningar i befintliga anläggningar | 618 |
| Biokraft – planerade investeringar i nya anläggningar | 1 165 |
| Biokraft – beslutade investeringar i nya anläggningar | 1 701 |
| Totalt | 3 484 |

Källa: Enkät.

3.4 Vattenkraft

Energimyndigheten har skickat ut en enkät till de sex största vattenkraftsproducenterna i landet. Företagen har fått besvara frågor om projekt som ökar den förnybara elproduktionen i befintliga kraftverk och planer för byggnation av nya kraftverk. Fem av sex har besvarat enkäten.

I befintliga kraftverk har företagen mellan den 1 oktober år 2013 och år 2020 projektplaner som om de realiserar ökar den förnybara elproduktionen med cirka 500 GWh. En tredjedel av projekten är beslutade och planerade att genomföras under de närmaste 3–4 åren. Övriga projekt inom befintliga kraftverk är ännu inte beslutade. Under samma period, från 2013 till 2020, planerar företagen att bygga helt nya kraftverk med en förnybar elproduktion som uppgår till drygt 300 GWh. Av tabell 5 framgår att en stor del av den förnybara elproduktionens som förväntas tillkomma enligt enkäten är beslutad. Sammanlagt ger enkäten att det kan tillkomma drygt 800 GWh från vattenkraft till och med år 2020. Energimyndigheten bedömer att i varje fall redan beslutade projekt i nya och befintliga anläggningar kommer att erhålla tillstånd för åtgärderna.

Enligt lagen om elcertifikat finns en möjlighet att tilldelas elcertifikat i ytterligare femton år om det i anläggningen genomförts omfattande ombyggnader på sådant sätt att Energimyndigheten bedömer att anläggningen är att anse som ny. Elcertifikat får då tilldelas produktionen i anläggningen i högst femton år från det att anläggningen är att anse som ny. Det finns en möjlighet att till Energimyndigheten ansöka om förhandsbesked om sådana ombyggnader planeras i anläggningen. Bedömer Energimyndigheten att de åtgärder som beskrivs i ansökan om förhandsbesked uppfyller Energimyndighetens tekniska krav, och således är att anse som ny efter planerad ombyggnad, erhålls ett beslut om förhandsbesked för tilldelning av elcertifikat efter ombyggnad. Om innehavaren till anläggningen genomför en ombyggnation av anläggningen i enlighet med det som framgår av förhandsbeskedet får anläggningen tilldelas elcertifikat i högst femton år. Energimyndigheten har i dagsläget tagit beslut om förhandsbesked för drygt 90 vattenkraftanläggningar som enligt uppgifter angivna i ansökningarna motsvarar en normalårsproduktion om cirka 300 GWh.

Tabell 5: Sammanställning av tillkommande elproduktion (GWh) från nya vattenkraftverk och åtgärder i befintliga vattenkraftverk till år 2020.

| | Normalårsproduktion (GWh) |
|---|---------------------------|
| Vattenkraft – beslutade projekt i befintliga anläggningar | 172 |
| Vattenkraft – planerade projekt i befintliga anläggningar | 348 |
| Vattenkraft – beslutade projekt i nya anläggningar | 310 |
| Vattenkraft – planerade projekt i nya anläggningar | 4 |
| Vattenkraft – anläggningar som innehar förhandsbesked | 300 |
| Totalt | 1 133 |

Källa: Enkät.

3.5 Solkraft

Den 1 oktober 2013 fanns 345 solcellsanläggningar motsvarande en normalårsproduktion om 6 GWh godkända för elcertifikat i Sverige, varav 4 GWh (265 st) ingår i det gemensamma målet. Av dessa anläggningar tillkom 220 mellan den 1 januari 2013 och den 1 oktober 2013.

Anledningen till att solkraftbaserad elproduktion på senare tid har tagit fart beror till stor del på en kombination av teknikutveckling, som medfört lägre inköpskostnad för solcellsanläggningar, samt att investeringsstöd för solcellsanläggningar kan erhållas. I regeringens budgetproposition för år 2014 ingår även förslag på sänkt skatt för egenproducerad förnybar el. Förslaget innebär att det finns möjligt att i inkomstdeklarationen göra avdrag för maximalt 20 000 kWh el, förutsatt att man under ett år köper lika mycket el som matats ut på nätet. Förslaget, som är planerat att träda i kraft den 1 juli 2014, förväntas stärka incitamenten för att investera i solkraftbaserad elproduktion. Förslaget förväntas medföra minskade skatteintäkter med 8 miljoner år 2015. Enligt regeringen motsvarar en skattereduktion för 20 000 kWh cirka 12 000 kronor. Den beräknade minskningen av skatteintäkter för år 2015 motsvaras då av 13 GWh elproduktion från solkraft som matats in på elnätet. Om denna uppskattning stämmer innebär det att elproduktionen från solkraft kommer öka med cirka 3 GWh/år från 2014 till och med 2015. Antas möjligheten till skattereduktion driva utbyggnaden av solkraft i Sverige fram till 2020 och att den beräknade utbyggnadstakten om 3 GWh el per år gäller, resulterar detta i en elproduktion från solkraft motsvarande upp emot 30 GWh el år 2020.

I dagsläget finns mer solkraft installerad i Sverige än vad som ingår i elcertifikatsystemet. Elcertifikat tilldelas en av Energimyndigheten godkänd anläggning för el som är uppmätt och rapporterad till Svenska kraftnät. Nätägaren är skyldig att mäta och rapportera produktion till Svenska kraftnät för el som matats in på elnätet. De solkraftanläggningar som uppförs i dag är ofta små och mängden el som på årsbasis matas ut till elnätet är liten. Om elproduktionen motsvarar en tilldelning av elcertifikat som endast uppgår till ett eller några elcertifikat väljer innehavaren ofta att stå utanför elcertifikatsystemet. Hur stor andel av solkraftproduktionen i Sverige som ingår i elcertifikatsystemet 2020 beror därför till stor del på storleken av de anläggningar som kommer att uppföras.

Potentialbedömningen för de övriga energislagen som utreds i denna rapport har baserats på uppgifter om tillståndsgivna projekt och planerade eller fattade investeringsbeslut för utbyggnad av förnybar el. Motsvarande underlag för solkraft saknas i dagsläget.

Osäkerheten i bedömningen av de existerande styrmedlens inverkan på utbyggnadstakten av solkraft, hur stor andel av Sveriges solkraftproduktion som kommer ingå i elcertifikatsystemet 2020 samt hur övriga ekonomiska förutsättningar utvecklar sig gör potentialen för solkraft svåruppskattad. Baserat på antalet godkända solkraftanläggningar inom elcertifikatsystemet idag och kvarstående tid till 2020 uppskattar Energimyndigheten att potentialen till 2020 inte överstiger 0,5 TWh. Potentialen för solkraft till 2020 kan därmed anses vara försumbar i förhållande till resterande energislag inom elcertifikatsystemet.

3.6 Sammanställning av tillgångsanalys för Sverige

I tabell 6 presenteras resultat utifrån den tillgångsanalys som tagits fram och uppgift om de anläggningar som i Sverige är godkända för tilldelning av elcertifikat sedan tidigare och vars produktion ingår i det gemensamma målet till 2020

Tabell 6: Bedömning av potential för elproduktion i Sverige inom det gemensamma målet med Norge. Tabellen innehåller även beräknad normalårsproduktion för anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat till och med 1 oktober 2013 som ingår i det gemensamma målet.

| Energikälla/typ | Normalårsproduktion (TWh) |
|--|---------------------------|
| Godkända anläggningar (t.o.m. 1 oktober 2013) vars produktion ingår i det gemensamma målet. | 4,7 |
| Biokraft | 3,5 |
| Vattenkraft | 1,1 |
| Landbaserad vindkraft - tillståndsgiven | 17,0 |
| Landbaserad vindkraft - under prövning | 71 |
| Landbaserad vindkraft - ärendestatus okänd | 7,8 |
| Havsbaserad vindkraft - tillståndsgiven | 8,5 |
| Havsbaserad vindkraft - under prövning | 17,6 |
| Totalt | 131,2 |

Källa: Vindbrukskollen, Energimyndigheten och enkätstudie.

Resultatet av tillgångsanalysen visar att det finns projekt motsvarande drygt 130 TWh förnybar el i Sverige som skulle kunna ingå i det gemensamma målet med Norge. Förutom en bedömning av hur mycket produktion som kan tillkomma från respektive energislag visar även tabell 6 hur mycket normalårsproduktion som Energimyndigheten godkänt för tilldelning av elcertifikat fram till 1 oktober 2013 och som ingår i det gemensamma målet med Norge. Dessa 4,7 TWh utgörs främst av vindkraft (3,6 TWh) samt biokraft (knappt 1 TWh).

4 Tillgångsanlys för Norge

4.1 Inledning

Tillgångsanalysen för Norge har genomförts av Norges vassdrags- og energidirektoriat (NVE). Den metod och de resultat som presenteras i denna rapport är en sammanfattning av NVEs utredningsarbete. För mer ingående bakgrund och beskrivningar av genomförda analyser avseende Norges tillgångsanlys hänvisas till NVEs rapport i sin helhet.

4.2 Metod och förutsättningar

NVE är i det här fallet både utredare och föremål för analys, i den meningen att det måste göras antaganden om NVEs framtida beslut som tillståndsgivande myndighet. De antaganden som gjorts i detta arbete är till stor del baserade på historiska observationer, och är inte prognoser över NVEs arbetsförmåga. Antagandena är inte heller baserade på förhandsbedömningar av utfallet från tillståndsprocesser.

Beskrivningen av tillgången på kraftprojekt bygger på en sammanställning av information från NVEs tillstånds- och koncessionsdatabaser och NVEs databaser över utbyggda projekt och projekt under byggnation. Det är samma data som ligger till grund för den kvartalsvisa rapporten, ”Ny kraft: Slutgiltiga tillstånd och utbyggnad⁴”

De olika typerna av projekt kan klassificeras som i tabell 7.

Tabell 7: Definition av de olika kategorierna i tillgångsanalysen.

| Begrepp | Definitioner |
|------------------|--|
| Utbyggda projekt | Projekt som har fått godkänt eller ansökt om godkännande enligt lagen om elcertifikat. |
| Under byggnation | Projekt som är under byggnation den 1 oktober 2013. |
| Godkända projekt | Projekt som fått bygg- eller miljötillstånd samt tillstånd att ansluta anläggningen till elnätet. |
| Framtida beslut | Projekt som antingen har överklagats till OED eller som ligger inne som meddelanden och ansökningar hos NVE. |

Informationen i tillgångsanalysen i form av utbyggda projekt, projekt under byggnation och projekt som har slutliga tillstånd är hämtade direkt från den tidigare nämnda rapporten.

Förutsättningar om framtida beslut presenteras i tabell 8.

⁴ <http://www.nve.no/no/Energi1/Analyser/Oversikt-over-ny-kraftproduksjon/>

Tabell 8: Förutsättningar om framtida beslut

| |
|---|
| Tidsfrist för tillstånd |
| Vindkraftverk och stora vattenkraftverk bör ha slutgiltiga tillstånd innan 2016 Småkraftverk bör ha fått tillstånd från NVE innan utgången av 2017 |
| Tillståndsvolym från NVE per år |
| Stor vattenkraft per år: 700 GWh i beslutsunderlag/rekommendation till OED, plus tillståndsundantag för 100 GWh (produktionsökning) Småkraft per år: Alla ansökningar som hade inkommit till NVE den 1 januari 2013 fördelat på åren mellan 2013 och 2017. Samlad avslags- och återtagandeandel på 55 %. Vindkraft: 3,5 TWh 2013/2014, 1,5 TWh i första halvan av 2015 |
| Behandling hos OED |
| Överklagandeprocent på vindkraftstillstånd: 90 % Överklagandeprocent på småkraftstillstånd: 20 % Ett års handläggningstid hos OED för alla överklaganden på småkraft. Ett och ett halvt års handläggningstid hos OED för alla överklaganden på vindkraft. Två års handläggningstid hos OED för alla överklaganden på stor vattenkraft. OED ändrar lika många bifall som anslagsbeslut/"inställningar". Den totala volymen tillstånd från NVE motsvarar volymen slutgiltiga tillstånd från OED. |

4.3 Resultat

Projekt med en samlad uppskattad årsproduktion på 13 TWh är under byggnation eller har fått bygg- och miljötillstånd och nätkoncession i Norge. Sammanlagt har NVE och OED ärenden motsvarande 63 TWh under behandling. Dessutom är det bestämt att ett "konsekvensutredningsprogram" ska genomföras för åtgärder motsvarande 15 TWh. Samlad teoretisk volym för kraftprojekt i Norge är därmed cirka 90 TWh. Den investerbara volymen kommer emellertid var betydligt mindre.

Tillgångsanalysen för Norge visar att den möjliga volymen av projekt som kan bidra till måluppfyllelsen, utan att det har tagits hänsyn till lönsamhet och om det finns tillräcklig nätkapacitet, är i underkant av 27 TWh. Den begränsade kapaciteten i stamnätet medför att den möjliga investeringsbara volymen blir något lägre, men tillgången till projekt är fortfarande relativt god.

Den 1 oktober 2013 fanns det anläggningar med en förväntad årsproduktion på 0,6 TWh som godkänts för tilldelning av elcertifikat i Norge och som ingår i det gemensamma målet. Samtidigt finns ansökningar om godkännande av anläggningar för tilldelning av elcertifikat motsvarande en produktion om 0,3 TWh/år.

Det finns anläggningar under byggnation med en total förväntad årlig produktion på 1,8 TWh. Det kan förväntas att de flesta av de projekt som är under uppbyggnad kommer att slutföras inom två till tre år och att det är troligt att dessa projekt kommer att bli godkända för tilldelning av elcertifikat.

Dessutom har det getts slutliga tillstånd till cirka 3 TWh vattenkraft och 8,4 TWh vindkraft som skulle kunna komma in i elcertifikatsystemet. Historiskt sett har de flesta av de tillstånd som beviljats vattenkraftsprojekt resulterat i en utbyggnad, medan det är betydligt mer osäkert om hur stor andel av de tillståndsgivna vindkraftsprojekten som realiserats.

Givet antagandena om framtida beslut kommer det att ges slutliga tillstånd för projekt om totalt cirka 13 TWh. Cirka 5 TWh av dessa i form av vattenkraft och resten är vindkraft. Sammantaget summerar detta till nästan 27 TWh i årsproduktion. Detta är den potentiella volymen av projekt som kan bidra till måluppfyllelsen, utan att det har tagits hänsyn till om det finns tillräcklig nätkapacitet och lönsamhet i projekten.

Om alla nätutvecklingsprojekt för stamnätet realiserats som väntat visar tillgångsanalysen att det 2020 kommer att finnas ledig kapacitet i stamnätet motsvarande cirka 20 TWh av den möjliga produktionen. Kapaciteten i stamnätet bygger på Statnetts analys om möjlighet till nyanslutningar av produktion till stamnätet fram till 2020, som är hämtat från kraftsystemutredningen för stamnätet 2013. Analysen av nätkapaciteten har utförts i Samlast, en integrerad marknads- och nätmodell, där både den nordiska elmarknaden och det fysiska elnätet är representerat. Mer ingående information om hur nätkapaciteten i det norska stamnätet beaktas i tillgångsanalysen finns i NVEs rapport.

5 Risker mot utbyggnadstakten

I detta kapitel beskrivs och bedöms identifierade risker för att utbyggnadstakten av förnybar elproduktion inte utvecklas som förväntat till 2020. Riskerna har Energimyndigheten arbetat fram i samverkan med Norges vassdrags- og energidirektorat. Vidare baseras en stor del av arbetet på synpunkter som inkommit i kontakt med aktörer och intressenter på elcertifikatsmarknaden.

5.1 Tillståndsprocesser

För att bygga en anläggning som producerar förnybar el krävs flera olika tillstånd. Ansökningsprocesserna är i många fall omfattande och det kan ta flera år innan tillstånd beviljas. Nedan följer en kortfattad redogörelse om vilka tillstånd som krävs.

Bygglov

För att uppföra byggnader eller tillbyggnader krävs i de flesta fall bygglov enligt 9 kap. 2 § plan och bygglagen (PBL). Det finns även möjlighet att ansöka om förhandsbesked om bygglov. Bygglov söks hos kommunens byggnadsnämnd. Vanligen krävs i ansökan uppgifter om anläggningens läge, fastighetsbeteckning, ritning och påverkan på omgivningen.

Beslut om bygglov fattas i normalfallet av den politiska nämnd som är ansvarig bygglov i kommunen. Handläggningstid för bygglovsärenden regleras i 9 kap. § 27 plan och bygglagen. Beslut om bygglov ska fattas inom tio veckor och räknas från den dag då en fullständig ansökan inkommit till byggnadsnämnden. Bygglovet upphör gälla om inte arbetet påbörjats inom två år och avslutats fem år efter dagen för beslut.

Om ett vindkraftverk med en totalhöjd mellan 20 och 50 meter eller med en rotordiameter över tre meter ska byggas krävs bygglov. Bygglov blir även aktuellt för vindkraftverk som är mindre än ovanstående om det uppförs på ett tak eller om verket placeras på ett avstånd från fastighetsgränsen som är mindre än kraftverkets höjd.

När det gäller solceller kan de lokala bestämmelserna variera mellan olika kommuner. Normalt behövs inte bygglov när solcellerna ligger tätt mot taket på en- och tvåbostadshus. Om cellerna sätts på en ställning krävs däremot lov. Större paneler eller paneler på kulturhistoriskt värdefulla byggnader kan också kräva lov.

Övriga produktionsanläggningar för el, till exempel vindkraftsanläggningar som överstiger 50 meter, kan däremot uppföras utan bygglov, under förutsättning att anläggningen har tillstånd enligt 9 kap. eller 11 kap. miljöbalken. En anmälan krävs dock enligt 6 kap. 5 § p. 7 plan- och byggförordningen för sådana anläggningar.

Uppförande av vindkraftverk får inte påbörjas innan byggnadsnämnden har gett ett startbesked. I samband med startbesked fastställs även en kontrollplan. Kontrollplanen ska redovisa vad som ska kontrolleras på ritningar och andra handlingar innan byggstart, men även de kontroller som behövs under byggarbetets gång. Syftet med kontrollplanen är att säkerställa att bygglagstiftningens krav på tekniska egenskaper hos byggnadsverk och byggnadsmaterial följs. Innan vindkraftverket får tas i bruk ska ett slutbesked erhållas. Ett slutbesked erhålls efter man visat att alla krav enligt bygglovet, kontrollplanen, startbeskedet eller beslut om kompletterande villkor är uppfyllda och byggnadsnämnden inte haft något att invända.

Tillstånd enligt miljöbalken

För att bedriva vissa typer av miljöfarlig verksamhet krävs tillstånd enligt 9 kap. 6 § miljöbalken (MB). Tillstånd prövas av länsstyrelsens miljöprövningsdelegation eller av mark- och miljödomstol beroende av hur verksamheten klassas enligt miljöprövningsförordningen (2013:251). I miljöprövningsförordningen definieras vilka verksamheter som är tillståndspliktiga och i den delas de miljöfarliga verksamheterna in i olika nivåer utifrån vilken typ av verksamhet det är och omfattningen av verksamheten.

A-anläggningar:

- Förbränningsanläggningar som har en total tillförd effekt större än 300 MW

B-anläggningar

- Förbränningsanläggningar med en större tillförd effekt än 20 MW
- Två eller fler vindkraftverk som är högre än 150 m eller
- Sju eller fler vindkraftsverk som är högre än 120 m

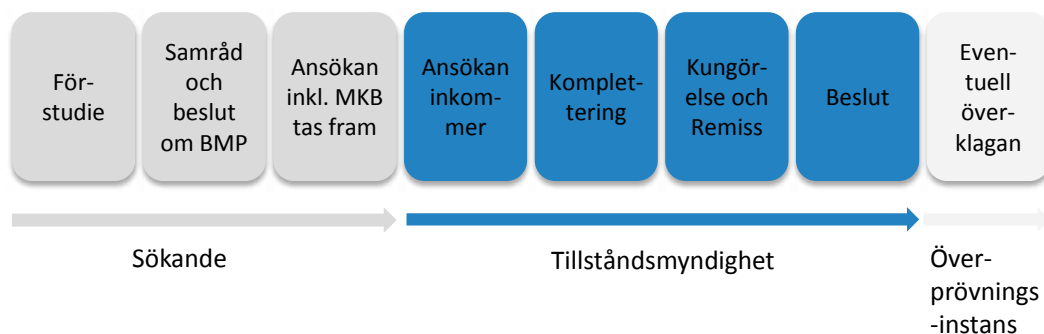
C-anläggningar

- Ett vindkraftverk som inklusive rotorblad är högre än 50 meter,
- Två eller fler vindkraftverk som står tillsammans (gruppstation), eller
- Ett vindkraftverk som står tillsammans med ett annat vindkraftverk, om verksamheten påbörjas efter det att verksamheten med det andra vindkraftverket påbörjades.

För C-anläggningar gäller endast anmälningsplikt och tillstånd enligt 9 kap. 6 § MB krävs vanligtvis inte. Anmälan enligt miljöbalken görs till kommunen som prövar verksamheten. Bygglov enligt plan- och bygglagen krävs i dessa fall för verksamheter som inte prövas enligt 9 kap. 6 § MB.

De ingående processtegen för tillståndsprövning enligt miljöbalken presenteras i figur 1.

Prövning enligt miljöbalken



Figur 1: Prövning enligt miljöbalken. Med BMP avses betydande miljöpåverkan.

För den sökande inleds tillståndsprövningen med en förstudie som efterföljs av samråd med länsstyrelsen, tillsynsmyndighet och de som anses vara särskilt berörda. Vid samrådet gör länsstyrelsen en bedömning av om verksamheten kommer att medföra betydande miljöpåverkan. Om verksamheten bedöms medföra en sådan påverkan utökas samrådet till att även omfatta andra statliga myndigheter, kommuner, allmänhet och organisationer som kan tänkas bli berörda.

I nästa steg ska den sökande ta fram en miljökonsekvensbeskrivning (MKB). När en MKB är framtagen kan en ansökan lämnas in till tillståndsgivande myndighet. I ansökan ska, förutom en MKB, även ingå en samrådsredogörelse och en teknisk samt geografisk beskrivning av verksamheten. Om den tillståndsgivande myndigheten inte anser att ansökan är komplett måste sökande komplettera ansökan. När ansökan är fullständig skickas den ut på remiss till berörda myndigheter och organisationer som exempelvis Försvarsmakten, kommuner, fastighetsägare och övriga sakägare. Samtidigt görs en kungörelse om ansökan i den lokala tidningen, i syfte att ge allmänheten möjlighet att yttra sig i ärendet. När yttrande har inkommit från remissinstanserna fattar länsstyrelsen alternativt mark- och miljödomstolen ett beslut.

När det gäller tillståndspliktiga vindkraftverk krävs en kommunal tillstyrkan av anläggningen för att tillstånd ska kunna ges (16 kap. 4 § miljöbalken). Denna process sker således parallellt med behandlingen av tillståndsansökan. En sådan tillstyrkan krävs inte för andra typer av elproduktionsanläggningar. Enligt 17 kap 4 a § miljöbalken kan kommunfullmäktige begära att regeringen förbehåller sig tillåtlighetsprövningen för bland annat tillståndspliktiga vindkraftanläggningar, förbränningsanläggningar med en tillförd effekt om minst 200 MW samt vattenkraftverk avsedda för en installerad generatoreffekt av minst 20 MW.

Beslut som fattats av länsstyrelsernas miljöprövningsdelegationer kan överklagas till mark- och miljödomstolen. Deras beslut kan i sin tur överklagas till mark- och miljööverdomstolen. Regeringens beslut och kommunens beslut om tillstyrkan eller avslag enligt 16 kap. 4 § miljöbalken kan inte överklagas.

Tillstånd för elledningar enligt ellagen

Enligt 2 kap. 1 § ellagen⁵ får en elektrisk starkströmsledning inte byggas eller användas utan tillstånd (nätkoncession) av regeringen. Regeringen får bemyndiga nätmyndigheten, som i detta fall är Energimarknadsinspektionen (Ei), att pröva frågor om nätkoncession som inte avser en utlandsförbindelse. Nätkoncession kan avse ledning med bestämd sträckning (nätkoncession för linje) eller ett ledningsnät inom ett visst område (nätkoncession för område). Nätkoncession för linje gäller främst ledningar med hög spänning, vanligen i stamnätet eller regionnätet. Det ställs enligt 2 kap 6 § ellagen krav på att anläggningen ska vara lämplig från allmän synpunkt.

Vissa ledningar är undantagna nätkoncessionen, så kallade icke koncessionspliktiga nät. Dessa utgörs bland annat av ledningar i byggnader och inom industriområden samt interna nät inom vindkraftsparker.

Ansökan om nätkoncession görs hos Ei och ska enligt 2 kap. 8 a § ellagen inkludera en miljökonsekvensbeskrivning. Innan ansökan skickas in till Ei ska samråd med länsstyrelse och särskilt berörda genomföras. Länsstyrelsen bedömer om nätkoncession medför betydande miljöpåverkan och utökar i sådana fall samrådet att omfatta fler aktörer. Om Ei inte anser att inskickad ansökan är komplett begärs ytterligare uppgifter in. När ansökan är fullständig gör Ei en bedömning av nätkoncessionen. Samtidigt skickas ärendet på remiss till berörda intressenter, som bland annat Försvarmakten, länsstyrelsen, kommuner, allmänhet och övriga sakägare. Därefter fattas ett formellt beslut då koncessionen meddelas. Om någon sakägare efter denna process motsätter sig Ei:s beslut kan överklagan ske till mark- och miljödomstolen. Detta gäller dock inte utlandsförbindelser och stamledningar (ledningarna med spänning om 220 kV eller mer) som överklagas till regeringen.

Nätkoncession har vanligtvis en giltighetstid om 40 år för linje och 25 år för område.

Ledtider i tillståndsprocesserna

Tillståndsprocesserna upplevs av många som komplicerade och anses ofta vara förknippade med långa ledtider, ofta flera år. Utöver prövning enligt 9 kap. och 11 kap. miljöbalken ellagen och bygglov enligt PBL krävs ofta även tillstånd enligt kulturmiljölagen, 8 kap. miljöbalken (artskyddsförordningen), 7 kap. miljöbalken (biotopsskyddet mm.), skogsvårdslagen. Det är av stor betydelse för utbyggnadstakten att tillståndsprocesserna fungerar och att ledtiderna är korta. Utdragna tillståndsprocesser kan få konsekvensen att projekt inte driftsätts som planerat. Om avsikten för ett projekt är driftstart innan 2020 kan långa ledtider bidra till att anläggningen inte är uppförd och producerar el förrän efter 2020, vilket kan påverka måluppfyllelsen. Tillståndsansökningarna för förnybar elproduktion domineras idag av vindkraftsärenden varför det framför allt är utbyggnaden av vindkraft som kan påverkas.

5 Ellag (1997:857)

Enligt Energimyndighetens rapport om utveckling av tillståndsprocesser⁶ tar det i genomsnitt 2,7 år att få tillstånd enligt miljöbalken och ytterligare 35 veckor om ärendet överklagas. I rapporten framgår även att det tar 32–36 veckor från det att ansökan lämnats in till Energimarknadsinspektionen till beslut om koncession för ledning för anslutning av anläggning till elnätet meddelats. Den allmänna uppfattningen om att tillståndsprocessen är komplex och krånglig avviker dock utifrån de samtal som förts med aktörer i samband med årets uppföljningsrapport⁷. Där framgår att aktörerna i många fall uppfattar tillståndsprocessen som lång men att detta ofta är ofrånkomligt.

Energimyndighetens bedömning

Utifrån hur mycket vindkraft som är tillståndsgiven och hur vindkraften utvecklats sig de senaste åren är det svårt att motivera att tillståndsprocesserna utgör en risk mot utbyggnaden av förnybar elproduktion i Sverige idag. Utdragna tillståndsprocesser förekommer men påverkar enskilda projekt mer än utbyggnaden som helhet. Om tillståndsprocessernas ledtider skulle öka, jämfört med situationen idag, kan utbyggnadstakten påverkas negativt. Påverkan på måluppfyllelsen föreligger om långa ledtider bidrar till att anläggningar med planerad drifttagning före 2020 försenas och börjar producera el först efter 2020.

5.2 Elsystemet och utbyggnad av förnybar el

5.2.1 Tröskeeffekt

Samtliga elproduktionsanläggningar är garanterade anslutning till elnätet i enlighet med ellagens regler men dagens nätanslutningsregler kan vara förenade med stora kostnader. En elproducent som vill ansluta sig till ett nät utan ledig kapacitet kan tvingas ta hela kostnaden för nätutbyggnaden inklusive tillkommande kapacitet som producenten själv inte kan nyttja, den så kallade tröskeeffekten. De elproducenter som i ett senare skede ansluter till nätet kan då komma att ta denna lediga kapacitet i anspråk utan särskild kostnad.

Av denna anledning tvekar många producenter att vara först med att ansluta sig till ett sådant nät. Nätföretagen vill inte heller ta risken att göra större nätförstärkningar, om de inte med relativt stor säkerhet vet att den tillkommande kapaciteten kommer att nyttjas i princip fullt ut.

Frågan om möjlighet till en så kallad förtida delning⁸ av nätförstärkningskostnader har behandlats i två statliga utredningar, Energinätsutredningen⁹ och

⁶ Energimyndigheten, Utvecklingen av tillståndsprocesser för anläggningar som producerar förnybar el och för kraftnät, 2012.

⁷ Energimyndigheten, Utvecklingen av tillståndsprocesser för anläggningar som producerar förnybar el och för kraftnät, 2013.

⁸ Med förtida delning avses att kostnaderna för nätutbyggnaden fördelas på förhand utifrån tillgänglig information om framtida anslutningar.

⁹ Nya nät för förnybar el (SOU 2009:02).

Nätanslutningsutredningen¹⁰. Svenska kraftnät har vidare på regeringens uppdrag lämnat ett förslag till delning av nätförstärkningskostnader. Regeringen har i prop. 2009/10:128 gjort bedömningen att ett vidareutvecklat system, med förtida delning av nätförstärkningskostnaden för storskaliga produktionsanläggningar för förnybar el, bör införas. Detta i syfte av att en elproducent endast ska betala en sådan del av den totala kostnaden för den nödvändiga nätförstärkningen som motsvarar dess andel av den totala anslutningskapaciteten.

Regeringen har föreslagit, i en promemoria som skickades ut på remiss den 11 november 2013, att en förtida delning av anslutningskostnaden införs. I ett första steg kommer Svenska kraftnät stå för kostnaden för planerade anläggningar som inte anslutits och som sedan återbetalas i takt med att aktörer ansluter ny elproduktion. Regeringens ambition är att denna lösning längre fram ska kunna ersättas med en marknadslösning där staten inte behöver ta en ekonomisk risk. Energimarknadsinspektionen får därför i uppdrag att utreda hur en sådan långsiktig marknadslösning kan se ut, med ambitionen att en sådan ska finnas på plats från 2016. Regeringens avsikt är att, efter avslutad remiss, kunna överlämna en proposition om förtida delning av nätförstärkningskostnader till riksdagen under våren 2014.

Energimyndighetens bedömning av tröskeeffekten

I de fall nätanslutningskostnaden blir för hög med anledning av tröskeeffekten kan konsekvenserna bli följande för investeraren:

- investeraren måste invänta andra projekt som kan ansluta sig till samma nät
- ett alternativ med sämre nätanslutning väljs
- projektet blir inte lönsamt och investeraren tvingas välja att gå vidare med ett alternativt vindkraftprojekt med ett sämre vindläge

Problemet med tröskeeffekten har funnits sedan elcertifikatssystemets ikraftträdande och Energimyndigheten kan konstatera att utbyggnaden av förnybar el sker trots tröskeeffekten. Elcertifikatssystemets funktionalitet, att en för låg utbyggnadstakt leder till högre elcertifikatpriser som i sin tur stimulerar till utbyggnad, medför att Energimyndigheten inte bedömer att tröskeeffekten utgör en risk för att utbyggnadstakten av förnybar elproduktion inte utvecklas som förväntat till 2020. Men om problemet med tröskeeffekten kvarstår kommer kostnaden för utbyggnaden av förnybar el att öka. Den fördröjer även utbyggnaden samt kan innebära negativa konsekvenser för miljön och nätutbyggnaden. Energimyndigheten tillstyrker i remissvar regeringens förslag om förtida delning av nätförstärkningskostnader.¹¹

¹⁰ Bättre kontakt via nätet – om anslutning av förnybar elproduktion (SOU 2008:13).

¹¹ Energimyndigheten, Yttrande angående remiss av promemoria med regeringens förslag till övergångslösning för att undanröja tröskeeffekter vid nätanslutning, 2013

5.2.2 Elsystemet

Utbyggnaden av förnybar el påverkar det svenska elsystemet. Dels varierar vindkraftens produktion mer över tid jämfört med vår basproduktion¹² och variationerna kan endast delvis förutsägas, dels kan en kraftig utbyggnad av vindkraft leda till produktionsöverskott och att annan produktionskapacitet läggs ned.

Energimyndigheten har studerat Svenska kraftnäts rapporter *Integrering av vindkraft*¹³ samt *Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet*¹⁴ för att analysera hur elsystemet klarar av utbyggnaden av förnybar el för att nå målet. Vidare analyserar Energimyndigheten risken för utbyggnaden med anledning av att kapacitetsmarknader införs i flera länder i Europa.

Integrering av vindkraft

Svenska kraftnät har i rapporten *Integrering av vindkraft* studerat en utbyggnad av svensk vindkraft och de effekter denna utbyggnad får för driften av det svenska kraftsystemet med avseende på reglerresurser, marknadsstrukturens lämplighet och påverkan på basproduktionen. Analysen har baserats på att 7 000 MW total installerad vindkrafteffekt finns i Sverige år 2025, motsvarande en total årlig elproduktion på cirka 17 TWh. Svenska kraftnät har studerat olika scenarier där de inte enbart studerat den totala mängden vindkraft utan även konsekvenserna för nätet vid olika geografisk fördelning av vindkraften. Ett av scenarierna innebär att 80 procent av den totala vindkraften lokaliseras i norra Sverige. Detta skulle enligt uppgift från Svenska kraftnät till Energimyndigheten medföra en större ansträngning för stamnätet än vad en vindkraftutbyggnad på mer än 20 TWh medför, men med en mer sannolik geografisk fördelning.

När det gäller reglerresurserna har Svenska kraftnät analyserat vindkraftens påverkan på kraftsystemets svängmassa¹⁵ ur frekvensregleringssynpunkt, vindkraftproduktionens variabilitet, påverkan på behovet av primärreglering¹⁶ och påverkan på behovet av manuella reglerresurser (sekundärreglering)¹⁷.

12 Elkraft som utnyttjas under större delen av året, består i Sverige av kärnkraft, vattenkraft och kraftvärme.

13 Svenska kraftnät, *Integrering av vindkraft*, 2013.

14 Svenska kraftnät, *Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet*, 2013.

15 Kraftsystemets totala svängmassa/rotationsenergi är avgörande för hur snabbt frekvensen initialt förändras och hur djupt denna hinner sjunka eller stiga vid plötsliga obalanser i produktionen eller förbrukning.

16 Upp- och nedreglering som verkställs automatiskt (fullt aktiverad inom 30 sekunder) för att kontinuerligt finjustera den fysiska balansen mellan tillförsel och förbrukning i det svenska kraftsystemet.

17 Sekundär balansreglering används när primärregleringen inte räcker till. Innebär att SvK's balanstjänst avropar effekt under drifttimmen mot balansansvariga som deltar i balansregleringen.

Deras slutsatser är att vindkraften främst ökar behovet av sekundärreglering. Inom tidshorizonten 15-60 minuter bedömer de att de manuella reglerresurserna behöver öka med cirka 600 MW förutsatt att de balansansvariga agerar på samma sätt som idag. Hur mycket behovet av reglerresurser ökar styrs alltså av de balansansvarigas möjlighet att korrekt förutse vindkraftproduktionen. Dagens behov av sekundär reglerkraft är ca 1800 MW. Vindkraften påverkar däremot i mycket begränsad utsträckning behovet av primärreglering med anledning av att individuella vindkraftverks produktionsvariationer på sekund-minut-skala är att betrakta som helt korrelerade och därför sammanlagras mer eller mindre fullständigt. Konsekvenserna av en lägre svängmassa bedömer Svenska kraftnät inte utgöra något problem på frekvensregleringen men att konsekvenserna för den transistenta stabiliteten i systemet bör studeras. Dock förutsätter deras analys av reglerresurserna att mängden vindkraft i de övriga nordiska länderna förblir oförändrad. Vidare föreslår de fortsatt arbete om reglerresurserna där de rekommenderar flertalet studier och analyser.

Eftersom utbyggnaden av vindkraft i Sverige kommer att påverka kraftsystemet på ett nordiskt plan och det är sannolikt att utbyggnad av vindkraft även kommer att ske i de övriga nordiska länderna måste en liknande gemensam nordisk studie genomföras för att helt kunna utesluta eventuella risker. Svenska kraftnät har informerat Energimyndigheten om att en sådan studie har påbörjats. Utöver det finns etablerade nätplaneringsgrupper, både på nordisk och på europeisk nivå. Ett exempel på detta är European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) som är ett samarbete mellan 41 europeiska stamnätsföretag från 34 länder. Arbetet bedrivs inom områdena nätplanering, drift samt marknadsutveckling och kan förväntas uppmärksamma risker med utbyggnaden. Vartannat år tar ENTSO-E fram en tioårig europeisk nätutvecklingsplan.

I Svenska kraftnäts rapport *Integrering av vindkraft* ingår även en analys av den befintliga marknadsstrukturens lämplighet och vilka åtgärder som finns att tillgå. Deras bedömning är att marknadsmodellen¹⁸ i ett första skede inte bör justeras p.g.a. utbygganden av vindkraften. Däremot bör Svenska kraftnät följa om förutsättningarna ändras och vara öppna för om eventuella justeringar behöver göras för att utveckla marknadsmodellen. De reserverar sig dock mot att marknadsmodellen endast kan ändras i samförstånd med övriga nordiska TSO:er¹⁹, tillsynsmyndigheter samt Nord Pool Spot utöver de europeiska direktiv och riktlinjer som sätter ramarna för Svenska kraftnäts möjlighet till utvecklingsarbete och förändring av marknadsmodellen. Även inom detta område förslår de fortsatt arbete genom ett antal utredningar och analyser.

Avslutningsvis studerar Svenska kraftnät vindkraftens påverkan på dagens svenska produktionskapacitet, per produktionsslag, och de manuella reglerresurserna. Deras frågeställningar gäller hur utbyggnaden av vindkraft påverkar tillgången på effekt på längre sikt och hur påverkas risken för effektbrist. Den förnybara elproduktionen,

18 Modellen omfattas av den nordiska elbörsen, ansvarsfördelningen mellan systemoperatörerna och balansansvariga företag, automatisk frekvensreglering och den nordiska reglerkraftmarknaden.

19 Systemoperatör (transmissionsnätoperatör)

i och med elcertifikatsystemet, förväntas öka och vindkraften väntas utgöra en stor del av den. Det pågår även effekthöjningar i kärnkraften medan elanvändningen endast förväntas öka måttligt. Förutom att Sverige förväntas bli nettoexportör finns risk att befintliga anläggningar läggs ned. En högre andel intermittent elproduktion jämfört med idag kräver mer reglerresurser.

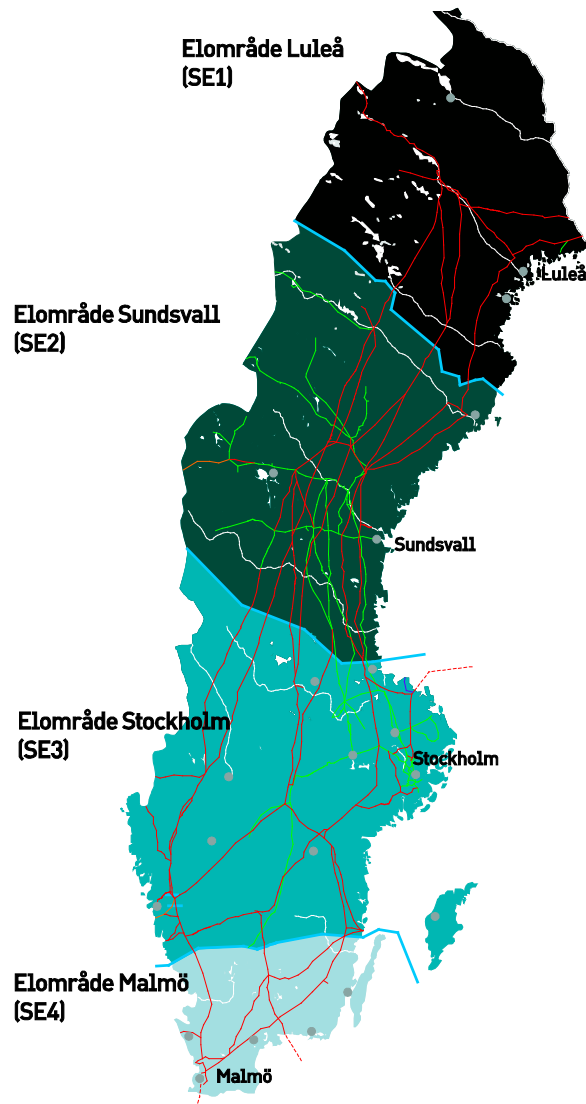
När det gäller vindkraftens påverkan på tillgången på effekt visar Svenska kraftnäts analys att det finns en risk att för ökad nedläggning av kondenskraftverk och gasturbiner som inte ingår i störningsreserven. Störningsreserven består av cirka 1000 MW gasturbiner som Svenska kraftnät och andra speciellt kontrakterade aktörer kan starta på några minuter och är avsedda att användas vid plötsliga fel i produktionsanläggningar eller kraftledningar.

Kondenskraftverken och gasturbinerna används dock främst som reserv även idag. En nedläggning av kondenskraftverken och gasturbinerna skulle således kunna innebära en ökad risk för effektbrist och försvåra balanshållningen.

Vid Svenska kraftnäts bedömning av hur risken för effektbrist påverkas bedöms att i SE1 och SE2 föreligger ingen risk för effektbrist eftersom produktionskapaciteten är stor i förhållande till den maximala förbrukningen.

I SE3 och SE4 föreligger en risk för effektbrist som beror bland annat på kärnkraftens tillgänglighet. Risken för effektbrist bedöms dock vara under en promille såvida kärnkraftverk inte läggs ner eller om tillgängligheten för kärnkraften blir mycket låg.

Vindkraftens påverkan på basproduktionen bedöms inte få konsekvenser som, för närvarande måste hanteras genom förebyggande åtgärder av Svenska kraftnät. I scenarier med hög sannolikhet för effektbrist kan dock förstärkningar av överföringskapaciteten i de svenska snitten eller nya utlandförbindelser vara en åtgärd för att minska risken.



Figur 2. Karta över fördelningen av elområden i Sverige. Källa: Svenska Kraftnät.

Utveckling av stamnätet

Svenska kraftnät har även under 2013 gett ut rapporten *Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet* som är ett långsiktigt plandokument om utvecklingen av det svenska stamnätet på 10–15 års sikt.

I rapporten framgår att under kommande år står det svenska stamnätet inför en period av mycket omfattande utbyggnad, motsvarande en sammantagen investeringsvolym på 55–60 miljarder kronor. Förstärkningarna behövs för att anslutna ny förnybar elproduktion, säkra försörjningen (inklusive reinvesteringar) och fördjupa marknadsintegrationen med omvärlden.

Utformningen av nätförstärkningarna i Sverige kommer att bero på hur och var vindkraft byggs i Sverige, Norge och Finland. Svenska kraftnät beslutar inte om förstärkningsåtgärder så länge det är osäkert om produktionen verkligen blir

av, var den förläggs och hur stor den blir. Tillståndsprocesserna för att bygga ut stamnätet är dessutom normalt längre än motsvarande processer för att ge tillstånd till själva vindkraftsanläggningarna. Svenska kraftnät konstaterar att de höga ambitionerna för utbyggnaden av vindkraften, utan en närmare geografisk fördelning, är en stor utmaning ur ett stamnätsplaneringsperspektiv. Från *Perspektivplan 2025* framgår att Svenska kraftnät bedömer tillståndsgivningar för nya ledningar som gränssättande för hur mycket förnybar elproduktion som kan tillkomma i det svenska elsystemet.

Utöver det beskriver Svenska kraftnät att det förväntas ett stort elenergiöverskott i Norden, dels genom ny vindkraft i Sverige och Norge, dels genom ny småskalig vattenkraft i Norge, två nya kärnkraftsreaktorer i Finland, och i Sverige uppgraderas befintlig kärnkraft. Utan nya utlandsförbindelser finns en risk för att produktionen blir instängd i Sverige och Norge. Till följd av en ökad andel vindkraft och solkraft i Europa, som innebär större och mer snabba variationer i effektflöde, ökar även behovet av reglerkraft. Utbyggnaden kräver investeringar i nya anslutningar och ny överföringskapacitet. Nya utlandsförbindelser medför i sin tur ökad överföring i stamnätet.

I rapporten sätts olika scenarier upp. Studierna har genomförts i en s.k. marknadsmodell. Syftet med marknadsmodellstudien är att genom simuleringar studera vilka konsekvenser som olika stamnätsinvesteringar får för elflöden samt elpriser och att värdera elmarknadsnyttan av de förstärkningar som studeras. Flera scenarier för lokaliseringen av vindkraften har studerats och den totala vindkraftsproduktionen i Sverige har antagits bli mellan 17 och 20 TWh. Studierna har resulterat i en planerad nätutveckling till 2025 för respektive snitt.

SE1 är redan idag ett överskottsområde med ca 10 TWh per år. Snittet har goda vindförhållanden, låg befolkningstäthet som underlättar möjligheterna att få tillstånd att bygga större vindkraftsparker. I detta snitt planeras 8 000 MW ny vindkraft men det är osäkert vilka projekt som kommer att realiseras. Ledtiderna för att bygga kraftledningar är betydligt längre än ledtiderna för att bygga vindkraftsparker. Här finns både anslutningsproblem och överföringskapacitetsproblem. Anslutningen av ny vindkraft ska ges fortsatt hög prioritet. Åtgärder för att förstärka överföringskapaciteten planeras till 2014-2018. Det finns även planer på en eventuell ny ledning mellan Sverige och Finland, men den är ännu inte tidssatt.

SE2 är också ett överskottsområde med ca 20 TWh el per år. Det 220 kV-nät som finns i SE2 är hårt belastat redan idag, med höga spänningar och har inte längre någon ledig kapacitet för nya anslutningar. Flödet genom SE2 kommer att öka påtagligt, eftersom överskotten från SE1 måste föras vidare genom området till SE3. Åtgärder för att komma tillrätta med de höga spänningarna i 220 kV-nätet är planerade till 2014-2018. För att kunna ansluta stora vindkraftsparker planeras både nya stationer och ledningar. Enligt tidplanen så är dessa planerade till 2019-2024. Utöver det bedömer Svenska kraftnät att det krävs en ny förbindelse från SE1 via SE2 till SE3, denna är planerad till 2020-2025.

SE3 är ett underskottsområde på ca 10 TWh el. Elanvändningen uppgår till ca 60 procent av Sveriges totala elanvändning. Mycket vindkraft är planerat att byggas i vissa delar av detta område, till exempel på Gotland och Västra Götaland. Samtidigt planeras stora effekthöjningar i kärnkraftverken i Forsmark och Oskarshamn. Snitt 4, gränsen mellan SE3 och SE4 är det snitt i stamnätet som oftast har flaskhalsar och det är därför viktigt med investeringar i ökad kapacitet i snitt 4. För att hantera den tillkommande vindkraftsproduktionen i SE3 behöver inte bara det regionala elnätet förstärkas utan även stamnätet måste byggas ut. Flera ledningar och förbindelser planeras i detta elområde men flera ligger mellan tidsperioden 2015–2020 och några planeras till 2020–2025. Utöver det har en planerad integration mellan det norska och svenska stamnätet, västra gren på syd-västlänken, beslutats att inte genomföras då Norge genomfört andra investeringar för att lösa behovet att inte stänga inne kraft i Norge.

Även SE4 är ett underskottsområde, på ca 18 TWh per år, och är det elområde i landet som har minst produktionskapacitet i förhållande till sin förbrukning. Här finns planer på att bygga flera havsbaserade vindkraftsparker. Som tidigare nämnts krävs investeringar i ökad kapacitet genom snitt 4. Utöver det krävs en ny förbindelse till kontinenten enligt Svenska kraftnät för att öka integrationen med Europa och möjliggöra export av ett successivt framväxande elöverskott i Sverige och Norden. Ny överföringskapacitet åstadkoms med SydVästlänken men också genom en ny planerad 400 kV ledning, den senare är planerad till 2020–2025. Utöver det planeras stamnätet i SE4 att förstärkas genom flera projekt varav flera av dem är planerade till mellan perioderna 2018–2022.

Kapacitetsmarknader

Efterhand som intermittent förnybar elproduktion byggts och anslutits till elnäten i Europa har också behovet av att kunna balansera den varierande produktionen ökat. Detta har på kontinenten, traditionellt sett, hanterats med reglerbar termisk fossilbaserad kraft. Den kraftiga utbyggnaden av förnybar elproduktion har gjort att lönsamheten för termiska anläggningar har minskat. Flera länder på kontinenten ser en kapacitetsmekanism som lösningen på att kunna behålla reglerbar termisk kraft i systemet och har eller planerar att införa kapacitetsmarknader eller någon form av kapacitetsmekanism. En kapacitetsmekanism innebär något förenklat att producenter får betalt för att kapacitet ska finnas tillgänglig vid behov, som exempelvis vid höglasstimmor, och bidrar därmed till att anläggningarna inte läggs ned. Införandet av kapacitetsmekanismer i länder som angränsar till Sverige kan, beroende på hur de utformas, störa handeln och på det sättet påverka utvecklingen av elnätsförbindelser.

Energimyndighetens bedömning

Utifrån Svenska kraftnäts rapport *Integrering av vindkraft* bedömer Energi-myndigheten att elsystemet med avseende på reglerresurser, marknadsstruktur och basproduktion inte utgör en risk för måluppfyllnaden.

Rapporten studerar en utbyggnad av svensk vindkraft och ses som en inledande insats för att i ett senare skede ligga till grund för en gemensam nordisk studie inom samma områden. Dessutom konstateras avslutningsvis i analyserna att för flera av områdena är vidare studier nödvändiga. Energimyndigheten välkomnar dessa studier för att utesluta eventuella osäkerheter som kvarstår.

Energimyndigheten kan, utifrån rapporten *Perspektivplan 2025*, konstatera att Svenska kraftnäts planerade åtgärder i stamnätet för att ansluta ny vindkraft är omfattande och flera ligger sent i förhållande till måluppfyllelsen år 2020. I SE2 saknas det idag ledig kapacitet för nya anslutningar i delar av 220 kV-nätet samtidigt som SE2 är det elområde som har flest tillståndsgiven landbaserad vindkraft. Svenska kraftnät planerar att genomföra åtgärder som minskar belastningen mellan 2014–2018. I SE2 och SE3 finns planerade ledningar för anslutning av ny vindkraft i tidsintervall som sträcker sig till efter 2020. Vidare så beslutar Svenska kraftnät inte om åtgärder för anslutning av ny vindkraft så länge det är osäkert om produktionen verkligen blir av, var den förläggs och hur stor den blir. Dessutom är tillståndprocessen lång för åtgärder i stamnätet. Detta betyder att investeringsbeslut för anläggningar som medför åtgärder i stamnätet bör beslutas i god före år 2020 för att anläggningarna ska hinna byggas, anslutas och inkluderas i måluppfyllnaden. Om flera investeringsbeslut dröjer, får Svenska kraftnät en högre belastning på kortare tid och det kan bli svårt att hinna förstärka nätet och bygga de ledningar och anslutningar som krävs i tid till 2020. Även eventuella förseningar i de nätförstärkningarna som behövs för att minska belastningen i nätet samt de ledningar som behöver byggas för anslutning av ny vindkraft kan medföra en risk för måluppfyllelsen.

Om betydande andel förnybar elproduktion placeras i SE1 och SE2 innan Svenska kraftnät har genomfört sina planerade åtgärder för ökad överföringskapacitet mellan SE1-SE2-SE3 kan brist på kapacitet uppstå. Brist på överföringskapacitet leder till mer frekventa prisskillnader mellan elområdena. Risken för frekventa prisskillnader över ett flertal år, kan leda till att investerarna avvaktar med investering tills att Svenska kraftnät genomfört sina planerade åtgärder. Då finns risk att när väl investeringsbeslut fattas, hinner inte anläggningarna att vara på plats till 2020.

Flera länder i Europa har och planerar för att införa kapacitetsmarknader. Beroende på hur marknaderna utformas kan det medföra ett minskat behovet av överföringskapacitet mellan länderna och det orsakar i så fall en risk att planerade kablar mellan länderna inte verkställs. I Norden förväntas ett stort elenergiöverskott, och om de planerade kablarna inte byggs riskerar således kraften att stängas inne. Detta bedömer Energimyndigheten inte är en risk för måluppfyllelsen inom elcertifikat-systemet för 2020 men kan påverka utbyggnaden av förnybar el ur ett längre perspektiv.

5.3 Transparens på elcertifikatsmarknaden

En gemensam elcertifikatsmarknad kräver koordinering av sammanställningar och spridning av information från Energimyndigheten och NVE. För att ge svenska och norska aktörer samma förutsättningar att handla på samma premisser bör informationen publiceras vid samma tidpunkt i de båda länderna. Energimyndigheten har tillsammans med NVE utarbetat en kommunikationsplan²⁰ som berör de gemensamma informationsinsatser som ska samordnas mellan myndigheterna. På detta vis synkroniseras den marknadspåverkande information som ges ut av de båda myndigheterna. I Tabell 9 framgår olika typer av information som respektive myndighet ger ut samt med vilken frekvens detta sker.

Tabell 9: Information som Energimyndigheten och NVE ger ut samt med vilken frekvens

| Typ av information | Frekvens | |
|----------------------------------|---------------------|---------------------|
| | Sverige | Norge |
| Lista över godkända anläggningar | En gång per kvartal | Realtid |
| Kvotpliktig elanvändning | En gång per år | En gång per kvartal |
| Nyhetsbrev | Löpande | Löpande |
| Pressmeddelande | Löpande | |
| Gemensam årsrapport | En gång per år | |
| Tillståndsgivna projekt | - | En gång per kvartal |

Energimyndigheten presenterar på sin webbplats kvartalsvis listor över godkända anläggningar inom elcertifikatsystemet. Dessa listor innehåller bland annat information om typ av energikälla, förväntad normalårsproduktion och installerad effekt. Utifrån dessa listor kan således en sammanställning på hur många anläggningar som godkänts för tilldelning av elcertifikat och anläggningarnas förväntade normalårsproduktion göras. På webbplatsen finns även information om fastställda kvoter, kvotpliktig elanvändning och annullerade elcertifikat.

På Svenska kraftnäts webbplats för kontorföringssystemet Cesar finns information om utfärdade elcertifikat uppdelat på energikälla, antal annullerade elcertifikat per år samt löpande uppgift om genomförda transaktioner inkluderat pris per elcertifikat och datum.

NVE har på sin webbplats i realtid information om antal godkända anläggningar, antal ansökningar under beredning och presenterar kvartalsvis den kvotpliktiga elanvändningen. NVE publicerar även kvartalsvis uppdateringar om tillståndsgivna projekt och anläggningar som är under byggnation. Tillståndprocessen är mer centraliserad i Norge än vad den är i Sverige vilket även ger NVE möjlighet till att sammanställa och publicera mer information om tillstånd och anläggningar under byggnation.

²⁰ Kommunikationsplan: en svensk-norsk elcertifikatsmarknad. Kommunikationsplanen antogs av kommittén för den svensk-norska elcertifikatsmarknaden den 11 december 2012

Pressmeddelande som berör elcertifikatsmarknaden samordnas mellan Energimyndigheten och NVE. Energimyndigheten och NVE tar även fram en gemensam årsrapport om den svensk-norska elcertifikatsmarknaden. Rapporten innehåller information om systemets funktion samt statistik och viktiga händelser för året som gått. Myndigheterna skickar därtill ut nyhetsbrev kontinuerligt under året.

5.3.1 Brist på information ökar osäkerheten

Under hearingens gruppdiskussion behandlades bland annat området ”Prisinformation och marknadens transparens”.

Under gruppdiskussionerna inkom många synpunkter som kan hänföras till tillgång och spridning av information. Synpunkterna sammanfattats nedan:

- Bättre marknadsinformation om utbud och efterfrågan eftersöks.
- Mindre aktörer har begränsad tillgång till prisinformation och prognoser.
- Spridning av information måste samordnas mellan Energimyndigheten och NVE.

Att döma av de synpunkter som listas ovan efterfrågas mer och tydligare information om det framtida utbudet och efterfrågan. Brist på information om hur stora produktionsvolymerna som är på väg in i systemet samt den framtida efterfrågan kan öka osäkerheten vid investeringsbeslut i förnybar elproduktion samt försvåra analys- och prognosarbete vad gäller elcertifikatpris och utbyggnadstakt. I och med den gemensamma marknaden med Norge krävs dessutom ett gränsöverskridande arbete med sammanställning och spridning av information. Att informationen ges ut vid samma tidpunkt i båda länderna är avgörande för att ge alla aktörer lika förutsättningar och möjlighet att agera på lika villkor.

Om investerare i förnybar elproduktion saknar uppgift om hur stora produktionsvolymerna som är på väg in i elcertifikatsystemet är det svårt att avgöra hur mycket som måste byggas för att uppnå målet. Det blir därför svårbedömt om aktuellt projekt bidrar till att öka reserven, med risk för lägre elcertifikatpriser som följd, eller om det förväntas brist på utbudssidan och aktuellt projekt är behövligt för måluppfyllelsen. Detta är något som kan skapa osäkerhet i synnerhet runt 2020 när de ”sista” anläggningarna godkänns som kan tillgodoräknas i måluppfyllelsen.

Bristen på information kan även leda till att marknaden sätter ett elcertifikatpris baserat på ofullständigt underlag. Om det råder brist på tillkommande projekt eller om det finns ett överskott till följd av snabb utbyggnadstakt, utan att marknaden har korrekt information om situationen, kommer elcertifikatpriset hamna på en missvisande nivå. I de fall marknaden egentligen skulle ha signalerat om en uppåtgående pristrend på elcertifikat med ökad investeringstakt som följd, sker inte den utbyggnad som i teorin kan förväntas.

Det motsatta kan inträffa då ett överskott av elcertifikat byggts upp eller är på väg att byggas upp, men där informationsbristen leder till att marknaden är ovetandes om situationen varför elcertifikatpriset inte förändras. En sådan situation innebär att de investeringsbeslut som fattas baseras på ett felaktigt pris som riskerar att ge mindre lönsamma projekt än kalkylerat.

Av andra synpunkter som inkommit i samband med hearingen framgick bland annat att mindre aktörer har begränsad tillgång till prisinformation och prognoser. Det skulle i sådana fall innebära att det finns skillnader mellan vilken information olika typer av aktörer på marknaden har till sitt förfogande och som därmed ger aktörer olika förutsättningar att handla och agera inom elcertifikatsystemet. Större aktörer har ofta mer resurser än små aktörer och kan på egen hand samla och sammanställa information som grund för egna analyser.

5.3.2 Utökad information om utbyggnadstakten

Vid hearingen kom synpunkter angående behovet av en förbättrad information om det framtida utbudet och efterfrågan av elcertifikat. Med anledning av detta sökte Energimyndigheten vid det skriftliga samrådsförfarandet förslag på hur marknaden skulle kunna bidra till förbättringar i detta avseende. Förslagen från aktörer samt Energimyndighetens bedömning av dessa återfinns nedan.

På användarrådet samt i yttranden under det skriftliga samrådet har det framkommit i huvudsak tre olika förslag för hur en sammanställning av investeringsbeslut och anläggningar under byggnation skulle kunna ske. Majoriteten av användarrådet ansåg att inrapporteringen skulle vara tvingande och inte på frivilligbasis, vilket även framgick i flera skriftliga synpunkter inom det skriftliga samrådet. Detta med anledning av att säkra rapporteringens kvalitet och tillförlitlighet. Nedan följer en sammanställning av de förslag som lades fram följt av Energimyndighetens bedömning av dessa. *Kursiv text* avser synpunkter som lämnats in till Energimyndigheten från aktörer inom det skriftliga samrådet.

- *Införa ett krav på att aktörerna skickar in en anmälan till Energimyndigheten när investeringsbeslut är fattat. När ett investeringsbeslut är fattat är informationen redan officiell vilket gör att den inte borde ses som en känslig uppgift för företaget. Det som däremot inte finns idag är sammanställd information om alla projekt med investeringsbeslut. Ett förslag på konsekvens för aktören om denna anmälan inte skickas in skulle kunna vara att anläggningen får stå helt utanför elcertifikatsystemet och därmed inte få möjlighet till tilldelning av elcertifikat vid driftstarten. En annan alternativ följd som framfördes var att anläggningen istället skulle få en reducerad tilldelning av elcertifikat för sin elproduktion.*
- *Det finns möjlighet för elcertifikatmäklaren Svensk Kraftmäklare (SKM) att upprätta en inrapporteringsfunktion (liknande den som idag finns hos Nordpool) och sjösätta denna på relativt kort varsel. Denna inrapportering av investeringsbeslut skulle då ske på frivilligbasis.*
- *Utveckla Vindbrukskollen. För att utveckla portalen ytterligare skulle en användargrupp kunna tillsättas.*

Energimyndigheten har utrett frågan vidare och analyserat följande sätt att samla in uppgifter om investeringsbesluten; via lagen om elcertifikat (1), SKM (2) och vindbrukskollen (3). Energimyndigheten har utöver de inkomna förslagen även identifierat möjligheten att inkludera uppgiftslämnandet inom energistatistiken (4).

1. Elcertifikatsystemet är frivilligt stöd för producenter av förnybar el och det ställs därmed i lagen om elcertifikat inte krav på producenterna att ansöka om godkännande av anläggning för tilldelning av elcertifikat. Att i ett frivilligt system för producenter införa ett krav på anmälan som omfattar elproduktionsanläggningar som ännu inte är i drift eller ingår i elcertifikatsystemet är oproportionerligt.

Energimyndigheten har inget förslag på lagteknisk lösning men vill inte utesluta att det finns en. Att påvisa att elcertifikatsystemet inte fungerar på ett korrekt sätt kan utgöra en förutsättning för eventuell lagändring som möjliggör inrapportering av projektuppgifter. Möjligheterna till att utveckla elcertifikatlagen bör utredas vidare om inga andra alternativ bedöms som genomförbara och ge ett tillförlitligt resultat. Denna typ av lagändring innebär en utvidgning av elcertifikatsystemet och genomförandeprocessen innefattar därför bland annat en konsekvensanalys. Energimyndigheten bedömer därmed att det kan ta upp till två år från det att arbetet med en ändring av lagen påbörjas till dess att den nya lagen implementeras.

2. En inrapporteringsfunktion på SKM:s webbplats skulle kunna vara ett alternativ för sammanställning av fattade investeringsbeslut. En fördel är möjligheten till att registret kan upprättas på kort varsel. Risken med ett frivilligt inrapporteringsystem är dock att registret eventuellt inte blir heltäckande.
3. Det finns i dagsläget ingen information i Vindbrukskollen om fattade investeringsbeslut eller anläggningar under byggnation då det inte ingår i det ursprungliga syftet med databasen. Det skulle däremot kunna utredas vilken information som aktörerna i dagsläget saknar och för att sedan om möjligt komplettera Vindbrukskollen med sådan. En fördel med detta alternativ är att Vindbrukskollen är ett befintligt system som är tekniskt möjligt att anpassa för att även ta in information om investeringsbeslut.

Vindbrukskollens e-tjänst är i dagsläget under infasning för användandet av vindkraftsprojektörer och tillståndsmyndigheter. Databasen innehåller därför inte än alla uppförda och projekterade verk med rätt status (men en väldigt hög andel) samt framförallt uppvisar brister i tillhörande standarduppgifter såsom grundläggande tekniska specifikationer, förväntad produktion etc. En nackdel i nuläget är att det är frivilligt att lämna uppgifter om anläggningarna i databasen och det därför inte finns någon garanti att databasen innehåller samtliga och aktuella uppgifter. I Vindbrukskollen samlas endast information om vindkraft.

Regleringsbrevet för budgetåret 2014²¹ innehåller ett uppdrag till Energimyndigheten om vidareutveckling av Vindbrukskollen. Uppdraget innebär att Energimyndigheten i samråd med berörda aktörer ska identifiera brister i nuvarande databas och ge förslag till hur dessa kan åtgärdas samt bidra till dess genomförande. Myndigheten ska också utreda förutsättningarna för att databasen ska kunna innehålla information om vilka projekt med tillstånd som börjat byggas. Förslag på hur sådana uppgifter kan hämtas in ska redovisas. Uppdraget ska rapporteras till Regeringskansliet senast den 30 april 2014.

²¹ Regleringsbrevet för budgetåret 2014 avseende Statens energimyndighet inom utgiftsområde 21 Energi, 19 december 2013

4. Ett alternativ är att företagen beslutas bli uppgiftsskyldiga gällande fattade investeringsbeslut inom Energistatistiken. Energimyndigheten är statistikansvarig myndighet för ämnesområdet energi. Den officiella statistiken ska finnas för allmän information, utredningsverksamhet och forskning²². På uppdrag av Energimyndigheten samlar utomstående statistikproducenter in och sammanställer uppgifter till den officiella statistiken. Energimyndigheten publicerar sedan resultatet i Statistiska meddelanden. Detta alternativ kräver att en ny föreskrift tas fram. Utöver det förutsätter det att statistikproducenterna har resurser för att samla in och sammanställa informationen. Energimyndigheten bedömer att förutsättningarna för detta alternativ måste utredas vidare.

Ansökningar om förhandsbesked

Det finns även anläggningar som kan bli godkända för tilldelning av elcertifikat men inte alltid behöver ansöka om nya tillstånd, till exempel vid effektiviseringar eller ombyggnationer inom befintliga vattenkraft- och biobränslekraftanläggningar. Innehavarna ansöker ofta om förhandsbesked om tilldelning av elcertifikat för sådana åtgärder. Energimyndigheten har möjlighet att publicera uppgifter från inkomna ansökningshandlingar. Det skulle innebära att aktörerna får information om anläggningar som planerar att genomföra åtgärder innan ansökan godkänns eller avslås. Detta som ett led i att ytterligare visa på planerade utbyggnader.

Energimyndighetens bedömning

Brist på information kan bidra till osäkerhet vid investeringsbeslut i förnybar elproduktion samt försvåra analys- och prognosarbete av elcertifikatsmarknaden. En avsaknad av information kan därmed påverka utbyggnadstakten. Energimyndigheten anser att utökad information om hur stora produktionsvolymerna som är på väg in i elcertifikatsystemet bidrar till att förbättra elcertifikatmarknadens funktionssätt. Energimyndigheten bedömer att det skulle öka marknadens transparens om sådan information finns samlad och offentlig för aktörerna. Det finns flera alternativ på hur det skulle komma att utföras.

En möjlig väg är att använda Vindbrukskollen som verktyg för inrapportering av uppgifter om investeringsbeslut samt anläggningar under byggnation. En fördel med Vindbrukskollen är att det är ett befintligt system som är tekniskt möjligt att anpassa för att även ta in information om sådant. En ytterligare utvecklingsmöjlighet är att utöka databasen att innefatta samtliga energikällor som berättigar till elcertifikat. Behovet av och nyttan med att utöka databasen med information om tillstånd för övriga energislag behöver utredas vidare. Att även införa någon form av obligatoriskt moment i Vindbrukskollen skulle kvalitetssäkra databasen samt göra den mer komplett och pålitlig. Eventuellt kan denna fråga ingå i Energimyndighetens uppdrag enligt regleringsbrevet om vidareutveckling av Vindbrukskollen.

²² 3 § lagen (2001:99) om den officiella statistiken.

Ett annat alternativ är att göra företagen uppgiftskyldiga enligt energistatistiken men Energimyndigheten behöver utreda förslaget ytterligare innan det kan bedömas som genomförbart.

En ändring i elcertifikatslagen för att tillgodose behovet om utökad information om fattade investeringsbeslut skulle innebära en utvidgning av lagen som ger Energimyndigheten möjligheten att förelägga producenter, som idag frivilligt kan ansöka om elcertifikat, att anmäla när de fattar investeringsbeslut. Energimyndigheten ser begränsade möjligheter att utvidga lagen i den omfattningen. Utöver det bedöms genomförandeprocessen i nuläget som lång och effekten av lagändringen kan därmed begränsad fram till år 2020.

Med ett frivilligt system för insamling av information om fattade investeringsbeslut är det mycket viktigt att aktörerna på marknaden förstår vikten av att rapportera och regelbundet meddela de nya beslut som fattas. Utan ett sådant engagemang kommer det finnas ett tekniskt fungerande system men som på grund av bristande data inte kommer att ge en korrekt bild över den planerade utbyggnaden.

En lösning tills vidare skulle kunna vara att SKM, eller annan lämplig aktör, på sin webbplats ger möjlighet för aktörerna att meddela fattade investeringsbeslut. Om detta visar sig framgångsrikt är det en möjlig väg att utveckla vidare.

5.3.3 Information om kvotpliktig elanvändning

Det har inkommit synpunkter, dels vid hearingen och dels i samrådsvar, att det finns ett behov av ökad transparens gällande den kvotpliktiga elanvändningen i Sverige under året. Den totala kvotpliktiga elen avseende beräkningsåret är känd en gång per år direkt efter annulleringstillfället. De förbättringsåtgärder som framförts är att det bör införas krav på att de kvotpliktiga aktörerna ska deklarerat mer frekvent och att annullering bör ske oftare, tex kvartalsvis. Detta skulle enligt synpunkterna medföra en ökad likviditet och handel med elcertifikat under året. Under vissa perioder under året finns idag svårighet för producenter att avyttra elcertifikat på grund av att likviditet är låg, vilket på sikt kan leda till att producenterna får svårighet att fullgöra sina ekonomiska förpliktelser. Det finns även en ökad risk för manipulation av elcertifikatpriset i perioder av låg likviditet och handel med elcertifikat vilket kan minska trovärdigheten för systemet.

Energimyndighetens bedömning

Energimyndigheten bedömer att en ökad transparens av den kvotpliktiga elanvändningen kan förbättra marknads funktion.

Energimyndigheten anser vidare att ett krav på att införa deklARATIONSSKYLDIGHET och annullering vid ett flertal tillfällen per år skulle öka den administrativa bördan betydligt, dels för de kvotpliktiga aktörerna och dels för myndigheterna. Utöver det finns information på marknaden över använd el i Sverige. Energimyndigheten vill belysa att det är viktigt att marknads aktörer, för att kunna göra korrekta analyser av den kvotpliktiga elanvändningen för ett beräkningsår, har kunskap

om att den kvotpliktiga elanvändningen i Sverige baseras på fakturerad el under beräkningsåret. Detta innebär i praktiken att kvotpliktig el (fakturerad el) till största del baseras på använd el mellan perioden 1 december till och med 30 november och inte perioden 1 januari till och med den 31 december.

Ett alternativt förfarande är att ett krav införs på elleverantörerna att rapportera in fakturerad el en gång per kvartal. En fördel med en sådan lösning är att den administrativa bördan för både aktörerna och myndigheten hålls nere, även om det inte går att bortse ifrån att det är en tillkommande börda, jämfört med om deklarerings skulle ha skett flera gånger per år. Inrapporteringen bör då kunna ske elektroniskt och presenteras på Energimyndighetens webbplats. Energimyndigheten bedömer att en sådan lösning skulle kunna ge den information som marknaden eftersöker men med en mer rimlig arbetsinsats för berörda parter. Det är dock inte säkert att denna lösning ökar likviditeten på marknaden.

5.4 Prissignaler

Elpris och elcertifikatspris är två viktiga parametrar som påverkar aktörers investeringsvilja i utbyggnad av förnybar elproduktion. Summan av elpris och elcertifikatspris bör, under de år en anläggning tilldelas elcertifikat, täcka elproduktionskostnaden för att ett projekt ska vara lönsamt. Om produktionskostnaden överstiger intäkten från elpris och elcertifikatpris kan investeringsviljan på den gemensamma marknaden komma att påverkas negativt. Denna rapport innehåller inte någon prognos över el- och elcertifikatpris. Däremot har Energimyndigheten valt att analysera de bakomliggande faktorerna till elcertifikatprisets bildning. Prisnivån på el, elcertifikat och reservens storlek påverkar aktörernas investeringsvilja och därmed hur mycket förnybar elproduktion som tillkommer i den gemensamma marknaden.

Priset på elcertifikat styrs utifrån utbud och efterfrågan. Utbudet av elcertifikat ges av mängden producerad elcertifikatsberättigad el. Produktionen av elcertifikatsberättigad el beror förutom på utbyggnadstakten även av yttre faktorer såsom vind, nederbörd och temperatur. Efterfrågan styrs utifrån kvoternas storlek samt elanvändningen. Det är upp till elproducenten att avgöra när denne ska sälja elcertifikaten. Möjligheten för producenten att vänta med försäljningen och på så vis att ”spara” elcertifikaten bidrar även till det förväntade framtida utbudet som i sin tur påverkar prisbildningen. Ett underskott eller förväntat underskott av elcertifikat på marknaden innebär en prisstegring (hög prissignal), medan ett överskott (reserv) eller förväntat överskott av elcertifikat bidrar till att priset pressas (låg prissignal). För att marknaden ska fungera krävs en reserv, detta för att bibehålla en god likviditet samt balansera utbud och efterfrågan. En reserv behövs då alla elcertifikat på marknaden inte alltid är handlingsbara.

5.4.1 Felaktigt låga prissignaler

Det är viktigt att korrekta prissignaler förmedlas till marknaden. I dagsläget är prissignalen relativt låg på grund av en alltför stor reserv av elcertifikat. Detta ger en missvisande signal till marknaden då det framstår som att utbyggnadstakten

är tillräcklig för att nå målet år 2020. Den nuvarande reservens storlek beror i huvudsak på tre faktorer:

- den reserv som ackumulerats sedan elcertifikatsystemets start år 2003,
- en lägre kvotpliktig elanvändning i Sverige än vad som förutsågs då de nuvarande svenska kvoterna sattes, samt
- att utbyggnaden av förnybar elproduktion i Sverige innan den 1 januari 2012 blev större än vad som antagits inför avtalet med Norge.

Energimyndighetens bedömning

Den stora reserven av elcertifikat som finns idag kan medföra att inte en lika stor andel förnybar elproduktion som antagits i avtalet behöver tillkomma, detta då den befintliga reserven istället kan användas för att fullgöra kvotplikten. Att det finns en stor reserv i nuläget betyder alltså inte att utbyggnaden är tillräcklig för att nå målet. Risken med den stora reserven är felaktigt låga prissignaler som kan resultera i att investerarna bygger för sent för att produktionen ska kunna räknas till måluppfyllelsen 2020. Justeringen av kvoterna enligt ett annat deluppdrag inom kontrollstationen ska bland annat medföra att reservens storlek anpassas till en mer rimlig nivå. Det finns en risk att investeringsbeslut annars i för stor grad baseras på reservens storlek och inte på vad som behövs byggas ut för att nå målet.

5.4.2 Tröghet i systemet vid låga och höga prissignaler

En låg prissignal, som ges vid ett överskott eller ett förväntat överskott av elcertifikat, kan bidra till en minskad investeringsvilja hos aktörerna. En låg prissignal kan exempelvis uppstå om det snabbt byggs ut en stor volym förnybar elproduktion. Följden av en låg prissignal kan då bli att aktörerna antar att andra företag redan bygger och låter bli att investera själva. Reserven börjar då minska på grund av att antalet elcertifikat på marknaden blir färre, vilket i sin tur åter kan ge en ökad prissignal. En beskrivning om hur elcertifikatpriserna har varierat sedan elcertifikatsystemets introduktion ges i huvudrapporten för Kontrollstation 2015²³.

Det finns en tröghet i marknaden som kan medföra att reaktionen blir långsam vid en övergång från en låg till en hög prissignal. Denna tröghet bygger på den fördröjning i tid som uppstår från det att aktören åter vill investera (efter att prissignalen gått upp till önskad nivå) till det att den aktuella anläggningen faktiskt är tagen i drift. Projekt med alla tillstånd klara och som endast inväntar en lämplig prissignal kan bli förverkligade inom en kortare tidperiod än helt nya projekt då ledtiderna för tillståndsprocesserna kan räknas bort. Trögheten i systemet kan vid en förändring från en låg till en hög prissignal påverka att utbyggnaden stannar upp och sedan inte hinner återhämta sig tillräckligt snabbt under den relativt korta tid som är kvar till 2020. Ett sådant scenario utgör därför en risk att målet inte nås

²³ Delrapport Historisk utveckling av det svenska elcertifikatsystemet, Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2015.

i tid. Om trögheten i systemet medför att utbyggnaden stannar upp under en period för att sedan återhämta sig med en kraftig utbyggnad finns ytterligare en risk. Denna utgörs av om många aktörer vill investera vid samma tidpunkt och att det då inte längre finns tillräcklig kapacitet för utbyggnaden i branschen (med avseende på till exempel entreprenörer och nät). Det kan medföra att ledtiden fram till driftstart kan komma att förlängas ytterligare.

En för hög prissignal leder istället till en ökad investeringsvilja och att mer förnybar elproduktion byggs ut än vad som är nödvändigt i förhållande till målet. Det är inte en risk för måluppfyllnaden i sig men kan istället medföra att investerarna inte kan tillgodoräkna sig den intäkt som förväntats vid investeringsbeslutet.

Energimyndighetens bedömning

Energimyndigheten bedömer att trögheten i systemet kan vara en riskfaktor för måluppfyllelsen. Transparensen i elcertifikatsystemet är därför av vikt för att synliggöra för investerarna huruvida deras projekt bör förverkligas eller ej. Trögheten i sig är svår att påverka, men med tydligare information om den planerade utbyggnaden underlättas avgörandet för den enskilde aktören om att fatta investeringsbeslut eller att avstå. Förslagen till utökad information i kapitel 3.4 är på så vis ett led i att motverka denna risk.

5.5 Finansiering

Tillgång till kapital för investering i förnybar el är avgörande för måluppfyllelsen. Finns inte tillräckligt med kapital från finansiärer kommer utbyggnaden att avstanna. I samband med Energimyndighetens hearing framfördes att främst större producenter bidrar till utbyggnaden av förnybar el eftersom det är svårt för mindre producenter att få tillgång till kapital. Energimyndigheten har även hämtat in synpunkter från banker och investerare dels vid NVEs temamöte om finansiering av kraftverk under hösten 2013 och dels vid enskilda möten med ett antal banker och investerare.

Olika typer av investerare

För att en bank ska bevilja lån krävs att aktören kan presentera ett projekt som uppfyller bankens krav. Krav ställs vanligtvis på vindläge, miljötillstånd, tillstånd att ansluta anläggningen till nätet, kontrakt med leverantör av anläggningen och kontrakt för drift och underhåll. Utöver det kräver bankerna även att producenten prissäkrar intäkten för elproduktionen genom terminskontrakt för el och elcertifikat på flera år. Andra typer av finansiärer ställer på samma sätt som bankerna krav på projektets kvalité för att en investering ska genomföras.

Investerare till enstaka projekt är ofta enskilda firmor, handelsbolag eller privatpersoner. Dessa är i regel beroende av att banker lånar ut pengar till investeringen, eller att ytterligare aktörer går in som medfinansiärer.

Investerare i förnybar elproduktion som inom företaget även har andra verksamheter, såsom kraftbolag, kommuner och fastighetsbolag, har intäkter från andra

produkter och tjänster att använda som säkerhet. Dessa övriga intäkter gör att företagets kreditvärdighet ökar och aktörens möjlighet att beviljas lån förbättras.

Investorerare till större vindkraftsprojekt har även konkurrensfördelar, dels genom att de har ett bättre förhandlingsläge om att erhålla ett lägre pris per turbin och att de kan slå ut kostnader i projektet på fler turbiner.

Vissa typer av företag har lägre krav på avkastning. Det gäller till exempel företag och privatpersoner som äger vindkraftverk och den el de producerar och förbrukar själv är energiskattebefriad. Det finns även internationella aktörer som investerar i nya anläggningar i Sverige och som har helt andra förutsättningar och villkor att förhålla sig till och därmed andra avkastningskrav. En typ av internationell aktör som visar intresse för investeringar på den svensk-norska elcertifikatsmarknaden är pensionsfonder som har eget kapital att investera med.

Osäkerhet vid investeringar

Investorerare och banker har framfört synpunkter om att systemet har svagheter som volatila och oförutsägbara priser. De menar att likviditeten på marknaden är låg och det råder brist på marknadsinformation. Bristen på information utgörs av att det dels finns ett betydande överskott på tillståndsgivna vindkraftsprojekt, i jämförelse med måluppfyllelsen, och det saknas information om beslutade investeringar. På efterfrågesidan består bristen av att information om kvotpliktig elanvändning endast presenteras en gång per år. Finansiärerna menar att bristen på transparens, och därmed osäkerheten, är ett så pass stort problem att beslut om investering kan utebli även om intäkterna från el- och elcertifikat skulle öka framöver.

Banker som finansierar i förnybar elproduktion, kräver med anledning av den osäkerhet de upplever gällande framtida elcertifikatpriser, att producenten pris-säkrar intäkten för elproduktionen genom terminskontrakt för el och elcertifikat på flera år. Problemet är att det saknas efterfrågan på elcertifikat så långt fram i tiden.

Det har förekommit att banker och investorerare placerat kapital i projekt som sedan blivit olönsamma. Investeringsbeslut har baserats på prognoser för el- och elcertifikatpriser som sedan skilt sig mycket åt från utfallet. Ett av skälen som framförts, gällande elcertifikatpriset, är den teknikutveckling som skett inom vindkraft och som lett till lägre elproduktionskostnader.

Baserat på analyser från marknadskonsulter bedömer bankerna att priset på elcertifikat sätts av marginalkostnaden för vindkraft, vilket medför att priset på elcertifikat pressas i takt med vindkraftens fortsatta teknikutveckling. Utöver det antar de att elpriset de närmsta åren förblir konstant eller sjunkande i takt med att mer el matas in i det svenska elsystemet. Detta innebär att den totala intäkten från försäljning av el och elcertifikat för en investering i ny förnybar elproduktion förväntas sjunka. Därför riskerar existerande projekt att gå med förlust då aktören haft högre prisförväntningar vid investeringen. De belyser att i ett enbart marknadsbaserat system skyddas inte de äldre projekten vilket leder till att banker och investorerare tvekar till att finansiera nya projekt.

Vidare framför de att om stora aktörer på marknaden får dålig lönsamhet i befintliga projekt kan det leda till att investerare och banker i Sverige och internationellt får uppfattningen av att marknadsbaserade stödsystem är osäkra att investera i.

Ovanstående osäkerheter har enligt uppgifter från banker och investerare bidragit till att intresset av att investera i förnybar elproduktion, särskilt under andra halvan av 2013, minskat betydligt.

Energimyndighetens bedömning

Energimyndigheten bedömer att det finns kapital på marknaden som aktörer med goda förutsättningar kan få tillgång till. Det pressade prisläget och osäkerheten på marknaden har medfört att finansierarna ställer höga krav på projekten och att elcertifikatpriset måste säkras på ett flertal år framöver. Det finns en risk att banker och investerares osäkerhet över elcertifikatprisets utveckling, med anledning av brist på transparens och erfarenheter från projekt med dålig lönsamhet, medför att de avvaktar med finansiering i Sverige och Norge. För de aktörer som varken prissäkrar till dagens elcertifikatpriser eller har eget kapital att investera i förnybar elproduktion riskerar projekten att senareläggas eller inte genomföras.

En ökad transparens på marknaden genom mer information om tillkommande utbyggnad och kvotpliktig elanvändning skulle öka förutsättningarna för att bedöma resterande behov av utbyggnad och därmed framtida elcertifikatpriser. Det är viktigt att investeraren förstår marknaden och är medveten om, och vid investeringsbeslut tar hänsyn till, att det är reservens storlek och marginalkostnaden på förnybar elproduktion som sätter priset på elcertifikaten och att dessa två parametrar varierar över tid.

Energimyndighetens samlade bedömning är att möjligheten till finansiering av projekt, utifrån dagens förutsättningar, kan utgöra en risk för att utbyggnaden inte hinner ske i tid till måluppfyllelsen.

5.6 Framtida mål för förnybar energi efter 2020

EU:s mål om 20 procent förnybar elanvändning sträcker sig fram till år 2020 och vad som händer med målet efter 2020 är i nuläget oklart. Utifrån EU:s mål om 20 % förnybar elanvändning har Norge och Sverige ett mål inom den gemensamma elcertifikatmarknaden om att öka den förnybara elproduktionen med 26,4 TWh från 2012 till och med 2020.

Det finns en mängd olika faktorer att ta hänsyn i samband med ett investeringsbeslut och besluten tas utifrån bedömningar av de förutsättningar som är kända. Att ambitionsnivån inom elcertifikatsmarknaden flera gånger har höjts innebär att marknaden inte har behövt ta samma hänsyn till mållåret. Investerarna kommer nu att behöva ta hänsyn till aspekter som de tidigare inte har behövt reflektera över. Anläggningar i Norge måste tas i drift före den 1 januari 2021 för att ha rätt till elcertifikat och analyser om hur mycket som byggs till 2020 är två faktorer som kommer att ha mer betydelse i framtida beslut. Oklarhet om vad som kan komma

att ske efter 2020 när det gäller eventuella nya mål kan även påverka men i detta avsnitt beskrivs endast de frågor som har med målet 2020 att göra, vilket har mer direkt koppling till elcertifikatsmarknaden.

Norska begränsningsregler för 2020 kan leda till att projekt med långa ledtider eller projekt som planeras att bli färdigställda nära målet inte blir av eller att de tidigareläggs om så är möjligt. Till skillnad mot Sverige har Norge ett regelverk som säger att anläggningar som tas i drift efter den 31 december 2020 inte har rätt till elcertifikat. Detta innebär en ökad risk för norska projekt som planläggs att tas i drift nära år 2020. En effekt av detta kan bli att vissa projekt tidigareläggs vilket är positivt för att nå målet men det kan även innebära att projekt som försenas kan gå miste om intäkter från elcertifikat. Det finns alltså en tidsmässig risk för norska projekt som investerarna måste hantera.

Korrekta marknadssignaler är en nödvändighet för att målet ska nås på ett effektivt sätt. För Sverige och Norge är det viktigt att målet nås till 2020 då mer förnybar elproduktion bidrar till att ländernas åtaganden enligt förnybartdirektivet nås. För elcertifikatsmarknaden har målet inte samma betydelse, där har utbud och efterfrågan på kort och lång sikt mer betydelse. Marknadssignalerna ska driva utbyggnaden framåt mot målet om 26,4 TWh nås men att det nås exakt 2020 är inte lika viktigt sett ur ett marknadsperspektiv. Om det byggs för mycket till 2020 kommer det att skapas ett överskott som kommer att ha påverkan på pris och om det byggs för lite kommer även detta att ha påverkan. För att marknadssignalerna ska styra på ett korrekt sätt mot målet krävs bra analyser av bland annat pågående utbyggnad. Analyser av hur mycket som investeras i Sverige och Norge kommer att få en allt mer betydelse för marknaden och utan bra analyser ökar osäkerheten för investerarna.

Osäkerhet kring utbyggnadstakt och elcertifikatsmarknadens funktion efter 2020 kan leda till att investerarna avvaktar med beslut eller att investeringen uteblir vilket kan ge en dämpad utbyggnadstakt. God kundskap om genomförda investeringsbeslut är en faktor som påverkar risken för investerarna. Prisrisken kan även komma att öka för projekt som planläggs i slutet av detta årtionde till följd av okunskap om hur elcertifikatsmarknaden kommer att fungera efter år 2020 då efterfrågan succesivt börjar trappas ner. Å andra sidan kan en dämpad utbyggnadstakt innebära att analysernas noggrannhet ökar vilket skapar förutsättningar för att nå målet.

Energimyndighetens bedömning

Den osäkerhet som elcertifikatsmarknadens aktörer har uttryckt inför utbyggnadstaktens utveckling fram till 2020 samt för vad som händer efter 2020 kan utgöra en risk för utbyggnadstakten.

De norska begränsningsreglerna kan medföra att projekt faller utanför det gemensamma målet om drifttagningen för många eller större projekt försenas. Det föreligger därför en risk att utbyggnaden i Norge avstannar nära målet när tidsmarginalen för att färdigställa projektet minskar.

I avsnitt 3.2 beskrivs vikten av transparens inom systemet och att tillgång till information om utbud och efterfrågan krävs för att göra korrekta marknadsanalyser, framför allt runt 2020. Om inte tillgången till information förbättras bedömer Energimyndigheten att osäkerheten kan påverka investeringsviljan negativt med en lägre eller avstannande utbyggnadstakt som följd. Energimyndigheten anser även att en ökad transparens kan underlätta spridningen av korrekta marknads-signaler som styr utbyggnadstakten mot önskad nivå 2020, vilket är positivt för alla aktörer.

På EU-nivå pågår diskussioner om utformning av nya energi- och klimatmål till år 2030. För att undvika att osäkerheten om efter 2020 ska påverka utbyggnadstakten bör nya energipolitiska mål vara på plats i god tid före 2020.

5.6.1 Nästa kontrollstation

Inom ramen för kontrollstation 2015 görs analyser både i Sverige och i Norge för att eventuellt göra justeringar av kvotpliktskurvorna. Detta för att uppfylla ländernas åtaganden enligt traktat om en gemensam elcertifikatsmarknad och på så sätt skapa förutsättningar för att uppsatta mål nås. Kontrollstation 2015 resulterar i justerade kvoter från 2016. För att skapa långsiktighet och stabila förutsättningar för elcertifikatsmarknaden ska beslut om väsentliga ändringar i ramvillkor för elcertifikatsmarknaden ske vid en kontrollstation. Om inte rådet²⁴ fastställer något annat ska nästa kontrollstation ske om fyra år (kontrollstation 2019). Detta innebär att tidpunkten för nästa kontrollpunkt är väldigt nära måläret 2020. Åtgärder vid denna tidpunkt kan därmed ha begränsad effekt på måluppfyllnad.

Energimyndighetens bedömning

Om inte rådet fastställer annat kommer nästa kontrollstation äga rum år 2019. Då syftet med kontrollstationerna är att bedöma behovet av ändringar eller justeringar av regelverket om elcertifikat bedömer Energimyndigheten att eventuella förslag inom en kontrollstation så nära måläret riskerar att bli verkningslösa. Energimyndigheten anser därför att utvecklingen inom den gemensamma marknaden analyseras löpande för att bedöma behovet av att besluta om en tidigareläggning av nästa kontrollstation.

5.7 Genomförande av EU:s vattendirektiv

Sedan år 2000 finns ett EU-direktiv om åtgärder inom vattenpolitikens område, det så kallade ramvattendirektivet.²⁵ Ramvattendirektivet ställer i huvudsak krav på att alla vattenförekomster ska ha nått god ekologisk status till år 2015. Direktivet ger i vissa fall även möjlighet till en förlängd tidsfrist till 2021 eller

24 För att säkra att det gemensamma elcertifikatsystemet fungerar och utvecklas i enlighet med avtalet mellan Sverige och Norge om en gemensam marknad för elcertifikat har ett råd inrättats. Rådet består av representanter på departementsnivå i Sverige och Norge. Därutöver finns det en kommitté med representanter från respektive lands energimyndigheter.

25 Ramdirektivet för vatten (EG-direktiv 2000/60/EG)

2027 för att uppnå god ekologisk status. Det finns även en möjlighet att utpeka vissa vattendrag som kraftigt modifierade. För dessa vattendrag gäller istället det lägre kravet god ekologisk potential. Detta är möjligt när det rör sig om en samhällsviktig verksamhet som inte kan uppnås på ett mindre ingripande sätt. Grundprincipen är då att man ska genomföra miljöförbättrande åtgärder så långt det är möjligt utan att det medför en betydande negativ inverkan på den samhällsviktiga verksamheten.

5.7.1 Vattenverksamhetsutredningen

Vattenverksamhetsutredningen²⁶ presenterade den 1 oktober 2013 sitt delbetänkande. Utredningens huvudsyfte är hur man på ett samhällsekonomisk effektivt sätt kan se till att vattenverksamheter utformas och drivs på ett sådant sätt att miljöbalkens hänsynsregler och EU-rättens krav i förhållande till vattenkvalitet och påverkan på djur och växtliv uppfylls. I denna del av uppdraget innefattas verksamheter med vattenrättsliga tillstånd och rättigheter som meddelats före miljöbalkens ikraftträdande.

Utredningen har kommit med förslag på en helt ny prövning enligt miljöbalken. Om den nya lagen antas träder den i kraft den 1 juli 2014. Lagförslaget möjliggör för länsstyrelserna att besluta om skyldighet för verksamhetsutövare eller ansvariga för anläggningarnas underhåll att ansöka om tillstånd enligt miljöbalken. Förslaget omfattar tillståndspliktiga vattenregleringar, vattenbortledningar och vattenöverledningar samt för sådana verksamheter utförda vattenanläggningar. Således inkluderas även vattenkraftanläggningar och dammar. Av statistik som presenteras i utredningen framgår att av totalt 3 727 vattenkraftverk och regleringsdammarna saknar cirka 3 600 tillstånd enligt miljöbalken.

Ett tillstånd enligt miljöbalken för vattenkraftanläggningar är förenade med villkor som är specifika för det enskilda fallet. Vanligt förekommande är villkor om att anlägga faunapassage²⁷ förbi anläggningen, krav på minimitappning²⁸ eller bestämmelser för hur vattenreglering ska skötas. Sådana villkor inverkar negativt på kraftproduktionen då verksamhetsutövaren tvingas leda vatten i anlagd faunapassage eller på annat sätt vid sidan av kraftverket och turbinerna. Utredningen ger ingen samlad bild av konsekvenser och effekt på vattenkraftbaserad elproduktion i Sverige med avseende på de åtgärder som ofta följer ett tillstånd enligt miljöbalken. Om samtliga vattenverksamheter som inkluderas i förslaget tvingas att ansöka om tillstånd enligt miljöbalken kommer det medföra ett bortfall av elproduktion från vattenkraft. Villkor om begränsning av vattenreglering i dammar och vattenkraftverk kan komma att till viss del påverka vattenkraftens reglerfunktion negativt²⁹.

26 Ny tid ny prövning – förslag till ändrade vattenrättsliga regler (SOU 2013:69)

27 En faunapassage är en vattenväg vid sidan om vattenkraftanläggning som möjliggör att fisk och andra vattenlevande organismer kan ta sig obehindrat förbi anläggningen.

28 Minimitappning innebär ett krav på att upprätthålla lägsta nivå av vattenflöde förbi anläggningen.

29 Energimyndighetens yttrande angående Vattenverksamhetsutredningen Ny tid ny prövning – förslag till ändrade vattenrättsliga regler (SOU 2013:69), 2013.

Mot bakgrund av att det rör sig om prövningar i det enskilda fallet och att det dessutom finns möjlighet att ställa lägre krav i de vattendrag som klassificeras som kraftigt modifierade vatten är det dock svårt att bedöma storleken på förluster vad gäller produktion- och reglerförmåga. Vattenkraftens roll som reglerkraft är viktig för att balansera andra energikällor i energisystemet med mer intermittent elproduktion. Om vattenkraftens förmåga att reglera produktionen och täcka upp för vindkraft och solkraft under vindstilla och molniga dagar minskar, kan en mindre mängd vind- och solkraft eller annan intermittent elproduktion existera i det svenska elsystemet.

En prioriteringsordning utifrån exempelvis vattenkraftanläggningens påverkan på omgivningen samt hur viktig anläggningen är för Sveriges energiproduktion ska som förslag från utredningen ligga till grund för vilka anläggningar som ska tillståndsprövas. Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten har beslutat att gemensamt ta fram nationell strategi för åtgärder i vattenkraftverk i Sverige där både energi- och miljöintressen tas tillvara. Strategin ska ge länsstyrelser och myndigheter vägledning kring var miljöförbättrande åtgärder ger mest nytta och minst inverkan på energisystemet. Strategin ska även ge tydligare vägledning inför investeringar och vilken grad av miljöförbättrande åtgärder som kan krävas vid en omprövning. Detta arbete ligger helt i linje med vattenverksamhetsutredningens förslag på att en prioriteringsordning ska ligga till grund för vilka anläggningar som ska tillståndsprövas.

Utredningen föreslår även att Energimyndigheten ges i uppdrag att utpeka områden som utgör riksintresse för vattenkraftproduktion. Sådana utpekanden anges också få betydelse för en eventuell prioriteringsordning av vilka verksamheter som ska tillståndsprövas och när tillståndsprövningarna ska genomföras.

Energimyndighetens bedömning

Energimyndigheten bedömer att de miljöförbättrande åtgärder som krävs i vattenkraftanläggningar för att vattenförekomster ska nå god ekologisk status, i enlighet med vattendirektivet, inte inverkar negativt på utbyggnadstakten fram till 2020.

Vattenverksamhetsutredningen presenterade i sitt delbetänkande ett förslag till lagändring som underlättar möjligheten till tillståndsprövning av vattenkraft. Energimyndigheten bedömer att förslaget som föreslås träda i kraft först 1 juli 2014 endast kommer att ha en begränsad påverkan på utbyggnadstakten fram till 2020. Här kan även nämnas att Energimyndigheten arbetar aktivt, bland annat genom den gemensamma strategin med Havs- och vattenmyndigheten för att eventuella miljöförbättrande åtgärder ska kunna genomföras med så liten negativ påverkan som möjligt på vattenkraftens roll i energisystemet.

5.8 Övriga risker framförda av aktörer

Energimyndigheten har i detta avsnitt valt att lista andra exempel på risker för utbyggnadstakten som inkom i samband med det skriftliga samrådet. Riskerna har pekats ut av aktörer på elcertifikatsmarknaden och nedan följer Energimyndighetens bedömning av de utpekade riskernas inverkan på utbyggnadstakten till 2020.

5.8.1 Skatte- och avskrivningsskillnader

Skatte- och avskrivningssystemen för elproduktion är olika i Norge och Sverige. I respektive land kan även skillnader finnas mellan olika energikällor. Dessa skillnader påverkar produktionskostnaden dels mellan länderna och dels mellan energislagen. Det finns oro att de ekonomiska förutsättningarna blir väsentligt bättre i det ena landet eller för vissa energislag till följd av dessa skillnader.

Skillnader i skatte- och avskrivningsregler mellan länderna

Skillnader i skatte- och avskrivningsregler mellan länderna kan medföra att utbyggnaden i huvudsak sker i det ena landet.

Energimyndigheten bedömer inte att olikheterna i skatte- och avskrivningsreglerna är en riskfaktor när det gäller uppfyllnaden av det gemensamma målet inom elcertifikatsmarknaden. Sverige och Norge har gemensamt åtagit sig att öka den förnybara elproduktionen med totalt 26,4 TWh. Var utbyggnaden sker påverkar inte måluppfyllelsen. Däremot kan andra begränsande faktorer uppstå som en följd av att utbyggnaden i huvudsak sker i det ena landet, exempelvis flaskhalsar. Flaskhalsar kan uppstå exempelvis vid tillståndprocessen för bygglov, miljöbalkstillstånd och nätanslutning till följd av fler ansökningar hos kommuner, länsstyrelser och myndigheter.

Fastighetsskatt

I Sverige ingår tilldelningen av elcertifikat i fastighetsbeskattningen. I lag (1984:1052) om statlig fastighetsskatt beskrivs följande om fastighetsskatten för elproduktion:

- För industrienhet och elproduktionsenhet med undantag för vatten- och vindkraft tas fastighetsskatt ut med 0,5 procent av taxeringsvärdet,
- för vattenkraftverk tas fastighetsskatt ut med 2,8 procent av taxeringsvärdet, och
- för vindkraftverk tas fastighetsskatt ut med 0,2 procent av taxeringsvärdet.

Det har under det skriftliga samrådet inkommit synpunkter angående fastighetsbeskattningen. Det som framförts är att fastighetsbeskattningen snedvrider konkurrensen på elcertifikatsmarknaden till nackdel för svenska anläggningar. Det anses även att fastighetsbeskattningen av elcertifikat strider mot syftet med elcertifikatsystemet och därför inte borde fastighetsbeskattas. Detta med anledning av att innehavaren till den elcertifikatsberättigade anläggningen först får ett stöd för förnybar elproduktion och sedan belastas genom höjd fastighetsskatt. En konsekvens kan uttrycka sig i att innehavare till kraftvärmeanläggningar som använder elcertifikatberättigat biobränsle får betala mer i fastighetsskatt än om fossilt bränsle hade använts.

Energimyndighetens bedömning

Elcertifikatsystemet ger en extra intäkt utöver elpriset till anläggningar som producerar el från förnybara energikällor. Detta för att främja utbyggnaden av elcertifikatberättigad el för att möta målet till 2020. Energimyndigheten bedömer inte att

fastighetsbeskattningen påverkar måluppfyllelsen men välkomnar en utredning för att se vidare på om de befintliga reglerna för fastighetsbeskattning av elcertifikat är i behov av justeringar och huruvida elcertifikat bör fastighetsbeskattas.

Skattefrihet för vindkraft

Enligt 11 kap. 2 § lagen (1994:1776) om skatt på energi (LSE) är el inte skattepliktig om den framställts i Sverige i ett vindkraftverk av en producent som inte yrkesmässigt levererar el. Vidare är den som i Sverige framställer skattepliktig el (producent) eller som yrkesmässigt levererar av honom framställd skattepliktig el eller av annan framställd skattepliktig el (leverantör) är skyldig att betala energiskatt enligt 11 kap. 5 § första stycket 1 och 2 LSE.

Betänkandet Beskattning av mikroproducerad el m.m. (SOU 2013:46) överlämnades till regeringen den 14 juni 2013. I betänkandet föreslår utredningen ändringar i energibeskattningen. Förslaget innebär att dagens generella skattefrihet för el från vindkraftverk, som produceras av dem som inte yrkesmässigt levererar el, slopas. Utredningen föreslår detta i syfte att minska konkurrenssnedvridningar som nuvarande tolkning av regelverket gett upphov till, ett förslag som Energimyndigheten tillstyrker³⁰.

I flera remissvar till samrådsmaterialet har framförts att skattefriheten bör slopas. Bland annat har följande argument framförts:

- Skattefriheten undergräver teknikneutraliteten.
- Den gemensamma elcertifikatmarknaden med Norge undergrävs om endera landet parallellt använder sig av riktade skattesubventioner.
- Biokraftvärmens konkurrenskraft försvagas gentemot vindkraften.
- Fjärrvärmens konkurrenskraft försvagas då fastighetsbolag och kommuner kan installera värmepumpar som drivs av skattebefriad el.
- Samma typ av elproduktionsanläggning får väsentligt olika skattebelastningar beroende på ägarform jämför tex fastighetsbolag med energibolag.
- Ägarbaserade skatteregler strider mot principen om skatteneutralitet och leder till suboptimala lösningar.
- Då rättspraxis förtydligats under 2012 finns risk att utnyttjandet av skattesubventionen ökar kraftigt, med ett ökat skatteskattebortfall för staten.

Energimyndighetens bedömning

Energimyndigheten kan konstatera att nuvarande skattelagstiftning snedvrider konkurrensen både mellan investerare sinsemellan och mellan olika energikällor. Det innebär också en konkurrensfördel att bygga vindkraft i Sverige jämfört med i Norge i de fall aktören kan nyttja skattefriheten.

30 Energimyndigheten, Yttrande angående Betänkandet Beskattning av mikroproducerad el, 2013

Energimyndigheten har även uppmärksammat att intresset för att hyra ut verk till aktörer med hög elförbrukning har ökat och denna skattefrihet är sannolikt ett av skälen. Genom att hyra vindkraftverk, och på så sätt inneha nyttjanderätten till anläggningen, kan fler aktörer använda skatteavdraget än vad som sannolikt var avsikten med lagstiftningen. Producenter som är innehavare till vindkraftverk och använder elen själv får en skattebefrielse och denna skattebefrielse leder till att vissa investerare kan bygga vindkraftverk med ett lägre marknadspris på elcertifikat medan innehavare till äldre verk har möjlighet att hyra ut dessa till företag som har avsättning för produktionen till sin egen elanvändning. Långsiktigt kan detta leda till att marknadspriset på elcertifikat sjunker något.

Ett av skälen till att elcertifikatssystemet infördes var att de förnybara energikällorna inbördes får konkurrera med varandra på lika villkor och denna skattefrihet får till följd att detta rubbas. Som tidigare nämnt blir det även en konkurrensfördel att bygga vindkraft i Sverige jämfört med i Norge. Det finns vissa skillnader i ländernas lagstiftning om elcertifikat även om de grundläggande principerna är gemensamma. Utöver det finns det flera andra skillnader mellan länderna som påverkar förutsättningarna för var etableringen av den förnybara elproduktionen kommer att ske såsom avskrivningsregler, tillståndprocesser och nätkapacitet. Energimyndigheten ser det som sannolikt att användandet av skattefriheten i Sverige kommer att öka med anledning av aktörernas ökade kunskap om skattefriheten, de tydliggöranden som publicerats av Skatteverket samt möjlighet till leasing av vindkraftverk och ändring av ägarstrukturer i företagen. Energimyndigheten instämmer med utredningens förslag att skattebefrielse bör slopas för att undvika alltför stor snedvridning av konkurrensen. Utöver det påverkar skattefriheten kommunernas och fastighetsägarnas beslut gällande värmeförsörjning och det bör ifrågasättas om denna skattefrihet ska vara avgörande för deras strategi. Energimyndigheten bedömer inte att skattebefrielsen påverkar möjligheten att nå målet till 2020.

5.8.2 Förtroende

I samband med det skriftliga samrådet inkom synpunkter på att förtroendet för elcertifikatsystemet måste upprätthållas för att marknaden ska fungera.

Förtroende för systemet kan skapas genom att ge aktörerna långsiktiga spelregler där oväntade förändringar inom elcertifikatsystemet undviks. Av de kommentarer som Energimyndigheten har tagit del av framgår att det i dag finns ett förtroende för elcertifikatsystemet. Förtroendet beror till stor del på att systemet fungerar och att det bidrar till en utbyggnad av förnybar el som sker till en låg kostnad. Förtroendet grundar sig även i att de justeringar i regelverket som skett hittills har genomförts i samband med kontrollstationerna och att aktörernas remissvar och synpunkter tagits i beaktande. Systemet infördes 2003 och sedan dess har ett par regeringsskiftet skett, men trots det har elcertifikatsystemet bibehållits. Även detta har gett ett långsiktigt tillit för systemet bland aktörerna.

I ett marknadsbaserat system är det viktigt att marknaden tillåts fungera och verka ifred. Så som elcertifikatsystemet är designat, där priset på elcertifikat sätts utifrån utbud och efterfrågan, kommer marknaden att reagera på prissignaler och styra

utbyggnaden i linje med de uppsatta kvoter som är fastställda för att nå målet till 2020. Om elcertifikatsystemet tillåts att på egen hand jämna ut svängningar i utbyggnadstakt och pris utan att hastiga justeringar som påverkar systemets funktion genomförs, kommer marknadens förtroende till systemet bibehållas. Det är därför viktigt att marknaden försäkras om att inga oväntade förändringar med kort varsel äger rum.

Energimyndigheten bedömer att elcertifikatsmarknaden fungerar väl. Långsiktigheten i systemet som skapats genom lagstiftningens utformning och traktatet med Norge, är en av de stora fördelarna med elcertifikatssystemet. Långsiktigheten medför att investerarna är positiva till att investera i Sverige och Norge och det är därför av yttersta vikt att denna kvarstår. Energimyndigheten anser att stora förändringar i regelverket ska undvikas om det inte finns mycket starka skäl. Att bibehålla förutsägbarheten och långsiktigheten i systemet är av stor vikt för att skapa tydliga och förtroendegivande spelregler för marknadens aktörer även framöver.

5.8.3 Avfall

Avfall Sverige anser att definitionen av biobränsle enligt 2 §, förordning (2011:1480) om elcertifikat bör ändras och även inkludera den bioandelen i avfall så att de svenska och norska elcertifikatsystemen harmoniseras. Detta med anledning av diskrepans mellan det svenska och norska systemet och det faktum att teknik och dataunderlag nu finns för den förnybara delen av utsorterat brännbart avfall. Vidare anser branschföreningen att begreppet osorterat avfall i nuvarande definition i förordningen är högst olämpligt. Krav på utsortering av farligt avfall, matavfall samt avfallsfraktioner som omfattas av producentansvaret (förpackningar, returpapper, elavfall, läkemedel m.m.) från övrigt avfall gör att det i praktiken inte finns något avfall som kan definieras som osorterat avfall.

Enligt svensk lagstiftning är osorterat avfall, oavsett om det helt eller delvis är av biologiskt ursprung, inte ett elcertifikatberättigat bränsle. Medan i Norge definieras den förnybara andelen i avfall av medelvärden som har baserats på analyser för olika kategorier av avfall. Energimyndigheten bedömer, liksom tidigare, att det är acceptabelt med avvikelser mellan lagstiftningarna om elcertifikat så länge det inte stör de grundläggande funktionerna på marknaden. Inom en gemensam marknad kommer de förnybara energikällor som ska berättiga till elcertifikat inom respektive land att beslutas utifrån politiska ställningstaganden, på samma sätt som beslut har fattats i Sverige att osorterat avfall såsom hushållsavfall inte ska tilldelas elcertifikat. Det kan än så länge inte konstateras några konkurrensskillnader mellan länderna då Norge fortfarande inte har något kraftvärmeverk som använder avfall som bränsle. Energimyndigheten delar dock Avfall Sveriges uppfattning att begreppet osorterat kan uppfattas som otydligt i förordningen, då det mesta av Sveriges avfall på något sätt har sorterats vid något tillfälle, och att skrivningen skulle kunna leda till att elproduktion med avfall som inte är avsett att tilldelas elcertifikat erhåller elcertifikat.

5.8.4 Hållbarhetskriterier för fasta bibränslen

Det har framförts synpunkter från skogsindustrin att en stor risk för att utbyggnadstakten till 2020 inte uppnås är om hållbarhetskriterierna för biomassa för fasta bränslen som just nu är under utarbetande i EU resulterar i att svensk skogsråvara inte uppfyller hållbarhetskraven eller att det blir för administrativt tungt.

Enligt lagen om elcertifikat föreskrivs att när el produceras med flytande biobränslen som avses i lagen (2010:598) om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och flytande biobränslen, får elcertifikat tilldelas endast om biobränslena är att anse som hållbara enligt samma lag. Lagen om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och flytande biobränslen är en del av den svenska implementeringen av EU:s förnybartdirektiv (2009/28/EG) från 2009. I samma direktiv anges att EU-kommissionen ska återkomma i frågan om hållbarhet för fasta och gasformiga biobränslen, vilket de gjorde i februari 2010 då kommissionen presenterade en rapport med rekommendationer till hållbarhetskrav för användning av fast biomassa och biogas för el, värme och kyla och för rapportering och övervakning. I rapporten ger kommissionen rekommendationer om hållbarhetskriterier att användas av medlemsstater som önskar införa ett hållbarhetssystem för fasta biobränslen på nationell nivå. I rapporten anges även att kommissionen ska återkomma senast i december 2011 och rapportera bl.a. om huruvida ytterligare åtgärder såsom ett gemensamt tvingande hållbarhetssystem på EU-nivå skulle vara lämpligt. Denna rapport är försenad och väntas nu i januari 2014. Under 2013 har ett läckt utkast till direktivförslag om hållbarhetskriterier för fast och gasformig biomassa för el, värme och kyla figurerat men enligt uppgift från kommissionen kommer något förslag till direktiv inte att presenteras i januari utan i stället en uppdaterad rapport i samma form som rapporten från 2010. Vad som sker därefter vet vi inte men det är inte helt osannolikt att EU-kommissionen kommer att försöka driva igenom ett direktiv om hållbarhetskriterier för fasta biobränslen innan 2020 med tvingande krav för medlemsländer. I förnybartdirektivet regleras att biodrivmedlen och de flytande biobränslena bara får ta emot finansiellt stöd (eller räknas in i det bindande nationella förnybartmålen) om de uppfyller de uppställda hållbarhetskriterierna. Det är högst troligt att motsvarande kommer att gälla även för fasta biobränslen om ett direktiv införs gällande hållbarhetskriterier för fasta biobränslen. Det skulle då innebära att svensk skogsråvara måste uppfylla hållbarhetskriterierna inklusive tillhörande verifieringssystem etc. för att kunna användas till elproduktion som berättigar till elcertifikat och därmed ingå i måluppfyllelsen inom elcertifikatssystemet.

Det mesta av det biobränsle som används i kraftvärmeverk och industriella mottrycksanläggningar och som tilldelas elcertifikat kommer idag från restprodukter. Lagen (2010:598) om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och flytande biobränslen undantar industriella restprodukter från att behöva uppfylla hållbarhetskrav gällande markanvändning. Industriella restprodukter behöver endast uppfylla krav på viss växthusgasminskning jämfört med en fossil motsvarighet. Restprodukter från skogsbruk eller jordbruk tex GROT eller halm måste dock uppfylla både hållbarhetskrav gällande markanvändning och växthusgasminskning. Om hållbarhetskriterier för fasta biobränslen får motsvarande regler som för biodrivmedel

påverkas således inte industriella restprodukter mer negativt utöver de administrativa kostnader som tillkommer för företaget att inrätta rutiner som säkerställer hållbarhet och spårbarhet. För restprodukter från skogsbruk eller jordbruk kommer hållbarhetskraven sannolikt bli något mer administrativt kostsamt att genomföra då bevisbördan blir större. Att biobränslena i sig inte skulle vara hållbara är dock osannolikt men det kommer krävas ny administration och krav på spårbarhet som inte funnits tidigare för att kunna bevisa det. Och detta i sin tur kommer troligt att av ekonomiska skäl påverka mängden biomassa som samlas in till energianvändning. Hur uttag av biobränsle som inte klassificeras som restprodukter kommer bedömas av kommande hållbarhetskrav är svårt att bedöma, denna användning inom elcertifikatsystemet är idag liten.

Energimyndigheten bistår Näringsdepartementet i arbetet kring hållbarhetskriterier för fasta biobränslen och deltar i internationella samarbeten. Så länge ett direktiv inte är fastställt är det osäkert hur reglerna kommer att se ut men Energimyndigheten bedömer att det är sannolikt att de flesta typer av biobränslen som idag används inom kraftvärmeverk och industriella mottrycksanläggningar kommer att uppfylla kraven på hållbarhet bl.a. eftersom de är restprodukter. Däremot finns risk att intresset att använda restprodukter från t.ex. skogsbruket kommer att minska av ekonomiska skäl. Trots detta bedömer Energimyndigheten inte att ett eventuellt direktiv om hållbarhetskriterier för fasta biobränslen utgör en risk för att uppfylla målet år 2020. Osäkerheten i hur reglerna blir utgör dock en risk på längre sikt, särskilt för anläggningar som använder restprodukter från t.ex. skogsbruket och det är mycket viktigt att branschen och Energimyndigheten bevakar kommissionens fortsatta arbete och fortsätter vara aktiva i sina internationella samarbeten och bistå Näringsdepartementet med underlag till kommissionen.

6 Utbyggnad av förnybar el till 2020

6.1 Sverige

För att bedöma hur mycket den förnybara elproduktionen förväntas öka mellan den 1 januari 2012 till och med 2020 måste en uppskattning av hur mycket respektive energislag förväntas bidra med att genomföras. Nedan följer uppskattningar och resonemang för respektive energislag utifrån genomförd tillgångsanalys som presenterades i kapitel 1 samt en sammanställning av resultat från Norges tillgångsanalys som presenterades i kapitel 2. Det bör poängteras att de produktionsvolymerna som Energimyndigheten anger nedan syftar till att ge en indikation av respektive energislags utveckling fram till 2020. Osäkerheten i de siffror som presenteras är hög och det är många faktorer som inverkar på hur stort respektive energislags bidrag till målet om 26,4 TWh blir, samt hur stor andel av målet som byggs i respektive land.

6.1.1 Kraftvärme- och industriella mottrycksanläggningar

Den genomförda enkätstudien till innehavare visar på att det åtminstone finns potential för utbyggnad av kraftvärme- och mottrycksanläggningar motsvarande 3,5 TWh. Av dessa har investeringsbeslut fattats för 1,7 TWh och investeringar motsvarande 1,8 TWh är i planeringsstadiet. Utifrån dessa uppgifter bedöms det tillkomma mellan 1,7–3,5 TWh elcertifikat berättigad el från kraftvärme- och mottrycksanläggningar till 2020.

6.1.2 Vattenkraft

Utifrån den genomförda enkätstudien och antalet anläggningar som fått beslut om förhandsbesked för tilldelning av elcertifikat finns potential för utbyggnad av vattenkraften med drygt 1 TWh till år 2020 inom elcertifikatsystemet. Enligt enkätstudien har det tagits beslut om effektiviseringar och nybyggnationer motsvarande en ökning av elproduktionen med 0,5 TWh.

Med avseende på enkätstudiens begränsade urval kan det finnas ytterligare effektiviseringar i befintliga kraftverk samt nybyggnationer av anläggningar som företag som inte ingick i studien planerar att genomföra. De företag som svarat på enkätutskicket uppskattas stå för drygt 80 % av Sveriges totala elproduktion från vattenkraft och är i regel ägare till större anläggningar. Baserat på uppgifter om fattade beslut om förhandsbesked för tilldelning av elcertifikat för vattenkraft ges en indikation på planerade ombyggnationer för de mindre anläggningarna. Det finns inga uppgifter om hur stor andel av anläggningarna, där investeringsbeslutet redan är taget, och som därmed kommer att genomgå de planerade ombyggnationerna.

I och med att investeringsbeslut tagits motsvarande 0,5 TWh och resterande projekt är planerade bedöms att det förväntas tillkomma mellan 0,5–1 TWh el från vattenkraft till och med år 2020.

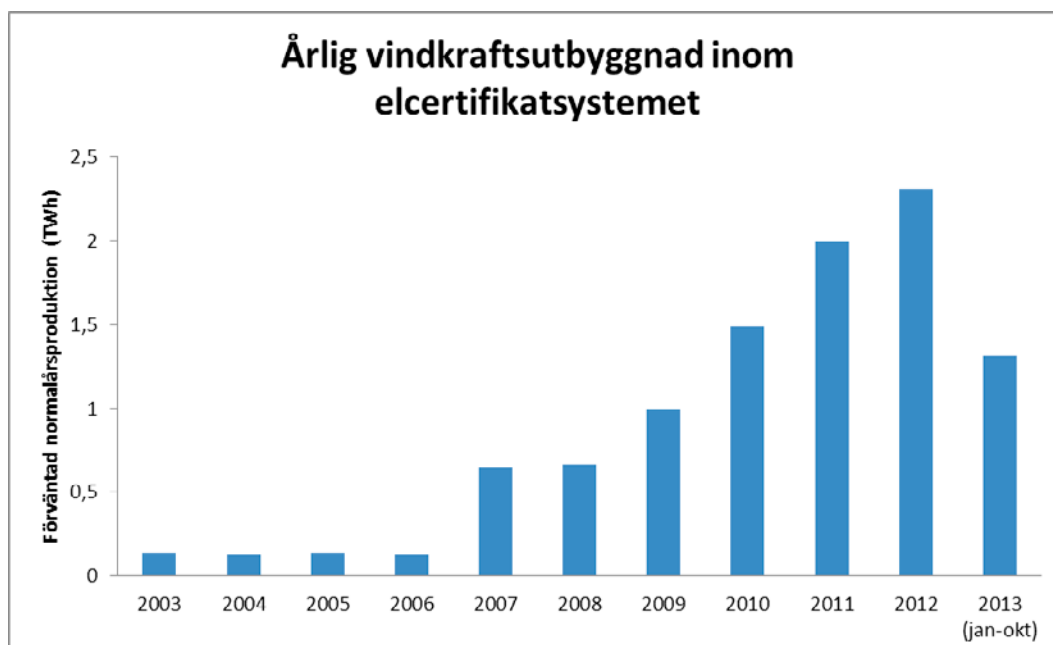
6.1.3 Landbaserad vindkraft

Vad gäller vindkraft finns enligt tabell 6 mycket stor vindkraftspotential tillståndsgiven som skulle kunna realiseras. Det kommer med största sannolikhet även att bli fler vindkraftverk under tillståndsprövning eller tillståndsgivna, utöver de som redan är registrerade i Vindbrukskollen, inom de närmsta åren. Hur mycket vindkraft som verkligen kommer att byggas beror främst på de ekonomiska förutsättningar som råder men även vindläge och kostnad för anslutning till elnätet. Ett investeringsbeslut kräver att intäkter från försäljning av el och elcertifikat åtminstone täcker produktionskostnaden av el. Alla vindkraftsprojekt, som har eller kommer att få tillstånd, har inte de förutsättningarna som krävs för att få lönsamhet varför Energimyndigheten räknar med att långt ifrån alla tillståndsgivna vindkraftverk kommer att byggas.

Ett ytterligare skäl till att räkna bort en del av produktionen i tabell 6 är att det förekommer att projektörerna planerar och ansöker om en högre effekt än vad som slutligen byggs. I tillståndsprövningsprocessen görs en bedömning av hur vindkraftverken kommer påverka omgivningen och flera intressen vägs därför mot varandra. I prövningen kan vindkraftverk exempelvis bedömas utgöra fysiska hinder för militär luftfart eller beröra ett område med höga natur-, kultur- eller landskapsvärden. I de fall andra intressen än uppförande av vindkraftverk väger tyngre kommer inte tillstånd beviljas för det aktuella vindkraftverkets placering. Det innebär att det tillstånd som beviljas ofta gäller för färre vindkraftverk och en lägre effekt än vad det ansökts om att bygga.

Det saknas idag uppgift om hur stor andel av vindkraftverken som är tillståndsgivna eller under prövning som verkligen byggs. Osäkerheten om hur många av dessa vindkraftverk som kommer uppföras är därför stor.

Till och med år 2011 finns vindkraft motsvarande en normalårsproduktion om 6,8 TWh godkänd för elcertifikat. Från 2012 till den 1 oktober 2013 godkändes vindkraftsanläggningar motsvarande en normalårsproduktion om 3,6 TWh, som därmed ingår i det gemensamma målet. Den 1 oktober 2013 fanns därmed vindkraft motsvarande en normalårsproduktion på 10,4 TWh godkänd för tilldelning av elcertifikat.



Figur 3. Årlig utbyggnad av vindkraft baserat på drifttagningsdatum uttryckt i förväntad normalårsproduktion. Källa: Energimyndigheten.

Figur 3 visar hur utbyggnaden av vindkraft har utvecklats sedan ikraftträdandet av elcertifikatsystemet. I figuren har vindkraftverken fördelats på drifttagningsår. Från år 2008 har den årliga utbyggnaden ökat kontinuerligt. Den genomsnittliga utbyggnadstakten mellan 2008 och 2012 uppgår till 1,5 TWh/år. Utbyggnadstakten mellan år 2008 och 2012 har haft en genomsnittlig ökning på 0,3 TWh/år. Den högsta årliga utbyggnadstakten inträffade år 2012 med 2,3 TWh. Om man antar den genomsnittliga utbyggnadstakt om 1,5 TWh fram till och med år 2020 skulle produktionen från vindkraft hamna på nästan 21 TWh. Det innebär en ökning av normalårsproduktionen med 10,4 TWh från dagens nivå.

Utbyggnadstakten om 1,5 TWh/år kan sättas i relation till Energimyndighetens kortsiktsprognos 2013-2015 som bedömer att vindkraften kan komma att producera 12 TWh år 2015. Enligt kortsiktsprognosen kommer utbyggnadstakten mellan 2013-2015 därmed uppgå till 1,7 TWh/år fram till och med år 2015. Utifrån Svensk Vindenergis vindkraftstatistik för kvartal 3 2013³¹ framgår att utbyggnadstakten i genomsnitt från 2013 till och med 2016 uppskattas till 1,85 TWh/år.

31 Svensk Vindenergi, <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2013/10/Statistik-vindkraft-kvartal-3-2013.pdf>

Om man jämför den genomsnittliga utbyggnadstakten mot de projekt som finns i tillståndprocessen idag kan Energimyndigheten konstatera att en sådan utbyggnadstakt kan vara rimlig. Det finns 17 TWh tillståndsgiven vindkraft idag och 70 TWh vindkraft i tillståndprocess. Detta indikerar på att det finns tillräckligt med projekt för att möta en fortsatt ökad utbyggnad med 10,4 TWh vindkraft till år 2020. Även med Svensk Vindenergis uppskattning om 1,85 TWh/år kan utbyggnadstakten innefattas i de projekt som finns i tillståndprocessen idag.

6.1.4 Havsbaserad vindkraft

Havsbaserad vindkraft är i nuläget förknippat med höga produktionskostnader och är inte lönsamt även med intäkt från försäljning av elcertifikat. Energimyndigheten bedömer därför att sannolikheten för att utbyggnaden av havsbaserad vindkraft ska ta fart till år 2020 som låg.

6.1.5 Solkraft

Antalet solkraftanläggningar som godkänts för elcertifikat i Sverige har ökat kraftigt de två senaste åren. Medeleffekten och medelproduktionen per år för en solkraftanläggning godkänd för elcertifikat i Sverige uppgår till 20 kW respektive 17 MWh, enligt uppgifter angivna i ansökan om tilldelning av elcertifikat. Om utbyggnadstakten till 2020 utvecklar sig i samma takt som den gjort under 2013 kommer produktionen från solkraft inom elcertifikatsystemet uppgå till cirka 36 GWh 2020. Om den årliga utbyggnadstakten antas tiodubblas fram till 2020, jämfört med dagens utbyggnadstakt, förväntas elproduktionen från solkraft stå för 360 GWh 2020. Utifrån hur stor andel av elproduktionen inom elcertifikatsystemet som utgörs av solkraft i dag samt vilka produktionsvolymerna en kraftig utveckling av utbyggnadstakten för solkraft skulle medföra bedömer Energimyndigheten att elproduktionen från solkraft kommer vara liten i förhållande till de övriga förnybara energikällorna inom elcertifikatsystemet 2020.

6.2 Norge

Utifrån NVEs tillgångsanalys finns projekt motsvarande en normalårsproduktion på 27 TWh som kan realiserats fram till 2020 i Norge. I tabell 10 presenteras projekten fördelat på olika typer av projektstatus.

Tabell 10: Sammanställning av tillgång på realiserbara i projekt till 2020 i Norge.

| Typ | Normalårsproduktion (TWh) |
|---|---------------------------|
| Ansökningar om elcertifikat hos NVE | 0,3 |
| Under byggnation | 1,8 |
| Godkända projekt | 0,6 |
| Tillståndsgivet (miljö- och byggtillstånd samt nätkoncession) | 11,4 |
| Framtida beslut | 13 |
| Summa | 27 |

Källa NVE.

Av de 11,4 TWh som innefattas i tillståndsgivna projekt är 3 TWh vattenkraft och 8,4 TWh vindkraft. Historiskt sett har de flesta av de tillstånd som beviljats vattenkraftsprojekt resulterat i en utbyggnad, medan det är betydligt mer osäkert om hur stor andel av de tillståndsgivna vindkraftsprojekten som realiserats.

De framtida besluten om 13 TWh fördelas per energislag i 5 TWh vattenkraft och 8 TWh vindkraft.

På grund av begränsningar i det norska stamnätet bedöms det finnas kapacitet för 20 TWh till år 2020.

6.3 Utbyggnad inom den gemensamma marknaden till 2020

Fram till den 1 oktober 2013 var normalårsproduktionen för svenska anläggningar som ingår i det gemensamma målet 4,7 TWh. Motsvarande siffra för norska anläggningar var 0,6 TWh vilket tillsammans ger 5,3 TWh producerad el från förnybara energikällor. Räknat från den 1 oktober 2013 ska det tillkomma ytterligare 21,1 TWh inom den gemensamma marknaden för att nå målet om 26,4 TWh.

Utifrån Norges och Sveriges tillgång på projekt fram till 2020 finns goda förutsättningar för att nå målet om 26,4 TWh till 2020. Tillgångsanalysen för Sverige indikerar att den förnybara utbyggnaden i Sverige främst kommer att utgöras av kraftvärme- och industriella mottrycksanläggningar samt landbaserad vindkraft. I Norge tyder tillgångsanalysen på att vatten- och vindkraft kommer att dominera den förnybara utbyggnaden.

Om utbyggnaden ska fortlöpa som förväntat är det av stor vikt att de risker som bedömts påverka utbyggnadstakten åtgärdas. För flera av de identifierade riskområdena finns det redan i dag förslag på åtgärder som kan lösa de utpekade problemen. Det är viktigt att dessa lösningar implementeras snarast möjligt för att förbättra förutsättningarna att nå målet till 2020.

7 Referenser

Bättre kontakt via nätet – om anslutning av förnybar elproduktion (SOU 2008:13).

Energimyndigheten, Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft, 2013.

Energimyndigheten, Utvecklingen av tillståndsprocesser för förnybar elproduktion och för kraftnät, 2012.

Energimyndigheten, Utvecklingen av tillståndsprocesser för förnybar elproduktion och för kraftnät, 2013.

Ny tid ny prövning – förslag till ändrade vattenrättsliga regler (SOU 2013:69).

Nya nät för förnybar el (SOU 2009:02).

Ramdirektivet för vatten (EG-direktiv 2000/60/EG).

Svenska kraftnät, Integrering av vindkraft (2013).

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

Svensk Vindenergi, Vindkraftstatistik kvartal 3 2013, <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2013/10/Statistik-vindkraft-kvartal-3-2013.pdf>.

Vindbrukskollen, <http://vindlov.se/sv/Om-Vindlov-2/Om-Vindbrukskollen/>.

Ny tid ny prövning – förslag till ändrade vattenrättsliga regler (SOU 2013:69).

Nya nät för förnybar el (SOU 2009:02).

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 energi-användning 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