

# **Havsbaserad vindkraft**

Regeringsuppdrag 2015

ER 2015:12

Böcker och rapporter utgivna av Statens  
energimyndighet kan beställas via  
[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)  
Orderfax: 08-505 933 99  
e-post: [energimyndigheten@cm.se](mailto:energimyndigheten@cm.se)

© Statens energimyndighet

ER 2015:12

ISSN 1403-1892

## Förord

Regeringen beslutade den 18 december 2014 att ge Energimyndigheten i uppdrag att ta fram förslag på stärkt stöd för havsbaserad vindkraft, med rapportering senast den 1 juni 2015. Uppdraget redovisas i denna rapport.

Det ingick i uppdraget att analysera olika former av stöd, och om det är samhällsekonomiskt motiverat att differentiera stödet för att stimulera produktion till särskilda delar av landet. Stödet ska ligga utanför elcertifikatsystemet och vara förenligt med EU:s statsstödsregler.

Uppdraget har utförts av en projektgrupp på Energimyndigheten. Under arbetets gång har kontakter tagits med Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen. Ett möte har hållits med den havsbaserade vindkraftsbranschen; innehavare av dagens tillståndsgivna men ej byggda svenska projekt.



Erik Brandsma

Generaldirektör



# Innehåll

<b>Sammanfattning och slutsatser</b>	<b>7</b>
<b>1 Inledning</b>	<b>14</b>
1.1 Uppdraget, bakgrund .....	14
1.2 Metod.....	14
1.3 Avgränsningar.....	15
<b>2 Om havsbaserad vindkraft</b>	<b>16</b>
2.1 Havsbaserad vindkraft i Sverige idag .....	16
2.2 Havsbaserad vindkraft i vårt närområde .....	21
2.3 Historik och trender .....	22
<b>3 Kostnader och stödbehov</b>	<b>25</b>
3.1 Produktionskostnader för havsbaserad vindkraft internationellt .....	25
3.2 Produktionskostnader för havsbaserad vindkraft i Sverige .....	28
3.3 Stödbehov för realisering av havsbaserad vindkraft.....	32
3.4 Sammanfattning.....	35
<b>4 Statsstödsreglernas betydelse</b>	<b>37</b>
4.1 Investeringsstöd .....	38
4.2 Driftstöd.....	39
4.3 Marknadsintroduktions- och demonstrationsstöd.....	40
4.4 Krav på tekniskspecifikt stöd .....	41
4.5 Slutsatser utifrån statsstödsreglerna.....	42
<b>5 Genomgång av möjliga stöd</b>	<b>44</b>
5.1 Budgivning, anbud (inför utbetalning av drift- eller investeringsstöd) .....	44
5.2 Driftstöd.....	47
5.3 Investeringsstöd .....	50
5.4 Separat kvotpliktssystem .....	52
5.5 Räntebidrag (% av lån till investeringskostnad).....	53
5.6 Marknadsintroduktions- och demonstrationsstöd.....	55
5.7 Finansiering av elnätanslutning .....	56
5.8 Samarbetsmekanismer .....	59
5.9 Kombinationer av stöd.....	59
5.10 Kostnadens påverkan på val av stöd .....	60
5.11 Övergripande bedömning av stöd.....	61
<b>6 Förslag till utformning av anbud och driftstöd</b>	<b>64</b>
6.1 Stödformens konsekvenser för berörda .....	64
6.2 Budgivning, anbud.....	65
6.3 Kostnadsanalys för olika typer av Feed-in system .....	69

6.4	Praktiska frågor inför detaljutformning .....	74
6.5	Sammanfattning .....	84
<b>Referenser</b>		<b>87</b>
<b>Bilaga 1: Samhällsekonomisk effektivitet inför val av stöd</b>		<b>90</b>
<b>Bilaga 2: Modellerade scenarier av havsbaserad vindkraft</b>		<b>98</b>
<b>Bilaga 3: Styrning av havsbaserad vindkraft till södra Sverige</b>		<b>124</b>

# Sammanfattning och slutsatser

*Önskad omfattning på utbyggnaden av den havsbaserade vindkraften är betydelsefull för valet av stöd, liksom EU:s statsstödsregler. I rapporten redovisas olika stödtyper och praktiska utformningar av stöd. Ett huvudsakligt förslag med en antagen utbyggnad om 15 TWh har analyserats närmare.*

*Om målet är en storskalig utbyggnad av den havsbaserade vindkraften är ett anbudsförfarande med tillhörande driftstöd ett lämpligt stöd. Driftstödet bör konstrueras i form av s.k. sliding premium där stödnivån bestäms i konkurrens och utifrån elprisets nivå. Ju högre elpris desto lägre stöd krävs.*

*Ett antal processer så som riksdagsbeslut, anmälan till EU, budgivning och byggtid medför att ett anbudssystem tar tid att införa och genomföra. Detta sammanfaller dock med Energimyndighetens kostnadsbedömningar och tiden för behov av ny elproduktion. För att få igång de första större havsbaserade vindkraftparkerna till år 2024 behöver arbetet med ett nytt stödsystem påbörjas redan idag.*

*Anbudsprocessen kan starta genom en mindre provomgång. Detta för att i mindre skala prova det nya stödsystemet, och för att få erfarenheter. Här kan även tekniskspecifika krav ställas om så önskas för att stimulera teknikutveckling för de specifika förhållandena i Östersjön.*

## ***Mål för utbyggnad av den havsbaserade vindkraften har stor betydelse***

Önskad omfattning på utbyggnaden av den havsbaserade vindkraften är betydelsefull för valet av stöd. Energimyndigheten har tolkat uppdraget som att en storskalig utbyggnad är det som i första hand ska utredas och har därför antagit en utbyggnad på 15 TWh.

Energimyndigheten har analyserat olika typer av stöd. Ett huvudsakligt förslag analyseras närmare samt olika tidpunkter för start av systemet.

## ***Statsstödsreglerna är viktiga***

Statsstödsreglerna är regelverk från EU som reglerar hur medlemsstaterna får stödja företag. Huvudregeln är att statligt stöd inte är tillåtet. Kommissionens tolkning av när stöd till förnybar el ändå är tillåtet finns beskrivet i riktlinjer från kommissionen. Statliga stöd ska anmälas (notifieras) och godkännas av kommissionen innan de införs. Stöd som beviljas enligt den s.k.

gruppundantagsförordningen behöver inte anmälas, men kommissionen ska informeras om stödet.

Statsstödsreglerna innebär att det från och med år 2017 krävs ett anbudsförfarande för att ge stöd till större anläggningar. Stödets nivå bestäms på så vis genom konkurrensutsättning. Stödet kan sedan ges antingen som investeringsstöd eller som driftstöd.

Det finns mer vägledning i statsstödsreglerna för driftstöd än för investeringsstöd. Det finns även andra fördelar med driftstöd. Ett driftstöd kan inkludera framtida ändringar i elpris. Det fokuserar mer på en kostnadseffektiv produktion av vindkraft, istället för på installerad effekt. Staten riskerar heller inte att ge stöd till projekt som inte realiserar. Ett driftstöd som fastställs i konkurrens bedöms driva på mot teknikutveckling och lägre stödnivåer. Energimyndigheten förordar därför driftstöd.

Ett storskaligt stöd till havsbaserad vindkraft skulle behöva anmälas till EU-kommissionen. Det behöver motiveras varför ett tekniskspecifikt stöd ska inrättas. Det är inte helt enkelt att finna möjliga motiv bland alternativen som tas upp i riktlinjerna. Energimyndigheten bedömer dock att den långsiktiga potentialen för innanhavsteknik kan motivera ett stöd.

En viss utbyggnad skulle troligen kunna göras inom ramen för gruppundantagsförordningens gräns för driftstöd på maximalt 150 miljoner euro i stöd per år. Det skulle här kunna handla om en utbyggnad om 1-3 TWh. Ett stöd för en utbyggnad på upp emot 15 TWh skulle kräva mer stöd än 150 miljoner euro per år och alla typer av driftstöd som förväntas överskrida detta tröskelvärde kräver ett godkännande från EU-kommissionen.

Driftstöd kan utformas på många sätt och benämns ofta feed-in-system. De kan skilja sig kraftigt åt i sin utformning. Det system som kallas feed-in-tariff eller garantipris, och som varit vanligt i EU, är numera inte tillåtet enligt statsstödsreglerna (för större anläggningar).

Nuvarande riktlinjer har varit i kraft endast ett år. Det innebär en viss osäkerhet om hur kommissionen kommer bedöma utformningen av anbud och vad som är godtagbara skäl för stöd.

### ***Förslag till stöd vid en storskalig utbyggnad***

Om målet är en storskalig utbyggnad av den havsbaserade vindkraften är ett anbudsförfarande med tillhörande driftstöd i form av så kallad sliding premium ett lämpligt stöd. Producenten uppger i sitt anbud den ersättningsnivå (elpris + stöd) som denne behöver. Lägst ersättningsnivå vinner anbudet.

Producenten erhåller samma ersättningsnivå oavsett elpris, förslagsvis under en period av femton år. Det innebär att stödet varierar. Ersättningsnivån bör relateras till ett månadsmedelvärde av Nord Pools systempris på el så att producenterna så långt som möjligt ändå utsätts för elmarknadens prissignaler.

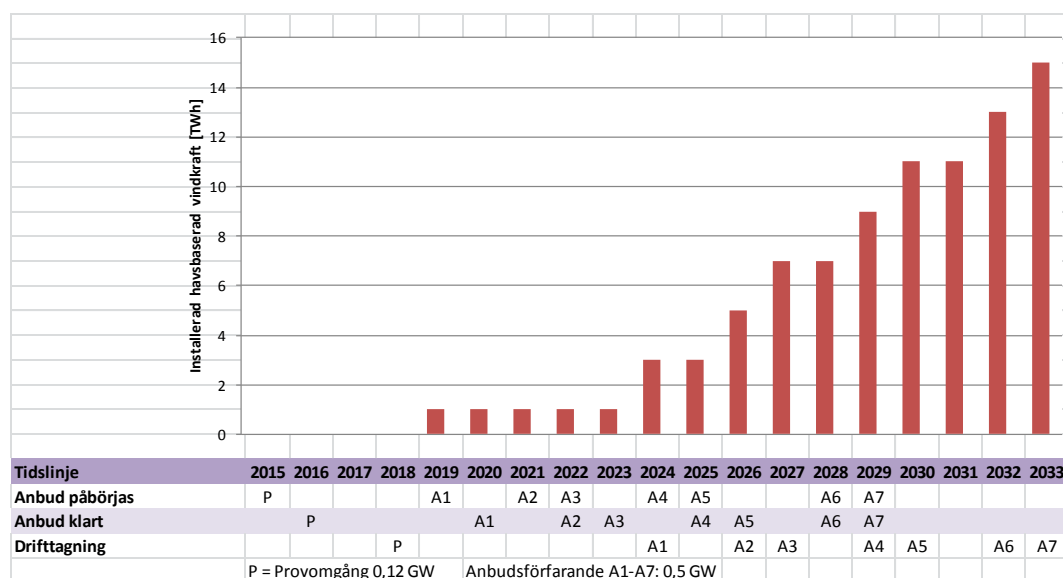


Det finns teknikpotentialer i innanhavsteknik som bedöms kunna åstadkomma kostnadsreduceringar på sikt. Detta talar för ett demonstrationsstöd inledningsvis. Det krävs dock en väsentlig utbyggnad för att få ökade erfarenheter och kostnadsreduceringar. Inom en anbudsprocess skulle även teknikkrav kunna ställas i de inledande anbuden.

Ett stödsystem tar tid att införa, bland annat på grund av riksdagsbeslut, detaljutformning och anmälan till EU. Även anbudsförfarandet och byggnation av vindkraftparker tar tid. I Energimyndighetens förslag till stöd bedöms de första större anläggningarna komma på plats till år 2024 om arbetet påbörjas idag. Detta sammanfaller väl med Energimyndighetens kostnadsbedömningar över elprisutveckling och behov av ny elproduktion. Idag råder en situation med överskott av el i Sverige och lågt elpris historiskt sett. På sikt bedöms elpriset stiga.

Energimyndigheten förordar en uppdelning av anbudsförfarandet över tid. Anbudet bör vara av storleksordningen 2 TWh och ske med ett intervall av cirka 1,5 år. Om den första anbudsomgången startar 2019 kan utbyggnaden av den havsbaserade vindkraften ske under åren 2024-2033.

**Figur över Energimyndighetens förslag**



### **En provomgång av stödet kan vara motiverat**

Införande och genomförande av ett större stödsystem kräver nya regelverk och förändringar av befintliga, vilket tar tid. Det kan vara motiverat att genomföra en provomgång av stödet i mindre skala. En snabb process kan möjligen ske på bekostnad av en kortsiktig kostnadseffektivitet. Men en tidig utbyggnad kan vara viktig dels för att på sikt reducera kostnader speciellt för förhållanden i Östersjön och dels för att prova funktionen hos ett anbuds- och driftstödssystem.

Det är svårt att bedöma om ett projekt kan realiseras inom bara några år eftersom stödet kan behöva anmälas till EU-kommissionen. Det är dock troligt att ett enskilt mindre projekt kan genomföras enklare och snabbare än ett större stödsystem.

### ***Inget behov av att styra stödet till särskilda delar av landet***

Energimyndigheten anser att ett stöd uteslutande riktat till havsbaserade vindkraftsparker i söder inte är nödvändigt. Detta trots att stor del av elanvändningen finns i södra Sverige (SE3, SE4) liksom kärnkraftsproduktionen (SE3). Elpriserna och nättarifferna är differentierade och bedöms styra de havsbaserade vindkraftsprojekten till de områden där de bäst behövs. De flesta havsbaserade parkerna där man har tillstånd eller har sökt tillstånd finns också inom dessa områden.

En placering av havsbaserad vindkraft inom samma del av landet har både för- och nackdelar. Energimyndigheten ser en risk med att placera all havsbaserad vindkraft inom ett mindre geografiskt område där den utsätts för samma vädersystem och vindförhållanden.

### ***Stödformen bör påverka elmarknadens funktion så lite som möjligt***

En förutsättning för att den havsbaserade vindkraften ska styras till lämpligaste elområde är att driftstödet utformas så att elmarknadens funktioner inte sätts ur spel. Det är också viktigt för hela kraftsystemet och dess balans att de marknads-signaler som finns når fram till alla aktörer. Ett stöd till en viss produktion kommer i sig alltid att påverka elmarknaden. Utformningen bör göras så att påverkan minimeras.

### ***Teknikutveckling och kostnader över tid***

På sikt bedömer Energimyndigheten att elpriset kommer att stiga. Detta beroende på bland annat kärnkraftsavveckling, högre bränsle- och koldioxidpriser samt på en ökad elnätutbyggnad till kontinenten. Tillkommande havsbaserad vindkraft sänker elpriset mer i framtiden än den skulle göra idag. Behovet av tillkommande elproduktion blir större om några år samtidigt som stödbehovet minskar.

En omfattande utbyggnad av havsbaserad vindkraft pågår just nu i framför allt Nordsjön som troligen kommer att bidra till framtida reduceringar av kostnader. Men det finns ytterligare lokala kostnadsreduceringar som kan ske vid en utbyggnad i Östersjön tack vare mer gynnsamma förutsättningar som mindre vattendjup, lägre våghöjd med mera.

### ***Stödformen och tidpunkten för införandet har stor betydelse för kostnaden***

Dagens elpriser innebär ett stödbehov till havsbaserad vindkraft på cirka 75 öre per kWh vilket kan jämföras med cirka 40 öre per kWh runt år 2025.

Utifrån kostnader respektive potentialer för havsbaserad vindkraft och modellerade framtida elpriser har Energimyndigheten gjort beräkningar av

kostnader för en gradvis utbyggnad av havsbaserad vindkraft på upp till 15 TWh med ett stöd under 15 år.

Vid sådana volymer av utbyggnad kommer ett system baserat på en ”sliding premium” att kosta 120 miljarder kronor om driftsättningen påbörjas 2018. Detta skulle motsvara en kostnad på ca 7 öre/kWh för elkunden. Påbörjas utbyggnaden istället 2025, och med en förmodad kostnadsreducering, kan nivån bli 40 miljarder kronor, vilket skulle motsvara en kostnad på ca 2 öre/kWh för elkunden. Andra typer av driftstöd som myndigheten analyserat skulle innebära högre kostnader.

### ***Förslag till stöd vid en mindre utbyggnad***

Om regeringen önskar se en mindre utbyggnad av den havsbaserade vindkraften är det troligen förenat med oproportionerligt höga kostnader att inrätta ett omfattande anbudssystem med driftstöd. Dock kräver statsstödsreglerna anbudsförfarande vid utbyggnader som är större än 3 MW (eller 3 enheter). Möjligen skulle då ett investeringsstöd kunna kombineras med elcertifikat. Möjligt är också att införa ett enklare driftstöd som ger en fast premie utöver elpriset. För riktigt små projekt skulle även demonstrationsstöd kunna vara aktuellt.

### ***Stor utbyggnad kräver ökad anpassning till variabel elproduktion***

I en framtid med mycket variabel förnybar elproduktion i norra Europa kommer behovet av utlandsförbindelser och andra åtgärder att öka för att variationer i produktion och elanvändning ska kunna hanteras. En strategi behövs över nödvändiga åtgärder på elmarknaden för att hantera större mängder variabel kraft.

Planer för utbyggnad och förstärkningar av nät behöver utarbetas parallellt med ett stöd för havsbaserad vindkraft. Här är det pågående regeringsuppdraget för att hantera mer variabel kraft på elmarknaden som Svenska kraftnät arbetar med, tillsammans med Energimarknadsinspektionen och Energimyndigheten, centralt som ett första steg.

### ***Viktigt med långsiktighet***

Inrättande av ett eventuellt anbudsförfarande skulle innebära en stor förändring i dagens svenska regelverk och system. Stödet skulle komma att hanteras över en lång tidsperiod. För att främja investeringsklimatet behövs långsiktiga och stabila spelregler.

### ***De projekt som har tillstånd idag men inte har byggts behöver få sina tillstånd förlängda***

Svenska havsbaserade vindkraftsprojekt som har tillstånd men som inte har byggts, har tillstånd som löper ut mellan åren 2016 – 2024. Det innebär att projekten också behöver vara färdigställda inom perioden.

Om det införs ett stöd till havsbaserad vindkraft i Sverige är det myndighetens uppfattning att det bör göras möjligt för redan tillståndsgivna projekt att få för-

långt tillstånd. Dagens regler för förlängning av tillstånd i miljöbalken utgör en riskfaktor som kan leda till att det inte finns tillräckligt många tillståndsgivna projekt som kan delta i anbudsomgångarna.

Projekt som vinner ett anbud bör enligt myndighetens bedömning ha synnerliga skäl att få förlängt. Dessutom innebär maxgränsen som finns idag att ett företag som längst kan få en 10-årsförlängning av befintligt tillstånd, vilket utgör en i sammanhanget problematisk begränsning.

Även de projekt som i framtiden får tillstånd bör få tillstånd för en längre tid än idag då det förslagna stödsystemet har en tidshorisont på upp emot ett par decennier. Tillståndstiden kan vara en begränsning även för nya projekt om de ska ha möjlighet att delta i flera anbudsomgångar.

### ***Vidare utredningsarbete krävs***

Det stöd som väljs behöver analyseras ytterligare och detaljutföras. Det gäller inte minst hur anbudsprocessen ska utformas för att fungera, förutsättningarna för konkurrens och betydelsen av statsstödsreglerna. Att använda anbud för att fastställa nivån på stöd till förnybar el är en relativt ny företeelse i EU.

Vidare behöver en rad praktiska frågor utredas ytterligare. Exempelvis hur anläggningsbegreppet ska definieras, om stödet enbart ska riktas till helt nya anläggningar, hur stödet regleras vid avbrott i produktionen och hur ett register med tusentals verk ska administreras.

Det behöver analyseras mer i detalj hur stödet ska fastställas mot elpriset och hanteras vid s.k. nollpriser på el och vid negativa priser. I enlighet med statsstödsreglerna får stöd inte ges vid negativa priser.

Ett stöd till havsbaserad vindkraft kommer innebära behov av ny lag eller motsvarande, och förändringar i elcertifikatlagen. För att få en effektiv anbudskonkurrens kan det krävas ändring i miljöbalkens regler för tillståndsgivning.

Det behöver utredas hur stödet ska finansieras, särskilt då det inte går att veta exakt hur stort stödet blir per år förrän året är slut. Det behöver utredas om finansiering ska ske via statsbudgeten eller elkunden.

Energimyndigheten har analyserat hur *valet* av stödform påverkar dem som berörs. Energimyndighet har inte i någon större omfattning analyserat hur ett stöd skulle påverka till exempel kraftsystemet, elcertifikatsystemet eller elmarknaden.

## ORDLISTA

### ***Havsbaserad vindkraft***

Havsbaserad vindkraft innebär att vindkraftverk placeras i havet eller i större sjöar, på fasta eller flytande fundament.

### ***Statsstödsregler***

Ett regelverk från EU som reglerar hur medlemsstaterna får stödja företag. Huvudregeln är att statligt stöd inte är tillåtet. Kommissionens tolkning av när stöd till förnybar el ändå är tillåtet finns beskrivet i riktlinjer från kommissionen. Statliga stöd ska anmälas (notifieras) och godkännas av kommissionen innan de införs. Stöd som beviljas enligt den s.k. gruppundantagsförordningen behöver inte anmälas, men kommissionen ska informeras om stödet.

### ***Anbud***

Anbud innebär att stöd till en anläggning som producerar förnybar el bestäms i någon form av budgivningsprocess. Enligt statsstödsreglerna krävs särskilda skäl för att inte använda anbud för stöd till större produktionsanläggningar.

### ***Feed-in-system***

Ett samlingsnamn för ett antal typer av driftstöd vanliga för stöd till förnybar el.

- *Feed-in-tariff* innebär en garanterad ersättning per producerad mängd el. Försäljningen av el sköts då inte av producenten.
- *Feed-in-premium* är ett stöd som ges ovanpå elpriset per producerad mängd el.
- *Fast premium* är en typ av feed-in-premie där stödnivån per producerad mängd el är på förhand bestämd. Den går att kombinera med både tak och golv.
- *Sliding premium* är en typ av feed-in-premie där stödnivån fastställs utifrån elpriset och en bestämd ersättningsnivå. Därigenom garanteras producenten en genomsnittlig inkomst per kWh. Stödformen påminner om feed-in-tariff men här behöver fortfarande elproduktionen säljas på elmarknaden.

### ***Stöd/stödnivå***

Den del av intäkterna till, eller kostnader för, en elproducent som staten bidrar med. Vid driftstöd är det oftast uttryckt i öre per kWh. Stödnivån kan till exempel fastställas av staten eller bestämmas i en anbudsprocess.

### ***Ersättningsnivå***

Den inkomst som en elproducent får från både stöd och försäljning av el, oftast uttryckt i öre per kWh. I sliding premie resulterar anbudet i en garanterad ersättningsnivå.

### ***Långsiktig marginalkostnad (produktionskostnad)***

Den totala kostnaden för ett projekt uttryckt i öre per kWh. Här ingår alla kostnader så som investering, räntor, drift och underhåll. Vid den mest kostnadseffektiva utbyggnaden är ersättningsnivån densamma som den långsiktiga marginalkostnaden.

# 1 Inledning

## 1.1 Uppdraget, bakgrund

Energimyndigheten har fått i uppdrag av Regeringen att ta fram förslag på hur ett stöd till havsbaserad vindkraft bör utformas för att skapa förutsättningar för en utbyggnad. Olika former av stöd ska analyseras. Stödsystemet för havsbaserad vindkraft ska enligt uppdraget utformas så att det ligger utanför elcertifikatsystemet och är förenligt med EU:s statsstödsregler.

De olika stödformernas för- och nackdelar ska analyseras samt konsekvenserna av stödet för dem som berörs. Även samhällsekonomiskt motiverande faktorer ska utredas. Och om det är samhällsekonomiskt motiverat att differentiera stödet för att reducera marknadsmisslyckanden som inte påverkas av prissignaler.

Bakgrunden till uppdraget är att Regeringen anser att den förnybara elproduktionen bör byggas ut ytterligare och att Sverige på sikt ska ha ett energisystem som baseras på 100 procent förnybar energi.

Sverige har bra förutsättningar för utveckling av havsbaserad vindkraft, bland annat tack vare mindre vindturbulens och grundare vatten än i Nordsjön. I dagsläget byggs i princip ingen havsbaserad vindkraft. Elcertifikatsystemet stimulerar utbyggnad av elproduktion med lägre kostnader. På sikt skulle kostnaderna för havsbaserad vindkraft kunna minska.

## 1.2 Metod

Den samhällsekonomiska analysen inkluderar en analys av respektive stöds förutsättningar att maximera och/eller minimera identifierade eller potentiella nyttor och/eller kostnader<sup>1</sup>. Detta är svårt, eftersom respektive stöds effekter beror både på val av stöd, men även på stödutformning och på politikens ambitionsnivå och tidshorisont för den havsbaserade vindkraften. Motiverande faktorer (e.g. potentiella nyttor) med respektive stöd till havsbaserad vindkraft behandlas i huvudsak kvalitativt. Vissa sådana faktorer är givna av uppdraget.

Kostnadseffektivitetsanalysen görs dels utifrån om marginalnyttan för produktion påverkas av respektive stöd och dels utifrån respektive stöds alternativkostnader. Motiverande faktorer (e.g. potentiella nyttor) med respektive stöd till havsbaserad vindkraft behandlas i huvudsak kvalitativt. Vissa sådana faktorer är givna av uppdraget.

Stöden har även analyserats juridiskt med avseende på statsstödsreglerna.

---

<sup>1</sup> Dessa är kostnadseffektivitet, teknikutveckling (genom tekniskt lärande), placering av produktion och investeringskostnader på sikt, utbyggnadstakt, stödkostnader för stat och marknadsaktörer, industripolitiska målsättningar, möjligheter till riskreducering och harmonisering med andra länder runt Östersjön.

Om politiken vill söka reducera marknadsmisslyckanden är t.ex. stöd som i hög grad ger incitament till teknikutveckling av stor vikt. Vill politiken inriktas på att ge snabba resultat är stöd som främjar en snabb utbyggnadstakt centralt. I uppdraget saknas ett utbyggnadsmål. Därför har Energimyndigheten i kostnadsberäkningarna antagit olika utbyggnadsnivåer; 1/2, 5, 10 och 15 TWh. I de modellerade scenarier som gjorts har en utbyggnad på maximalt 15 TWh antagits för att kunna studera påverkan på elpriset.

Modellerade scenarier har också gjorts för bedömning av påverkan på elpriser (spotpriset på el på Nord Pool) om havsbaserade anläggningar tillkommer i olika prisområden. Huvudsakligen har en utbyggd mängd havsbaserad vindkraft om cirka 7 TWh till år 2020 och 15 TWh till år 2025 antagits. Den havsbaserade vindkraften har därefter fördelats på olika elområden. Elpriset har uppskattats för alla elprisområden år 2020, 2025 och 2030. Alla körningar har också gjorts med ett antagande om en framtida låg respektive hög bränslekostnad. Se bilaga för en mer utförlig scenariobeskrivning.

Det ingår att utreda om det är samhällsekonomiskt motiverat att differentiera stödet för att reducera marknadsmisslyckanden som inte påverkas av prissignaler. Detta har tolkats som en analys av om stödet ska riktas till södra Sverige. Denna analys finns i bilaga 3.

### **1.3 Avgränsningar**

I uppdraget ingick inte att analysera om det behövs ett särskilt stöd till havsbaserad vindkraft eller inte. För den samhällsekonomiska analysen innebär detta att nyttan antas vara lika hög som de samhällsekonomiska kostnaderna, oavsett om dessa kostnader är mycket höga.

Stödsystemet ska enligt uppdraget utformas så att det ligger helt utanför elcertifikatsystemet och är förenligt med EU:s statsstödsregler. Statsstödsreglerna utgör en viktig grund och begränsning för vilken typ av stöd som kan komma ifråga.

Det ingår inte i uppdraget att räkna ut den totala stödkostnaden eller föreslå hur stödet ska finansieras. Därmed är det svårt att bedöma stödets fördelningseffekter; dvs stödets effekter för hushåll, företag och andra berörda aktörer.

## 2 Om havsbaserad vindkraft

Havsbaserad vindkraft<sup>2</sup> är en relativt ung elproduktionsteknik. Den första havsbaserade vindkraftsparken i världen byggdes i Danmark 1991. Sedan dröjde det ända till mitten av 2000-talet innan utbyggnaden började ta fart i Europa. Även om utbyggnadstakten har ökat kraftigt i delar av världen under de senaste åren står den havsbaserade vindkraften ännu för en liten del av den totala installerade kapaciteten. År 2013 var den totala globala installerade effekten i havsbaserad vindkraft drygt 6 200 MW, vilket motsvarade 2 procent av den totala globala installerade kapaciteten i vindkraft sammanlagt. Mer än 90 procent av denna installerade kapacitet finns i norra Europa, med Tyskland, Storbritannien och Danmark som ledande länder.

### 2.1 Havsbaserad vindkraft i Sverige idag

I Sverige togs tidiga initiativ till att satsa på havsbaserad vindkraft. 1991 byggde Sydkraft en vindkraftturbin i Sverige utanför Sölvesborg vid Blekinges kust. Turbinen var i drift till 2004 och monterades ned 2007. 1998 byggdes den första havsbaserade vindkraftsparken. Det var Bockstigen, som ligger strax väster om Gotlands södra udde och består av fem vindkraftsverk med en sammanlagd installerad effekt på 5 MW. Åren därpå byggdes ytterligare två mindre parker, Yttre Stengrund och Utgrundet I. Den första större parken som byggdes i Sverige var Lillgrund, som ligger i Öresund och färdigställdes 2007. Vindpark Vänern togs i drift 2009. Den senaste byggda parken är Kårehamn, som ligger utanför Ölands nordliga kust. Kårehamn togs i drift 2013 och består av 16 stycken 3 MW vindkraftverk.

Den sammanlagda installerade effekten i de sex havsbaserade vindkraftsparkerna i Sverige är 212 MW. Det gav en produktion på cirka 688 GWh 2013.

---

<sup>2</sup> Havsbaserad vindkraft innebär att vindkraftverk placeras i havet eller i större sjöar, på fasta eller flytande fundament (ER 2014:23)



**Tabell 1 Befintliga havsbaserade vindkraftparker i Sverige (2015)**

Namn på park	Företag	Drift- tagnings- år	Antal verk	Installerad effekt, MW	Produktion 2013 GWh
Bockstigen <sup>1)</sup>	Momentum	1998	5	2,8	6
Utgrundet 1	Vattenfall	2000	7	10,4	32
Yttre Stengrund <sup>2)</sup>	Vattenfall	2001	5	10	15
Lillgrund	Vattenfall	2008	48	110,4	348
Vindpark Vänern	Vindpark Vänern, ReWind offshore	2010	10	30	105
Kårehamn	E.ON	2013	16	48	182
<b>Totalt</b>			<b>91</b>	<b>211,6</b>	<b>688</b>

- 1) Ny ägare sedan dec 2014, som planerar för att montera ned de gamla vindkraftverken och ersätta med 10-12 nya verk à ca 50 MW installerad effekt. Ny tillståndsansökan ska påbörjas våren 2015 enligt uppgift.
- 2) Kommer att avvecklas. Anläggningen idag är i stort behov av reparationer av både turbiner och kablar. Vattenfall har tidigare haft planer på att ersätta de gamla turbinerna med nya och byta ut kablar, men för att kunna göra detta krävs att Vattenfall ansöker om nytt miljötillstånd. Under hösten 2014 har Vattenfall istället valt att avveckla anläggningen.

Källa: [www.vindstat.nu](http://www.vindstat.nu) mar 2015

### 2.1.1 Planerade vindkraftparker

Det finns också flera planerade havsbaserade vindkraftparker i Sverige. Sju havsbaserade vindkraftparker har fått tillstånd enligt miljöbalken för att uppföras, men har inte byggts. Den främsta förklaringen till det är att aktörerna inte bedömt det vara tillräckligt lönsamt, då ersättningsnivån i form av elpris och elcertifikatpris inte täcker produktionskostnaderna. Sammanlagt omfattar dessa parker en installerad effekt på 2000 MW och de skulle kunna producera drygt 8 TWh per år.

Utöver dessa finns det ytterligare två vindkraftparker för vilka en ansökan om tillstånd enligt miljöbalken har lämnats in till tillståndsmyndigheten. Ytterligare tre tillståndsansökningar gällande Kattegatt offshore, Vindplats Göteborg och Finngrundet har fått avslag under 2014 i första instans. Beslutet om Kattegatt offshore har överklagats och kommer att prövas i högre instans. Göteborg Energi har ännu inte beslutat om de kommer att överklaga beslutet gällande tillståndsansökan för Vindplats Göteborg. Wpd har ännu inte tagit ställning hur de väljer att gå vidare med sin ansökan om tillstånd för Finngrundet. Alla dessa fem parker motsvarar tillsammans en installerad effekt på knappt 6 500 MW och de skulle kunna producera närmare 28 TWh om alla byggdes.

Dessutom finns det närmare 1400 MW i vindkraftparker som är i ett tidigt skede av tillståndsprocessen, som skulle kunna producera knappt 5 TWh.

**Tabell 2 Vindkraftparker till havs som har tillstånd eller har ansökt om tillstånd enligt miljöbalken. Källa: Energimyndigheten (2013). Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft samt Sammanfattning Förstärkt stöd till havsbaserad vindkraft, Svensk Vindenergi februari 2015.**

Namn på park	Antal verk	Installerad effekt, MW	Beräknad årlig produktion, GWh	Tillstånd giltighets-tid
<b>Parker som har tillstånd enligt miljöbalken</b>				
Trolleboda (Vattenfall)	30	150	600	2016
Utgrunden II (E.ON)	24	86	344	2016
Kriegers Flak (Vattenfall)	128	640	2 560	2018
Storgrundet (Wpd)	53	265	1 060	2018
Stora Middelgrund (Universal Offshore)	108	540	2 160	2020
Taggen vindpark (Vattenfall, Wallenstam)	60	300	1 200	2022
Stenkalles grund, Vänern (Scanenergy, Rewind offshore)	20	90	360	2024
<b>Totalt</b>	<b>423</b>	<b>2 071</b>	<b>8 284</b>	
<b>Parker som ansöker om tillstånd enligt miljöbalken</b>				
Blekinge Offshore (Vingkraft, Eolus, VindIn)	700	2 800	11 200	
Södra Midsjöbankarna (E.ON)	ca 300	2 100	8 400	
<b>Totalt</b>	<b>1 000</b>	<b>4 900</b>	<b>19 600</b>	
<b>Parker som fått avslag på ansökan</b>				
Finngrundet (wpd)	185	1 100	5 500	
Kattegatt Offshore (Favonius AB)	50	300	1 200	
Vindplats Göteborg (Göteborg Energi)	15	90	360	
<b>Totalt</b>	<b>250</b>	<b>1 490</b>	<b>7 060</b>	
<b>Parker som är i tidigt skede av processen</b>				
Samtliga projekt	<b>282</b>	<b>1386</b>	<b>4 851<sup>1)</sup></b>	

1) Produktionen beräknad med 3500 fullasttimmar.

### 2.1.2 Tillstånden har begränsad giltighetstid

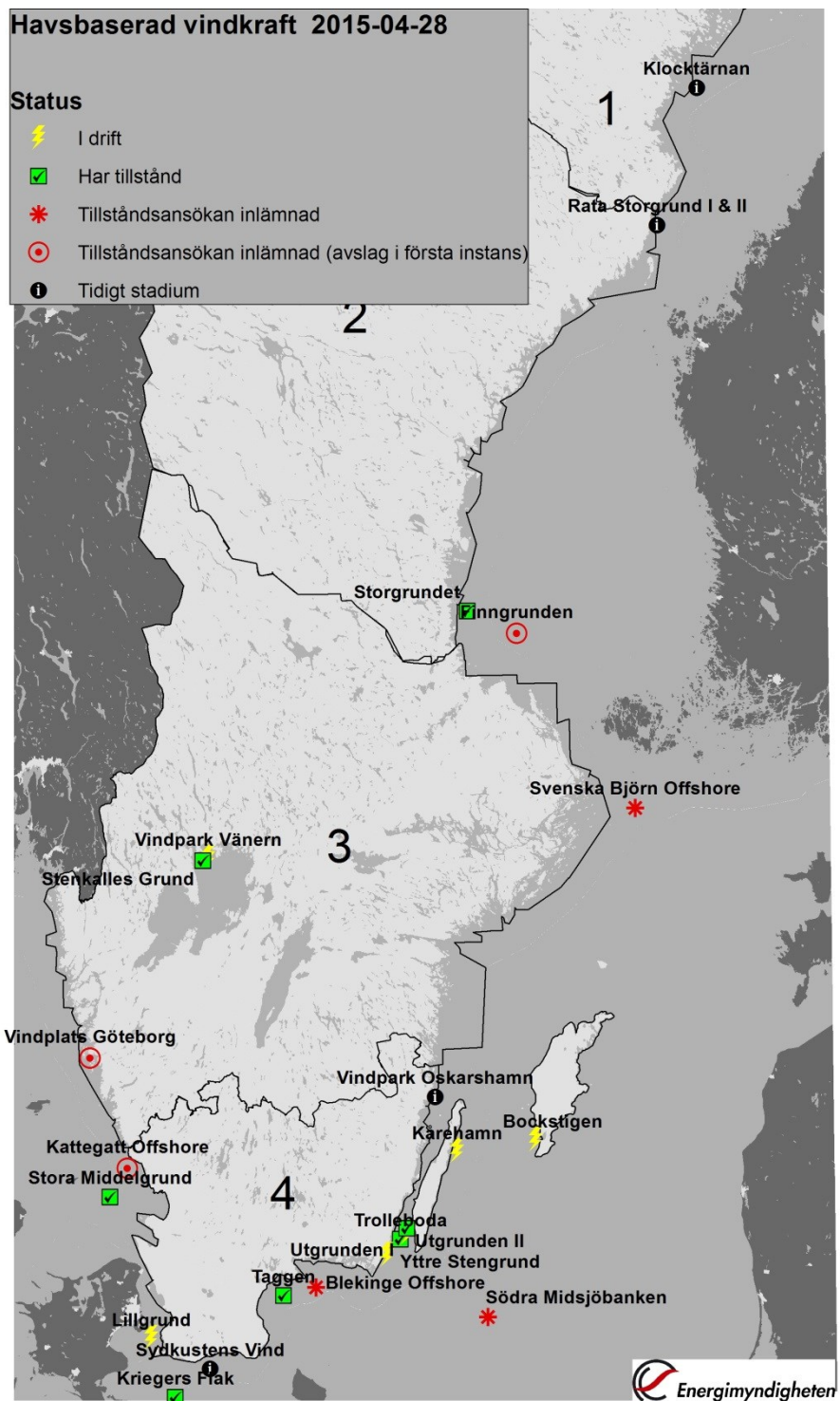
De flesta av tillstånden för att uppföra havsbaserade vindkraftparker gäller under en period av sju år, med undantag av Taggen vindkraftpark och Stenkalles grund som gäller under tio år. Det innebär att de flesta tillstånden kommer att löpa ut under perioden 2016-2020, förutom Taggens som gäller t.o.m. 2022 och Stenkalles grund som gäller t.o.m. 2024, om tillstånden inte förlängs. Viktigt att

beakta är att vindkraftparkerna måste vara i drift innan tillstånden löper ut. Det är möjligt för tillståndsmyndigheten att förlänga tillstånden (enligt 24 kap 2 § miljöbalken) med högst tio år, om tillståndshavaren visar att denna har giltiga skäl för dröjsmålet eller att synnerliga olägenheter skulle uppstå om tillståndet förfaller.

Rättspraxis visar att svårigheter att få nödvändiga övriga tillstånd, arbetsmaskiner eller personal har godtagits som giltiga skäl. Det är svårt att bedöma om dessa projekt kommer att kunna ange giltiga skäl eller synnerliga olägenheter som motiverar en förlängning av tillstånden. Energimyndigheten bedömer det som sannolikt att de projekt som vinner anbuden kan få förlängt tillstånd för dessa anläggningar, om det införs ett stöd till havsbaserad vindkraft. För ett projekt som fått beslut om stöd via ett statligt anbudsförfarande som även innehåller risk för vite, bör det ses som en synnerlig olägenhet om tillståndet skulle förfalla.

Bestämmelserna om förlängning av tillstånd enligt miljöbalken medför därför en riskfaktor. Två av de befintliga projekten, Kriegers Flak och Stora Mittelgrund, har redan förlängts med fyra respektive sex år. Eftersom det endast är möjligt att förlänga tillstånden med totalt tio år kan dessa tillstånd som längst förlängas till år 2024. Stenkalles grund, som är det tillstånd som har längst giltighetstid idag, kan som längst förlängas till 2034.

I kartan nedan visas befintliga och planerade havsbaserade vindkraftsprojekts geografiska läge. Nästan alla projekt ligger i södra Sverige i elområde 3 och 4. Endast ett fåtal projekt ligger i elområde 1 och 2.



Figur 1 Planerade och befintliga havsbaserad vindkraftprojekt i Sverige 2015. Källa. Energimyndigheten

## 2.2 Havsbaserad vindkraft i vårt närområde

Av länderna runt Östersjön är det bara Danmark och Tyskland som har byggt ut havsbaserad vindkraft i någon större omfattning. Danmark har idag mer än 900 MW havsbaserad vindkraft varav en stor del återfinns i södra Östersjön och resterande i Nordsjön. Tyskland har drygt 600 MW installerad i havsbaserad vindkraft, merparten är lokaliserad till Nordsjön. I Tyskland väntas en kraftig utbyggnad under de närmaste åren. Projekt motsvarande 3700 MW är i byggfasen och 9000 MW har fått tillstånd. I Danmark förbereds en upphandling av vindkraftparker som ligger nära land motsvarande 350 MW och ytterligare 1000 MW kommer att upphandlas i två andra parker under 2015. Vidare finns närmare 3000 MW i tidigt planeringsskede. Nederländerna har planerat för tio anbud med vardera 350 MW.

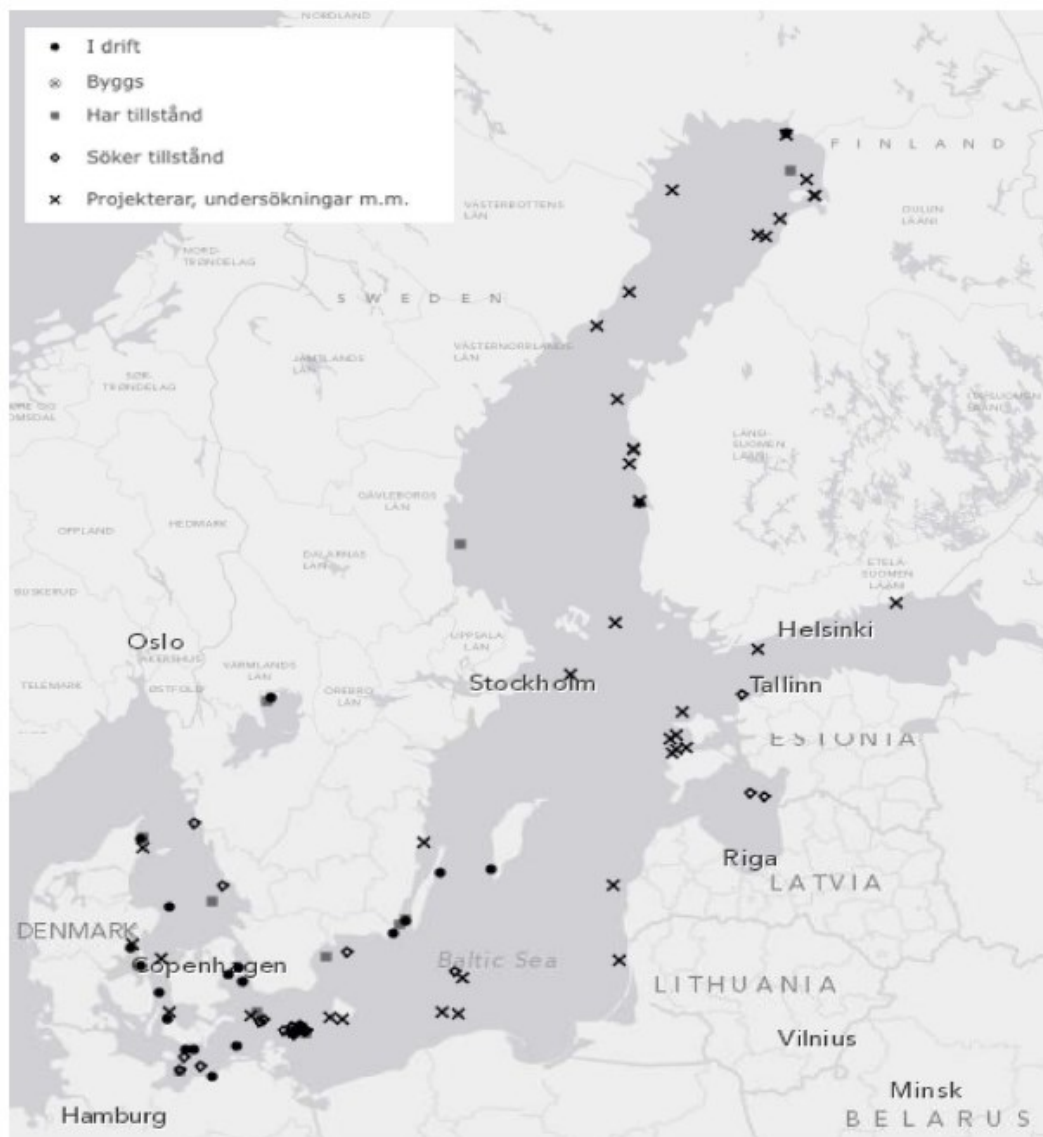
Dessa siffror ska alltså jämföras med Sveriges cirka 200 MW installerad effekt, 2000 MW med tillstånd och ytterligare cirka 6 500 MW som har kommit relativt långt i tillståndprocessen, se stycke 2.1.

I övriga länder ser situationen annorlunda ut. I Polen och de baltiska staterna finns ännu inga havsbaserade vindkraftparker. I Finland finns två mindre parker och ett enstaka verk som har en sammanlagd kapacitet på drygt 30 MW. Den begränsade utbyggnaden i området kan förklaras med att de befintliga stödsystemen i Östersjöländerna, med undantag för Danmark och Tyskland, inte har varit tillräckligt starka incitament för att få till stånd en utbyggnad av havsbaserad vindkraft.

Det finns dock planer i de flesta av Östersjöländerna på att bygga ut havsbaserad vindkraft. I kartan nedan redovisas befintliga och planerade vindkraftsparker. Dessa projekt skulle kunna producera cirka 90 TWh om de förverkligas<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Utgångspunkten för denna bedömning har varit följande: parker i drift motsvarar 1,3 GW, i byggnadskedet 0,3 GW, parker som har tillstånd 3,6 GW och ansöker om tillstånd 101 GW, i projekteringsfasen 14, 4 GW. För de projekt där det ännu saknas beräknad produktion har kapacitetsfaktorn satts till 40 %.



Figur 2 Översiktsbild över befintlig och planerad havsbaserad vindkraft i Östersjön. Källa: Tekniska innovations system inom energiområdet – En praktisk vägledning till identifiering av systemsvagheter som motiverar särskilda politiska åtaganden. ER 2014: 23.

## 2.3 Historik och trender

### 2.3.1 Stöd till vindkraft i Sverige

I Sverige har det funnits stöd till vindkraft sedan 1990-talets början. Det har dock aldrig funnits något stöd som enbart riktats till havsbaserad vindkraft.

Under perioden 1991-2003 utgick ett *investeringsstöd* till vindkraftanläggningar som hade en installerad effekt på minst 225 kW. Stödet uppgick till mellan 15-35 procent av investeringskostnaden och betalades ut under fem år. År 1994 infördes även den så kallade *miljöbonusen* för vindkraft. *Miljöbonusen* var ett driftstöd till vindkraft som fanns under åren 1994 – 2003 då det gradvis började fasas ut

(eftersom elcertifikatsystemet infördes) och försvann helt i och med 2009 års utgång. Miljöbonusen innebar att elleverantörer (alternativt koncessionsinnehavaren) fick en skattereduktion, dvs. denne kunde göra avdrag för varje kilowattimme el som levererats. Beloppet betalades sedan tillbaka till vindkraftsägaren. Nivån på bonusen beslutades i samband med budgetarbetet, och var olika stor till land- respektive havsbaserad vindkraft.

Sverige har även gett stöd till vindkraft genom *vindpilot-programmet*. Det var ett program som syftade till att minska kostnaderna för nyetablering av vindkraft och att vara en pådrivande faktor för utbyggnaden av vindkraft i Sverige. Sammanlagt betalades 700 miljoner ut under perioden 2003-2012 till ett antal stora demonstrationsprojekt, de så kallade vindpiloterna. De två havsbaserade vindkraftparkerna Lillgrund och Vindpark Vänern ingick i vindpilotprojektet och fick 40 procent av utbetalade projektmedel, till Lillgrund utgick 220 miljoner kronor och till Vindpark Vänern 40 miljoner kronor, mot att man i projekten skulle undersöka och ta fram kunskap i ett antal frågor av betydelse för etablering av vindkraft i havs- och innanhavsmiljö.

Idag omfattas havsbaserad vindkraft av *elcertifikatsystemet*, ett ekonomiskt stöd för producenter av förnybar el som har funnits i Sverige sedan 2003. För varje producerad megawattimme (MWh) förnybar el kan producenterna få ett elcertifikat av staten. Elproducenterna kan sedan sälja elcertifikaten på en öppen marknad där priset bestäms mellan säljare och köpare. Elcertifikaten ger på så sätt en extra intäkt till ägaren av den förnybara elproduktionen, utöver den vanliga elförsäljningen. Köpare är aktörer med så kallad kvotplikt, främst elleverantörer. Idag ligger elcertifikatpriserna på 15-20 öre/kWh (mars 2015), vilket idag ger totala intäkter från elproduktionen som uppgår till mellan 45-50 öre/kWh för svenska vindkraftproducenter idag. Det kan jämföras med ersättningsnivåerna i Danmark och i Tyskland där de danska producenterna av havsbaserad vindkraft kan få upp till 133 öre/kWh för den producerade elen och i Tyskland är ersättningsnivån mellan 37 och 182 öre/kWh.

### **2.3.2 Stöd inom EU till förnybar el**

Inom EU har i princip alla länder någon form av stödsystem för förnybar el. Stödtypen varierar mellan länderna och har också förändrats med tiden.

De vanligaste stödtyperna är feed-in-system, kvotssystem (certifikat), investeringsstöd samt förmånliga lån och skattereduktioner. I många länder finns dessutom en kombination av dessa men det är oftast feed-in och kvotsystemen som används när syftet är att ge en större utbyggnad.

Enligt EU-kommissionen<sup>4</sup> hade 19 medlemsstater feed-in-tariffer, tio länder feed-in-premium och sex länder kvotssystem i slutet av år 2013. Många länder har parallella system och dessutom till exempel skattelättnader. Åtta länder hade samtidigt ett anbudssystem. Endast två länder finansierar stödet huvudsakligen från statsbudgeten.

---

<sup>4</sup> [http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com\\_2013\\_public\\_intervention\\_swd04\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf)

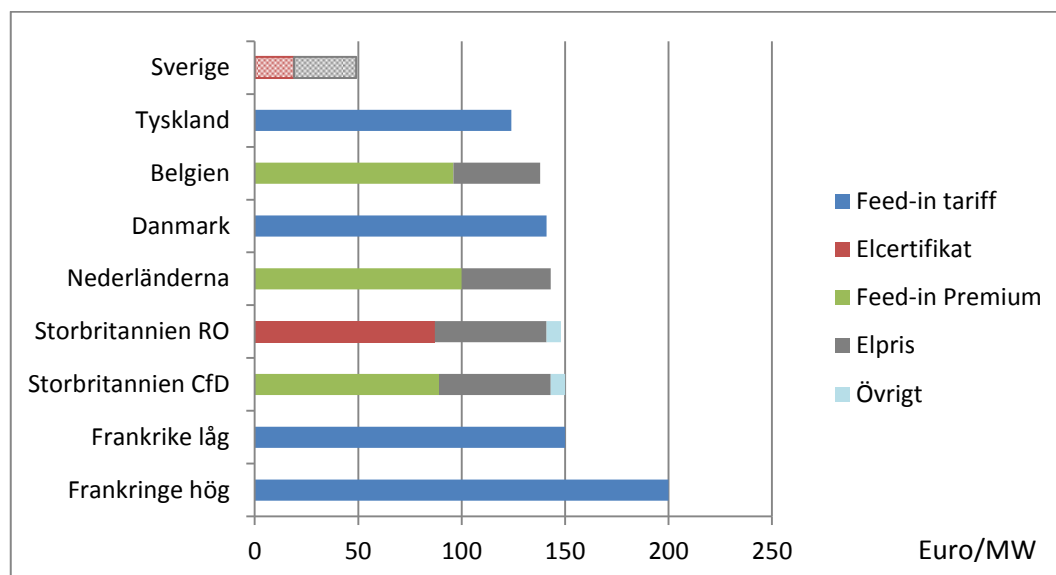
### 2.3.3 Trender i Europa när det gäller stöd till förnybar el

De trender som setts de senaste åren är att allt fler väljer bort investeringsstöd och kvotsystem till förmån för feed-in-system. Feed-in-systemen har i sin tur utvecklats med åren och kan delas in i flera typer där huvudtypen är ett garanterat pris för hela elproduktionen (feed-in-tariff) medan de nyare systemen ger ett stöd ovanpå elpriset (feed-in-premium). Mer om det senare i rapporten. En annan trend inom stödsystemen är att gå ifrån statsbestämda nivåer på stödet mot ett system där stödnivån eller ersättningsnivån (elpris + stöd) fastställs genom budgivning.

Feed-in-tariffer kommer troligen att finnas kvar i många länder under ytterligare ett antal år trots att denna typ av stöd numera endast tillåts för mindre anläggningar. De vanligaste stöden kommer i framtiden, med tanke på statsstödsreglerna, troligen vara olika typer av feed-in-premium där stödnivåerna fastställs genom anbud.

### 2.3.4 Stöd till havsbaserad vindkraft i Europa

I Figur 3 visas typ av stöd och stödnivåer 2014 för havsbaserad vindkraft i några av de europeiska länder som satsar mest på havsbaserad vindkraft. Som en jämförelse redovisas även motsvarande ersättningsnivå, här uttryckt som genomsnittligt elpris och elcertifikatpris under 2014, för havsbaserade vindkraftprojekt i Sverige. Av figuren framgår att feed-in-tariffer är den vanligaste stödformen i dessa länder och att stödnivån till havsbaserad vindkraft i Sverige genom elcertifikatsystemet är i särklass lägst.



**Figur 3 Stödform och stödnivåer för havsbaserad vindkraft i några europeiska länder år 2014. Källa: H1 2014 Offshore Wind market outlook, Bloomberg New Energy Finance, april 2014.**



### **3 Kostnader och stödbehov**

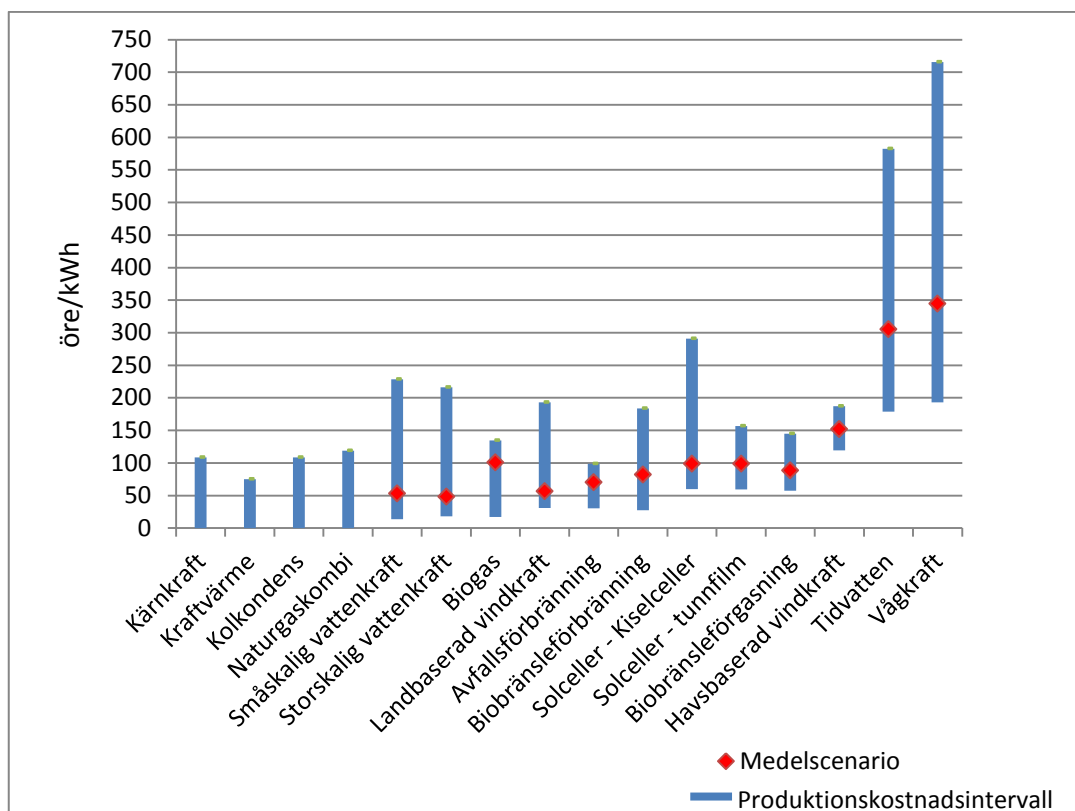
En utbyggnad av havsbaserad vindkraft kräver stärkt stöd. Stödets storlek är beroende av både kostnaden för havsbaserad vindkraft och av elpriset. För att jämföra och analysera olika stödformer krävs därför att kostnader för utbyggnad av havsbaserad vindkraft och ersättningsnivån analyseras både för nuläget och för framtiden.

I alla kostnader har utgångspunkten varit att den havsbaserade vindkraften inte får elcertifikat.

#### **3.1 Produktionskostnader för havsbaserad vindkraft internationellt**

Medan landbaserad vindkraft idag är ett av de billigaste kraftslagen i världen, tillhör havsbaserad vindkraft ett av de dyraste kraftslagen, se Figur 4.

En förklaring till de stora skillnaderna i produktionskostnader för havsbaserad och landbaserad vindkraft är att landbaserad vindkraft idag är en mogen teknik vars produktionskostnader har sjunkit kraftigt sedan utbyggnaden påbörjades under 1980-talet. Havsbaserad vindkraft har ännu inte nått det stadiet.



**Figur 4 Internationella produktionskostnader vid utbyggnad för olika kraftslag, uttryckta som kostnadsintervall och med ett medelscenario för varje kraftslag. Källa: Bloomberg New Energy Finance, augusti 2014. Anm. Kostnadsintervallen är uppbyggda av projektdata från typiska projekt på några regionala nyckelmarknader. Medelscenariot består av en blandning av indata från konkurrenskraftiga projekt på mogna marknader**

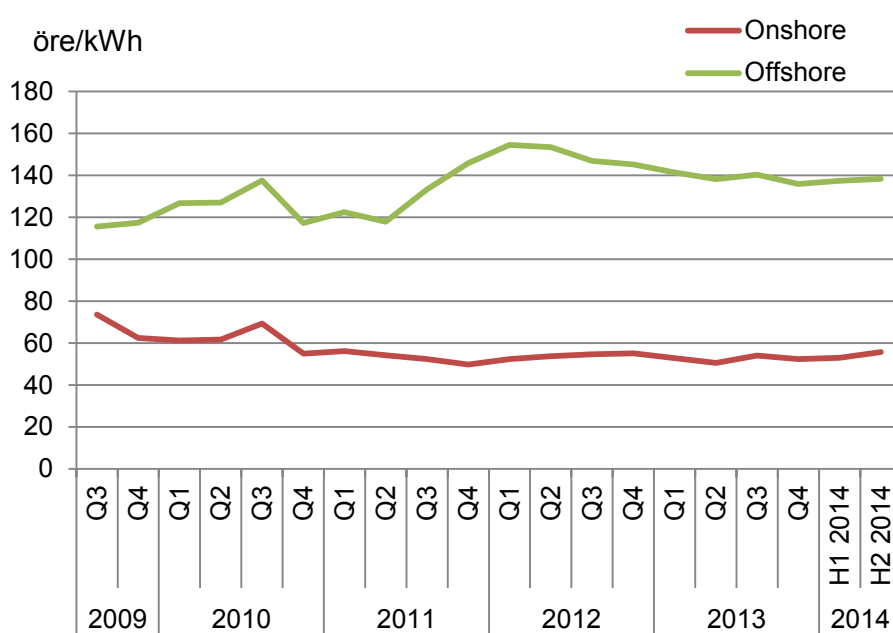
Energimyndigheten har låtit genomföra en analys av tekniska innovationssystem av fem för Sverige intressanta tekniker, varav havsbaserad vindkraft är en. I denna analys bedöms havsbaserad vindkraft efter 20 års utveckling ha kommit till en tidig del av den kommersiella tillväxtfasen.<sup>5</sup> I denna fas kommer tekniken att bli konkurrenskraftig med etablerade alternativ och den sprids på massmarknader. Tillväxtfasen föregår mognadsfasen. I mognadsfasen är tekniken så väl utvecklad att den ersätter befintlig teknik till en väsentlig grad och orsakar därmed en omstrukturering av samhällets produktions- och konsumtionssystem.

För landbaserad vindkraft har den nedåtgående trenden för produktionskostnaderna fortsatt. Under perioden 2009-2014 sjönk kostnaderna med 25 procent. Under samma period har produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft ökat med 20 procent. Ökningen för havsbaserad vindkraft under perioden kan förklaras av att investeringskostnaderna för dessa vindkraftprojekt har ökat, vilket i sin tur beror på att många parker idag byggs på större avstånd

<sup>5</sup> Teknologiska innovationssystem inom energiområdet En praktisk vägledning till identifiering av systemsvagheter som motiverar särskilda politiska åtaganden, ER 2014:23

från land än tidigare. Ett större avstånd till land innebär ökade kostnader i alla led från turbiner och fundament till elanslutning och drift och underhållskostnader.

Värt att notera är dock att ökningen har avstannat under 2014 och vid den senaste upphandlingen av havsbaserad vindkraft vid Horns Rev 3 utanför Danmarks västkust i februari 2015 låg Vattenfalls vinnande anbud 30 procent lägre än det vinnande anbudet för Anholt's vindkraftspark som avgjordes år 2010. Den genomsnittliga globala produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft 2014 uppgick till 138 öre/kWh, således mer än dubbelt så hög som den för landbaserad vindkraft. Utvecklingen för produktionskostnaderna för både land och havsbaserad vindkraft under perioden 2009-2014 visas i Figur 5.



**Figur 5 Utveckling av produktionskostnader för land- och havsbaserad vindkraft i världen 2009-2014, löpande priser. Källa: Bloombergs New Energy Finance, feb. 2015.**

### 3.1.1 Teknikutvecklingen fokuseras på större turbiner och rotor

Det krävs omfattande insatser för att utveckla tekniken för havsbaserad vindkraft i värdekedjans alla steg. Det behövs för att kunna sänka kostnaderna för tekniken så att den blir konkurrenskraftig med annan kraftproduktion.

Stort fokus ligger idag på att öka turbinernas driftsäkerhet och att öka energiproduktionen. För att uppnå det behöver turbintekniken utvecklas. En pågående trend hos turbintillverkarna är att öka rotorarean per installerad effekt för att reducera den specifika effekten (mätt i  $W/m^2$ ) och på så sätt öka turbinernas effektivitet. På grund av att många havsbaserade vindkraftsparker idag placeras i allt djupare vatten och allt längre från kusten är en tydlig trend hos tillverkarna att utveckla allt större vindkraftsturbiner. På så sätt kan antalet turbiner och fundament

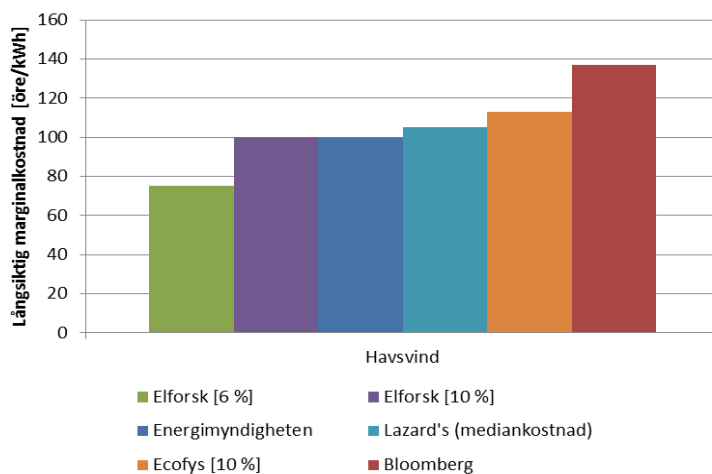
i en vindkraftspark minska utan att produktionen minskar, vilket gör att de totala kostnaderna för anläggningen kan minska. Storleken på turbinerna har ökat från 5 MW till 8 MW och rotordiametern från 120 till 160 meter.

Det finns även ett behov av att utveckla standardiserade lösningar för kombinationer av turbin och fundament. Vidare behöver ny kran teknik i hamnar och specialiserade fartyg för transport och installation av fundament och turbiner utvecklas. Det finns också utmaningar när det gäller HVDC-kablar (högspänd likström) som ofta används för anslutning av havsbaserade vindkraftparker som ligger långt ifrån kusten. Det gäller både själva transmissionslösningen och installationen i havsmiljö. När det gäller flytande vindkraftverk krävs stora utvecklingsinsatser, eftersom de tekniska lösningarna ännu befinner sig i konceptstadiet. Det handlar till exempel om att utveckla design- och programvaror som är anpassade för kombinationen av vindkraft och flytande element kroppar.

För att etablera havsbaserad vindkraft i Östersjön krävs dessutom ett tekniskt utvecklingsspår mot innanhavsteknik som optimerar tekniken för de förhållanden som råder i Östersjön. Östersjön har mindre vattendjup, lägre våghöjder, lägre extremvindar än Nordsjön, avsaknad av tidvatten och mindre korrosiv miljö. Idag utvecklas inte turbiner, fundament, fartyg etc. utifrån dessa förhållanden eftersom det inte byggs havsbaserade vindkraftparker i Östersjön i tillräckligt stor utsträckning för att det ska vara ekonomiskt intressant.

### **3.2 Produktionskostnader för havsbaserad vindkraft i Sverige**

Eftersom det endast har byggts ett fåtal vindkraftparker i Östersjön är tillgången till kostnadsuppgifter för havsbaserad vindkraft begränsad och kostnadsuppgifterna varierar mellan olika källor. I Figur 6 nedan presenteras ett antal bedömningar av produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft. Produktionskostnaderna varierar från strax under 75 öre/kWh till nästan 140 öre/kWh. Värt att notera är att det endast är Elforsks och Energimyndighetens bedömningar som gäller produktionskostnader för havsbaserad vindkraft i Sverige, övriga redovisar genomsnittliga produktionskostnader i världen.



Figur 6 Kostnad för havsbaserad vindkraft från olika bedömare.

### 3.2.1 Lägre produktionskostnader i Östersjön än i Nordsjön

I jämförelse med Nordsjön har Östersjön mindre vattendjup, lägre våghöjder, lägre extremvindar, avsaknad av tidvatten och mindre korrosiv miljö. Dessa förhållanden gör att det finns förutsättningar för lägre produktionskostnader i Östersjön än i Nordsjön för havsbaserad vindkraft. Enligt flera bedömningar ligger de potentiella produktionskostnaderna i Östersjön i intervallet 0,85 -1,1 kr/kWh medan motsvarande produktionskostnader i Nordsjön ligger i intervallet 1,15 – 1,40 kr/kWh<sup>6</sup>, en skillnad på 20-30 procent.

### 3.2.2 Kostnaderna starkt beroende av förhållanden på projektplatsen

Eftersom produktionskostnaderna är starkt beroende av de specifika förhållanden som råder på den aktuella platsen varierar dessa kraftigt mellan olika projekt. Avståndet till land, vattendjupet och bottenförhållanden har avgörande betydelse för ett projekts kostnader, men självfallet är även vindförhållanden centrala för projektets ekonomi.

Åtta av de tolv planerade vindkraftparkerna till havs i Sverige ligger på ett avstånd av en till två kilometer från kusten, vilket är ett förhållandevis kort avstånd jämfört med de flesta vindkraftparkerna i Nordsjön. Det indikerar att kostnaderna kommer vara lägre än för parker i Nordsjön, bland annat vad gäller elanslutningskostnaderna.

<sup>6</sup> Thema Consulting Group (2013). Offshore wind farms as joint projects, Thema Report 2013-12,

<sup>6</sup> Teknologiska innovationssystem inom energiområdet En praktisk vägledning till identifiering av systemsvagheter som motiverar särskilda politiska åtaganden, ER 2014:23 och Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige, Energimyndigheten ER 2014:16

Vidare lämpar sig bottenförhållandena i Östersjön väl för gravitationsfundament, tack vare att botten är fast och vattendjupet lämpligt. Det gör att kostnaderna för fundament kan bli lägre än i Nordsjön. Eftersom fundamentkostnaderna står för så stor del av de totala kostnaderna för havsbaserad vindkraft kan detta ha betydande påverkan på de totala produktionskostnaderna.

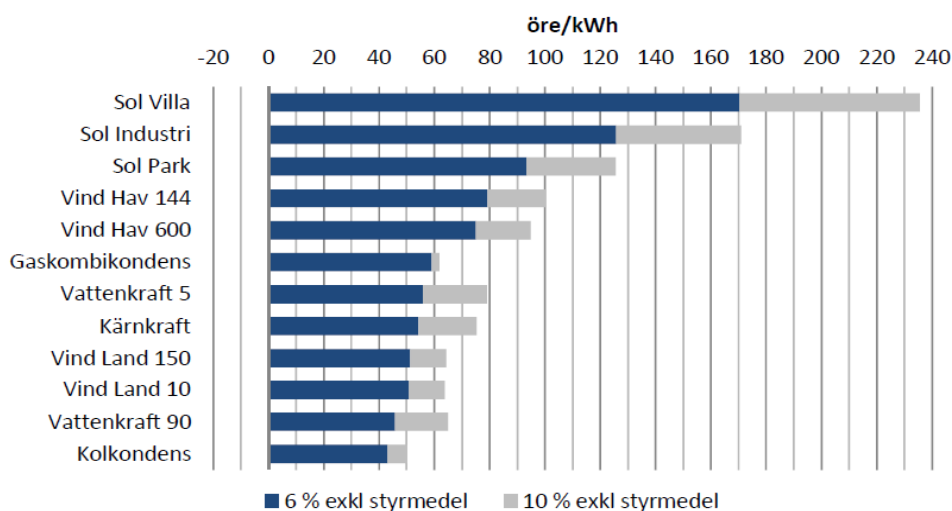
När det gäller val av turbin är vindförhållandena uttryckt i årsmedelvindar något sämre i Östersjön än i Nordsjön, men betydligt bättre än på land. Ett typiskt projekt i Östersjön har en årsmedelvind på 8 m/s. Sådana vindförhållanden ger utrymme för att välja mellan många olika turbinmodeller. Det kan t.ex. vara möjligt att använda turbintyper som är utvecklade för landförhållanden, vilket gör att turbinkostnaderna kan bli lägre än för ett typiskt Nordsjöprojekt.

I de planerade parkerna i Östersjön har inte turbinstorleken bestämts ännu, men enligt uppgifter i de berörda parkernas tillståndsansökningar är det troligt att 3,6 - 6 MW turbiner kommer att väljas. Storleken på parkerna varierar kraftigt, från några mindre parker med 15-25 vindkraftverk till en stor park om 500-700 verk. Det finns också fyra medelstora parker som planeras att bestå av omkring 100 verk.

Drift- och underhållskostnaderna är starkt beroende av avståndet till land, bland annat på grund av att personal har betydligt lättare att ta sig ut till en anläggning som ligger nära land. Östersjön har bättre väderförutsättningar än Nordsjön generellt sett för drift och underhåll, genom sina lägre våghöjder och färre stormar. Därför är denna kostnadspost relativt sett lägre för vindkraftsprojekt i Östersjön jämfört med havsbaserade vindkraftparker i t.ex. Nordsjön.

### **3.2.3 Parkens storlek och kalkylräntan påverkar kostnaderna**

En närmare titt på kostnaderna i exempelvis Elforsks rapport visar att storleken på parken, men framför allt räntan, är viktig för den långsiktiga marginalkostnaden, Figur 7. Eftersom havsbaserad vindkraft är en relativt oprövad teknik i Sverige, med stor investeringskostnad, antas räntan vara hög. Ju mer erfarenhet som fås kring tekniken, desto lägre kan räntan förväntas bli, vilket också bör pressa den långsiktiga marginalkostnaden nedåt.



**Figur II. Elproduktionskostnader för kommersiella tekniker som enbart producerar el, exkl. styrmedel med 6 respektive 10 % kalkylränta**

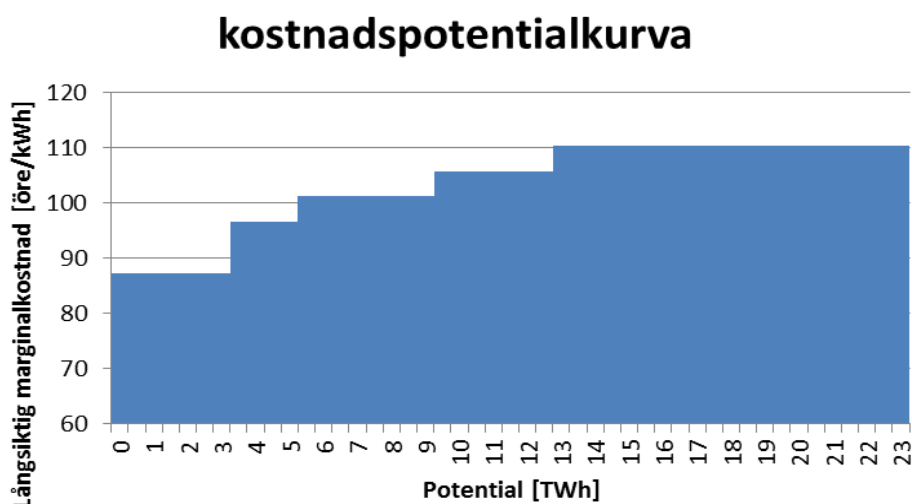
Figur 7 Den långsiktiga marginalkostnaden för olika anläggningar. Källa Elforsk

### 3.2.4 Kostnadsuppskattningar som används för vidare analys

År 2013 genomförde Thema Consulting Group ett uppdrag till Nordiska ministerrådet om gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft<sup>7</sup>. Där presenterades en kostnadskurva och potential för havsbaserad vindkraft i Sverige utifrån projektspecifika data, se Figur 8. Kostnaden ligger i genomsnitt på ungefär 100 öre per kWh vilket stämmer väl överens med andra uppskattningarna som gjorts, se Figur 6 och Figur 7 (med det högre antagandet om ränta). Denna kostnadskurva kommer därför fortsättningsvis att användas som referensscenario när det gäller kostnad för havsbaserad vindkraft.

Potentialen för den havsbaserade vindkraften är i verkligheten minst tre gånger så stor som den sammanlagda potentiella produktionen från de tillståndsgivna projekt som finns i Sverige idag. Det innebär att det finns en viss osäkerhet om när projekten i potentialen kan realiseras. Vissa projekt saknar idag tillstånd och det kan dröja ett antal år innan de får det och vissa projekt kommer inte få tillstånd alls. I rapporten antas dock potentialen kunna byggas ut och dessutom att det i ett anbudsförfarande sker med de billigaste projekten först.

<sup>7</sup> Offshore wind farms as joint projects, Thema Consulting group för Nordiska ministerrådet, ISBN nr. 978-82-93150-39-8



Figur 8 Kostnaden och potentialen för havsbaserad vindkraft i Sverige. Källa: Thema, Nordiska Ministerrådet.

### 3.3 Stödbehov för realisering av havsbaserad vindkraft

En viktig fråga för analysen av stödsystem är vilken typ av ersättningsnivå som behövs för att nå en viss produktionskostnad och/eller realisera en viss utbyggnad. Denna fråga förutsätter egentligen att syfte och mål med stödet är beslutat. Någon ambitionsnivå är i dagsläget inte fastlagd. Här beräknas därför stödnivån utifrån ett antal scenarier med olika produktionskostnadsnivåer och utbyggnad.

I dagsläget är både spotpriset på el och terminspriser nere på en nivå av cirka 25 öre/kWh vilket innebär ett stödbehov av nästan 75 öre/kWh i genomsnitt för en utbyggnad idag. Samtidigt skulle det kunna vara möjligt att bygga ut en viss mängd havsbaserad vindkraft med ett stöd på 60 öre/kWh enligt Figur 8. Redan mycket blygsamma stödnivåer tycks generera viss teknikutveckling, erfarenhet och utbyggnad, se avsnitt 2.3.1.

Viktigt att poängtera är att beräkningarna i detta avsnitt inte avser stödets totala kostnader. För detta bör bland annat även berörda aktörers och statliga administrationskostnader uppskattas. Detta har inte ingått i uppdraget.

#### 3.3.1 Framtida elpriser påverkar stödnivån

Om stödet ges i form av ett driftstöd kommer det att betalas ut under en längre tid. Stödbehovet minskar om elpriset stiger och ökar om elpriset minskar, men är beroende på hur stödet utformas. I Tabell 3 redovisas stödbehov vid dagens och framtida elpris vid olika långsiktiga marginalkostnader för havsbaserad vindkraft i Sverige.

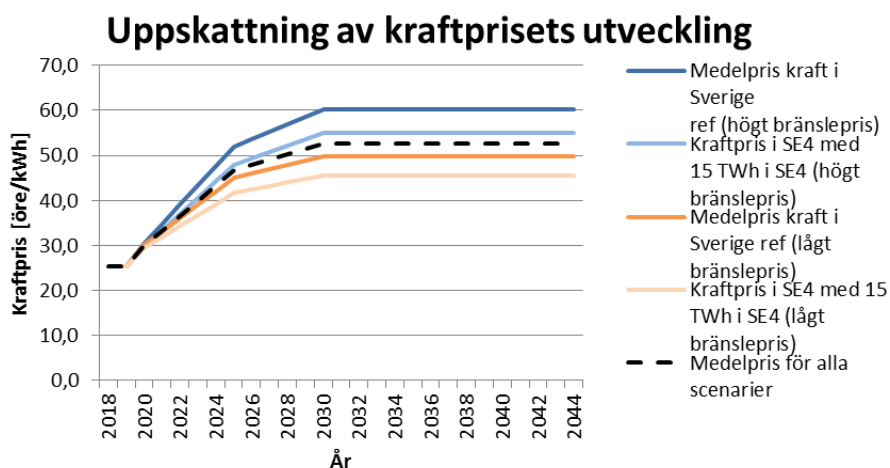


**Tabell 3 Stödbehovet för havsbaserad vindkraft samt total stödkostnad under 15 år per TWh fördelad mellan olika långsiktiga marginalkostnader och prisnivåer på el.**

	Elpris 25 öre per kWh		Elpris 60 öre per kWh	
<i>Långsiktig marginalkostnad [öre/kWh]</i>	<i>Stödbehov [öre/kWh]</i>	<i>Stödkostnad under 15 år [miljarder/TWh]</i>	<i>Stödbehov [öre/kWh]</i>	<i>Stödkostnad under 15 år [miljarder/TWh]</i>
87	62	9	27	4
96	71	11	36	5
101	76	11	41	6
106	81	12	46	7
110	85	13	50	8

### 3.3.2 Elpriset påverkas av var och hur mycket som byggs ut

Elpriset har skattats utifrån terminskostnader för år 2018 och 2019. Med modellerade scenarier har elpriset beräknats för år 2020, 2025 och 2030 för en rad olika scenarier. I Figur 9 visas en uppskattad prisutveckling för fyra olika fall. Dels två referensscenarier med svenska medelpriser för hög respektive låg bränslekostnad (se bilaga) och dels elpriset i elpris-område 4 om det byggs ut 15 TWh i detta område till 2030. Elpriset efter år 2030 har i samtliga fall antagits vara konstant. I Tabell 3 illustreras att elprisets nivå har en stor påverkan på stödbehovet. För att hålla ner antalet beräkningar används i fortsättningen ett medelvärde för de olika scenarierna.



**Figur 9 Antagen utveckling av elpriset utifrån olika resultat från modellerade scenarier. Källa Energimyndigheten**

### 3.3.3 Antaganden vid beräkningar av driftstöd (räkneexempel)

De kostnadsberäkningar som redovisas i rapporten utgår från medelpriset på kraft enligt Figur 9 och potentialen för havsbaserad vindkraft i Figur 8. Beräkningarna utgår från att 2 TWh havsbaserad vindkraft byggs per år och att den billigaste byggs först.

Varje utbyggnad om 2 TWh antas i beräkningen motsvara ett anbud och har en given ersättningsnivå. Beroende på vilket elpris som råder vid utbyggnadstillfället och under drifttiden samt utformningen av stödet kan ett projekts totala kostnad räknas ut. Stödet antas betalas ut under 15 år<sup>8</sup>.

Utbyggnaden antas sedan till 5, 10 och 15 TWh samt ett scenario med liten utbyggnad på 0,5 TWh. Kostnaden för de projekt som krävs för att uppnå en given utbyggnad kan summeras. Utifrån den kostnaden kan sedan både en genomsnittlig stödnivå beräknas och en genomsnittlig kostnad för elkunden.

För att kunna jämföra med befintliga stödsystem antas elkunderna vara desamma som i elcertifikatsystemet med en kvotplikt på 95 TWh. Utbetalningen av stödet antas ske under en tidsperiod som skulle kunna vara fallet för de olika ambitionerna.

I kostnadsberäkningarna påbörjas utbyggnaden av den havsbaserade vindkraften antingen år 2018 eller 2025.

Om den totala ersättningen med elpris och driftstöd motsvaras av den långsiktiga marginalkostnaden blir den teoretiskt minsta kostnaden för stödet enligt Tabell 4. Enligt tabellen ökar den genomsnittliga kostnaden av stödet med en högre utbyggnad på grund av att dyrare projekt behöver realiseras. Samtidigt förväntas kostnadsreduceringar över tid, både med och utan stöd. Dessa kostnadsreduceringar har dock inte tagits med i dessa beräkningar<sup>9</sup>. Kostnaden för utbyggnad sjunker om utbyggnaden sker senare eftersom elpriset då förväntas stiga. I senare delen av rapporten finns även motsvarande tabeller som jämför kostnaden för olika typer av feed-in-system.

**Tabell 4 Den minsta totala stödkostnaden och det genomsnittliga stöd som behövs för utbyggnad av havsbaserad vindkraft beroende på när utbyggnaden sker och hur mycket som byggs ut.**

Utbyggnad [TWh]	Utbyggnad från år 2018			Utbyggnad från år 2025		
	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	Kostnad för elkunden [öre/kWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	Kostnad för elkunden [öre/kWh]
0,5	45	3	0,2	36	3	0,2
5	47	36	2,3	39	30	1,9
10	51	76	4,7	45	67	4,1
15	53	120	7,0	48	109	6,4

<sup>8</sup> Denna stödperiod används genomgående i rapporten.

<sup>9</sup> Erfarenheter från elcertifikatsystemet visar att det är lätt att underskatta teknikutvecklingen.

### 3.3.4 Antaganden vid beräkningar av investeringsstöd mm

Ett stöd till havsbaserad vindkraft kan också göras via ett investeringsstöd eller räntebidrag istället för ett driftstöd. Då krävs att investeringsstödet är tillräckligt stort för att få till en utbyggnad eller att räntebidraget är så lågt att en investering kan göras med möjlighet att betala tillbaka lånet.

För att göra antaganden om investeringsstödet storlek behöver den långsiktiga marginalkostnaden delas in i kapitalkostnad samt kostnad för drift och underhåll.

I Energimyndighetens produktionskostnadsrapport (2014) har driftkostnaden uppskattats till cirka 20 öre per kWh. Kostnaden för installerad effekt är samtidigt cirka 23 miljoner per MW.

Med antagande om 4 000 fullasttimmar<sup>10</sup> kommer 1 TWh av årsproduktion av havsbaserad vindkraft kosta cirka 5,8 miljarder.

Ett elpris på dagens 25 öre/kWh gör att intäkterna i princip endast kommer att räcka till att täcka drift och underhållskostnaderna. Återstår endast cirka 5 öre/kWh.

Den långsiktiga marginalkostnaden i Figur 8 är 67 – 90 öre/kWh om driftkostnaden dras av. En intäkt på 5 öre/kWh täcker bara en liten del av denna kapitalkostnad vilket tyder på att en mycket stor del av investeringen måste få stöd för att realiseras.

Den årliga nettoinkomsten utgör också en mycket liten del av den totala investeringskostnaden. För en vindkraftpark som producerar 1 TWh per år blir den årliga nettoinkomsten 50 miljoner, vilket kan jämföras med en investeringskostnad på nästan 6 miljarder.

## 3.4 Sammanfattning

Havsbaserad vindkraft tillhör ännu ett av de dyraste kraftslagen. Det krävs omfattande insatser för att utveckla tekniken så att den blir konkurrenskraftig med annan produktion. Teknikutvecklingen idag fokuseras på turbiner och rotorerna.

Eftersom det endast har byggts ett fåtal vindkraftsparker i Östersjön är tillgången till kostnadsuppgifter begränsad. Uppgifterna varierar mellan olika källor, från strax under 75 öre/kWh till 140 öre/kWh.

Kostnaderna är starkt beroende av förhållandena på projektplatsen. Avståndet till land, vattendjup, grundförhållanden har avgörande betydelse. Vindförhållandena är förstås viktiga. Vindkraftparkens storlek och kalkylräntan har stor påverkan på den långsiktiga marginalkostnaden.

Energimyndigheten har använt uppgifter från Thema Consulting Group för kostnadsuppskattningar. Thema redovisar kostnadskurva och potential för

---

<sup>10</sup> Årsproduktion delat med installerad effekt

havsbaserad vindkraft i Sverige. Kostnaden uppgår i genomsnitt till ca 100 öre/kWh.

Framtida elpriser påverkar stödbehovet. Ju högre elpris ju lägre behov av stöd.

## 4 Statsstödsreglernas betydelse

Vid utformningen av ett stödsystem måste hänsyn tas till EU:s statsstödsregler. De stödsystem som analyseras i denna rapport är alla att betrakta som statliga stöd enligt fördraget om Europeiska unionens funktionssätt, EUF-fördraget. Kortfattat uttryckt innebär det att de utgör ett användande av statliga medel som gynnar ett enskilt företag eller en grupp av företag, på ett sätt som hotar att snedvrider konkurrensen och den gränsöverskridande handeln i unionen.<sup>11</sup>

Artikel 107 i EUF-fördraget innehåller ett generellt förbud mot statligt stöd till företag. Samma artikel innehåller också undantag från det generella förbudet. Dessa undantag har utvecklats och förtydligats bl.a. genom förordningar och riktlinjer.

Stöd som är förenliga med den s.k. allmänna gruppundantagsförordningen<sup>12</sup> (gruppundantagsförordningen) behöver inte prövas särskilt av kommissionen utan det behöver endast lämnas information om att stödet kommer införas. Därmed är det den enklaste formen av stöd att införa. Gruppundantagsförordningen innehåller emellertid detaljerade krav på utformningen av stöd och gäller bara stöd upp till ett visst tröskelvärde.

Kommissionens riktlinjer för statligt stöd inom särskilda områden ger en mera generell vägledning för hur stöd ska utformas för att vara tillåtna. Stödordningar och individuella stöd måste notifieras till kommissionen och godkännas. Aktuella riktlinjer för stöd till havsbaserad vindkraft är i första hand kommissionens ”Riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi för 2014–2020”<sup>13</sup> (Kommissionens riktlinjer), men även ”Rambestämmelser för statligt stöd till forskning, utveckling och innovation”<sup>14</sup> (FoI-rambestämmelserna) kan bli aktuella.

Statsstödsreglerna sätter begränsningar för vilka typer av stöd som kan komma ifråga för den havsbaserade vindkraften. Kommissionen har genom riktlinjerna givit vägledning för hur statsstödsreglerna ska tolkas. Det finns en möjlighet att notifiera stöd utan att ta närmare hänsyn till dessa riktlinjer, men det krävs då starka skäl och innebär sannolikt en långdragen process.

---

<sup>11</sup> Det finns åtgärder för främjande av utbyggnad av havsbaserad vindkraft som inte skulle utgöra ett statligt stöd. Att via direktiv till aktörer under statlig kontroll styra investeringar eller tillgång på riskkapital skulle vara ett sådant alternativ. Ett marknadsbaserat certifikatssystem motsvarande elcertifikatssystemet skulle inte heller anses som ett statsstöd eftersom det inte innebär användande av statliga medel.

<sup>12</sup> Kommissionens förordning nr 651/2014 av den 17 juni 2014 genom vilken vissa kategorier av stöd förklaras förenliga med den inre marknaden enligt artiklarna 107 och 108 i fördraget.

<sup>13</sup> Europeiska unionens officiella tidning 2014/C 200/01.

<sup>14</sup> Europeiska unionens officiella tidning 2014/C 198/01.

## 4.1 Investeringsstöd

Investeringsstöd enligt artikel 41 i gruppundantagsförordningen får ges till merkostnaden för en investering i förnybar el. I detta fall, då ingen alternativinvestering är aktuell, kan eventuellt hela kostnaden anses stödberättigad. Med ett anbudsförfarande kan 100 procent av kostnaden stödjas. Syftet med stödet ska emellertid vara uppnåendet av en ”högre miljöskyddsnivå” och bara kostnader som bidrar till detta är stödberättigande. Den jämförelseinvestering som används för investeringsstöd är typiskt sett en investering i icke-förnybar energiproduktion av samma omfattning. Vilken sådan jämförelseinvestering som skulle anses rimlig i svenska förhållanden är emellertid svårt att bedöma eftersom några storskaliga investeringar i icke-förnybar energi inte görs. De större investeringar i elproduktion som faktiskt genomförs är snarast landbaserad vindkraft eller biokraft. En sådan jämförelseinvestering ger emellertid inte en påtagligt högre miljöskyddsnivå för havsbaserad vindkraft. Tröskelvärde för stöd enligt gruppundantagsförordningen är 15 miljoner euro per företag per investeringsprojekt.

Investeringsstöd kan också lämnas utanför gruppundantagsförordningen och bör då följa kommissionens riktlinjer. För investeringsstöd till förnybar energi finns ingen särskild reglering i riktlinjerna. Prövning ska istället ske enligt de allmänna bestämmelserna i riktlinjernas avsnitt 3.2. I prövningen ingår sammanfattningsvis följande.

- Ange syftet med stödet, hur det fungerar och hur det bidrar till att uppnå unionens mål.
- Visa på ett marknadsmisslyckande i form av t.ex. negativa externa effekter, positiva externa effekter, asymmetrisk information eller bristande samordning, som inte kan hanteras av befintliga nationella eller europeiska styrmedel.
- Visa att stödet är ett effektivt sätt att åtgärda det identifierade marknadsmisslyckandet.
- Visa att stödet är proportionellt och att det således inte ges mera stöd än vad som är nödvändigt för att uppnå syftet.

En sådan prövning är i stor utsträckning beroende av hur mycket havsbaserad vindkraft som ska byggas och vilka mål som ska uppnås. Prövningen förutsätter normalt en dialog med kommissionen om hur kraven ska uppfyllas. Sett över alla sektorer anses investeringsstöd normalt mindre snedvridande på konkurrensen än driftstöd, bl.a. eftersom de är mera förutsebara. Att genomföra en prövning av ett investeringsstöd för förnybar energi kräver trots detta sannolikt mera utredningsarbete än för ett driftstöd, då det inte finns närmare instruktioner i rambestämmelserna om vilka stöd kommissionen skulle godta och det finns färre jämförelser att göra med andra länders system.

## 4.2 Driftstöd

Driftstöd för storskaliga anläggningar enligt artikel 42 i gruppundantagsförordningen får lämnas genom ett konkurrensutsatt anbudsförfarande. Stödet får begränsas till en viss specifik teknik endast under de förutsättningar som anges i artikel 42.3 eller 42.4.

Artikel 42.3 anger att anbudsförfarandet kan begränsas till en viss specifik teknik endast om ett förfarande som är öppet för alla producenter skulle leda till ett resultat som inte är optimalt och som inte kan hanteras inom utformningen av förfarandet. För motiveringen av varför ett teknikneutralt stöd inte är optimalt ska särskilt tas hänsyn till följande (krav för biomassa utlämnat).

- i) en given ny och innovativ tekniks potential på längre sikt,
- ii) behovet av att uppnå diversifiering,
- iii) nätverksbegränsningar och nätstabilitet, eller
- iv) kostnader för system (integrering).

Om ett tekniskspecifikt stöd införs ska en ”detaljerad bedömning” av grunderna för motiveringen enligt art 42.3 skickas med när stödet rapporteras till kommissionen.

Alternativet för tekniskspecifikt stöd är artikel 42.4, som anger att det konkurrensutsatta anbudsförfarandet får avse en specifik teknik om den är ”ny och innovativ”<sup>15</sup> samt att stödet inte beviljas för mer än 5 % av den totala årliga planerade nya kapaciteten att producera el från förnybara energikällor.

Alla stöd som lämnas enligt artikel 42 får uppgå till högst 150 miljoner euro per år. Om det tröskelvärde kommer att överstigas kan gruppundantagsförordningen inte användas, utan då får istället ett stöd notifieras som förenligt med rambestämmelserna.

Kommissionens riktlinjer innehåller relativt detaljerade bestämmelser om driftstöd till förnybar el. Från och med år 2016 ska alla nya stödordningar för driftstöd till förnybar el uppfylla följande villkor.

- a) Stöd ska beviljas som en premie utöver det marknadspris till vilket producenterna säljer sin el direkt på marknaden.
- b) Stödmottagare ska omfattas av standardbalanseringsansvar om det saknas likvida intradagsmarknader<sup>16</sup>.
- c) Åtgärder ska vidtas för att garantera att producenterna saknar incitament att producera el till negativa priser.

Det första kravet utesluter i princip feed-in tariffer, och det är tydligt att rambestämmelserna syftar mot ett konkurrensutsatt anbudsförfarande med klara, öppna och icke-diskriminerande kriterier. För att göra avsteg från detta krävs att

---

<sup>15</sup> Ny och innovativ definieras enligt art 2 (114) som en ny och oprövad teknik jämfört med den senaste utvecklingen inom branschen, vilket innebär en risk för tekniskt eller industriellt misslyckande och inte är en optimering eller uppskalning av befintlig teknik.

<sup>16</sup> I Sverige motsvarar detta Elbas

vissa specifika förutsättningar är uppfyllda som skulle förta värdet av ett anbudsförfarande. Ett sådant fall är om ett anbudsförfarande skulle leda till högre ersättningsnivåer, t.ex. på grund av otillräcklig konkurrens. För de allra flesta scenarier bedöms emellertid ett anbudsförfarande vara den enda form av driftstöd som är förenligt med statsstödsreglerna. Det kan dock diskuteras om Sverige har förutsättningar för att uppnå en sådan konkurrens på området för havsbaserad vindkraft att det är möjligt att använda ett anbudsförfarande. Detta med tanke på att det i dagsläget endast finns sju tillståndsgivna projekt, vilkas tillstånd har en giltighetstid som är begränsad till perioden 2018-2024. Dessutom varierar de inblandade projektörena från stora, till mellanstora och små aktörer, vilket gör att de har olika förutsättningar för att delta i en anbudsprocess. En anbudsprocess är i första hand fördelaktig för stora aktörer.

Utgångspunkten i rambestämmelserna är att ett anbudsförfarande ska rikta sig till alla tekniker för förnybar el, men det får begränsas till enbart t.ex. havsbaserad vindkraft om förfarandet annars skulle leda till ett resultat som inte är optimalt. Vid bedömningen ska särskilt tas hänsyn till samma kriterier som de som anges i artikel 42.3 i gruppundantagsförordningen och som angavs ovan. Olika typer av driftstöd kan beaktas inom ramen för ett anbudsförfarande.

#### **4.3 Marknadsintroduktions- och demonstrationsstöd**

Ett visst stöd till utbyggnad av havsbaserad vindkraft kan ges inom ramen för ett forskningsprojekt. Forskning, utveckling och innovation regleras i en egen del av gruppundantagsförordningen som inte är kopplad till energi och miljö. Den aktuella forskningskategorin torde vara experimentell utveckling som definieras i art 2.85 i gruppundantagsförordningen. För att konstruktion av havsbaserad vindkraft ska ses som experimentell utveckling ska syftet vara att utveckla en ny eller förbättrad produkt. Många anser att befintlig teknik för havsbaserad vindkraft inte är optimerad för produktion i innanhav som Östersjön. Teknikutveckling skulle därmed kunna minska risker och öka lönsamheten i framtida projekt.

För att anses som ett forskningsprojekt är det inte tillräckligt att projektet demonstrerar de ekonomiska förutsättningarna, alltså att visa vad det kostar att bygga vindkraft i Östersjön. Det primära syftet ska vara att göra ytterligare tekniska förbättringar. Ett anbudsförfarande för ett demonstrationsstöd för konstruktion av havsbaserad vindkraft skulle behöva återspegla detta. Ett forskningsprojekt skulle normalt vara begränsat till att konstruera tillräckligt många vindkraftsanläggningar för att demonstrera tekniken, vilket inte skulle innebära någon storskalig utbyggnad. Om syftet är att åstadkomma en storskalig utbyggnad av havsbaserad vindkraft så kan ett ambitiöst och långsiktigt stöd till utbyggnad i sig förväntas leda till viss teknikutveckling utan behov av riktade forskningsstöd. Det är däremot oklart om specifikt utveckling av innanhavsteknik då kommer att stå i fokus för aktörerna. Teknikstöd skulle därför kunna vara motiverat.



Stödnivå för experimentell utveckling enligt gruppundantagsförordningen är 25-60 procent av stödgrundande kostnader, beroende på olika kriterier. Vid ett samarbete mellan ett stort företag och ett universitet, vilket är en sannolik stödmottagare, skulle företaget vara berättigat till stöd för omkring 40 procent av kostnaderna. Gränsen för stöd enligt gruppundantagsförordningen är 15 miljoner euro per företag per projekt. Stöd över denna nivå skulle behöva notifieras, men stödandelen enligt rambestämmelserna är densamma som enligt gruppundantaget.

#### **4.4 Krav på tekniskspecifikt stöd**

Ett stöd som riktas till en viss specifik teknik, såsom havsbaserad vindkraft, innebär ett större ingrepp på marknaden än ett teknikneutralt stöd. Driftstöd eller investeringsstöd till viss specifik teknik måste därför särskilt motiveras enligt de regler som redovisats ovan. Gruppundantagsförordningen och kommissionens riktlinjer har likalydande bestämmelser för tekniskspecifikt stöd som innebär att det ska motiveras med särskild hänsyn till:

- i) en given ny och innovativ teknik har potential på längre sikt,
- ii) behov av att uppnå diversifiering,
- iii) nätverksbegränsningar och behov av nätstabilitet, eller
- iv) kostnader för system (integrering).

Utan mer analys är det svårt att säga om något av dessa kriterier är uppfyllda. För att anses som ny och innovativ ska en teknik innebära ”risk för tekniskt eller industriellt misslyckande” och den får inte endast vara en optimering av befintlig teknik. Havsbaserad vindkraft är en teknik som byggs kommersiellt i stor skala, dock med statligt stöd. Detta indikerar att tekniken idag inte är konkurrenskraftig och att marknadsmisslyckanden förekommer. Det är dock oklart om riskerna med att bygga anpassat för innanhav är tillräckliga för att tekniken ska ses som ny och innovativ. Dessutom kan stödet inte beviljas för mer än 5 procent av den totala årliga planerade nya kapaciteten att producera el från förnybara energikällor. Byggs havsbaserad vindkraft ut med cirka 2 TWh per år kommer det snarare röra sig om 50 procent.

Sveriges har i dagsläget förnybar el i form av vattenkraft, biokraft och landbaserad vindkraft. Den sistnämnda har dessutom en mycket stor potential för ytterligare utbyggnad. Eftersom landbaserad och havsbaserad vindkraft är relativt lika utifrån ett produktionsperspektiv är det tveksamt om havsbaserad vindkraft kan motiveras med ett behov av diversifiering.

De två sista punkterna som berör kraftsystemet är mera intressanta. I en fråga till Svenska kraftnät ansåg de emellertid inte att det uppenbart finns något som motiverar den havsbaserade vindkraften, och att skillnaden mellan exempelvis landbaserad och havsbaserad vindkraft är liten ur ett systemperspektiv.

Det saknas således en uppenbar motivering för behovet av ett tekniskspecifikt stöd till havsbaserad vindkraft i stort, däremot kan motiv finnas för teknikstöd till innanhavsteknik. Ett alternativ för att få till teknikutveckling för innanhavsteknik skulle förstås också kunna vara tekniskspecifika krav i ett anbud. Värt att notera är

dock att flera länder har teknikspecifika stöd som godkänts av EU-kommissionen. Även om kommissionen uppenbart önskar skifta det statliga stödet mot mer marknadsbaserade och teknikneutrala stödsystem så bör det alltså finnas utrymme för medlemsstaterna att utforma system som ger dem kontroll över den egna energimixen.

## **4.5 Slutsatser utifrån statsstödsreglerna**

Statsstödsreglerna är mycket viktiga i sammanhanget, och innebär begränsningar i val av stöd. De stöd som Energimyndigheten bedömer som förenliga med statsstödsreglerna är olika typer av anbudsförfaranden samt marknads- och demonstrationsstöd.

Är syftet med utbyggnaden att demonstrera en specifik teknik eller att pröva förutsättningarna för en viss teknik på en ny plats så kan ett demonstrationsstöd passa bra eftersom det övergripande målet då inte är att leverera en viss mängd el och det inte finns samma krav på långsiktighet för investerare. Det är emellertid tveksamt om de stödnivåer som statsstödsreglerna tillåter för forskningsprojekt är tillräckliga om även detta projekt skulle undantas från elcertifikatssystemet.

Om syftet istället är att få till stånd en större utbyggnad av den förnybara elproduktionen så behöver ett mer långsiktigt investeringsstöd eller driftstöd komma på plats. Det bästa sättet att säkerställa att systemet även på lite längre sikt är förenligt med EU:s statsstödsregler torde då vara att följa kommissionens huvudinriktning och införa någon typ av anbudsförfarande.

Såväl investeringsstöd som driftstöd skulle sannolikt kunna innehålla någon typ av anbudsförfarande. Regelverket och jämförelser med andra länder ger emellertid mera vägledning om anbudsförfaranden gällande driftstöd. Övriga fördelar med driftstöd före investeringsstöd utvecklas nedan, men i korthet kan sägas att driftstöd med rätt utformning bättre kan inkludera framtida ändringar i elpriset. Det fokuserar också på att få en kostnadseffektiv produktion av vindkraft, istället för på storleken på installerade effekten, och staten riskerar inte på samma sätt att stödja projekt som i slutändan inte realiserar. Staten har samtidigt kontroll på vilka volymer av förnybar el som kommer in i elsystemet. Ett anbudsförfarande skulle troligen kunna rikta sig specifikt till havsbaserad vindkraft för att främja potentialen hos vindkraft anpassad för innanhav på längre sikt.

Om det finns andra skäl att istället utforma stödet som finansiering av en viss del av en investering, t.ex. anslutning till nätet, så kan sannolikt vägledning hämtas i reglerna för driftstöd för vilka investeringsstöd som skulle godkännas.

Ett stöd som bygger på ett anbudsförfarande enligt kommissionens riktlinjer kommer att förutsättas vara proportionerligt. Trots det är det relevant att även beakta de allmänna kriterierna i riktlinjernas avsnitt 3.2, som återgavs under 4.1 ovan avseende investeringsstöd. Även vid en notifiering av ett driftstöd måste det sannolikt motiveras vilket mål som ska uppnås med stödet och varför befintliga styrmedel är otillräckliga. Att befintliga styrmedel såsom koldioxidskatt och elcertifikat redan förväntas leda till att Sverige når uppnå uppsatta mål för utsläpp

och utbyggnad av förnybar energi kan därför paradoxalt nog vara ett problem i detta sammanhang.

Även en relativt ambitiös utbyggnad av havsbaserad vindkraft skulle kunna göras inom ramen för gruppundantagsförordningens gräns för driftstöd på maximalt 150 miljoner euro i stöd per år. Men redan vid utbyggnad av 2 TWh havsbaserad vindkraft ökar risken att den maximala gränsen överskrids<sup>17</sup>. Därför är det inte rekommenderat att undvika notifiering för ett storskaligt stöd till havsbaserad vindkraft.

Kommissionens nuvarande riktlinjer har varit i kraft endast ett år och kravet på anbudsförfarande för driftstöd till förnybar energi gäller först från och med år 2017. Det är därmed inte många stöd som faktiskt godkänts och införts som är anpassade till dessa regler. Det innebär i nuläget en viss osäkerhet om hur kommissionen kommer att bedöma utformningen av anbud och vad som är godtagbara skäl för att begränsa sådant stöd till en viss teknik. Stöd som ges enligt gruppundantagsförordningen riskerar alltid att senare kommissionspraxis eller domstolsavgöranden skapar osäkerhet om ifall stödet verkligen är utformat på ett godtagbart sätt. För ett stöd som avser att ge långsiktiga spelregler för marknaden kan det därför vara motiverat med en notifiering även om det formellt sett skulle kunna undvikas.

Det behöver analyseras ytterligare hur stöd kan hanteras vid s.k. nollpriser på el och vid negativa priser.

---

<sup>17</sup> Ett genomsnittligt stöd under ett år på 75 örer per kWh för 2 TWh innebär ett stöd på cirka 150 miljoner euro.

## 5 Genomgång av möjliga stöd

I uppdraget ingår att analysera olika former av stöd såsom exempelvis upphandling<sup>18</sup>, investeringsstöd, marknadsintroduktion- och demonstrationsstöd, finansiering av elanslutningen mm.

I detta avsnitt görs en genomgång av olika stöd. Respektive stöds översiktliga utformning och funktion beskrivs. För- och nackdelar analyseras, inklusive hur berörda aktörer kan förväntas agera och vilka som kan förväntas dra fördel eller nackdel av respektive stöd. Varje stöds förutsättningar att bidra till vissa potentiellt samhällseliga nyttor och minimera samhällseliga kostnader analyseras. Se även bilaga om samhällsekonomska motiv.

Det ingår inte i uppdraget att räkna ut den totala stödkostnaden eller föreslå hur stödet ska finansieras. Därmed är det svårt att bedöma stödets *fördelningseffekter*; dvs stödets effekter på hushåll, företag och andra berörda aktörer.

En åtgärd är *kostnadseffektiv* om den antingen maximerar måluppfyllelsen till en given kostnad eller minimerar kostnaden för ett givet mål<sup>19</sup>. I denna utredning har utgångspunkten varit kostnadsminimering ur ett samhällsekonomskt perspektiv. Eftersom målet inte är givet förs resonemang utifrån olika tänkbara målbilder.

I avsnitt 5.11 sammanfattas de stödformer som bedöms som förenliga med statsstödsreglerna och som behandlas i detta kapitel.

### 5.1 Budgivning, anbud (inför utbetalning av drift- eller investeringsstöd)

Översiktligt innebär ett anbudsförfarande att staten går ut med en anbudsförfrågan till potentiella projektörer av havsbaserad vindkraft.<sup>20</sup> Ska- och börkrav ställs på

---

<sup>18</sup> En upphandling resulterar i ett drift- eller ett investeringsstöd

<sup>19</sup> Beroende på vilka kostnader/nyttor som avses, kan en åtgärd vara kostnadseffektiv i olika bemärkelser. Ett stöd kan ses som kostnadseffektivt antingen det når målet till lägsta möjliga kostnader för staten eller för företagen. Samhällsekonomska kostnadseffektivitet uppnås då avsett mål nås till lägst kostnad för hela samhället. En åtgärd som är kostnadseffektiv ur statens eller företagets synvinkel behöver inte vara det ur samhällets synvinkel. Flera nyttor och kostnader kan vara svåra att skatta.

Ett nödvändigt villkor för styrmedlets kostnadseffektivitet är att alla företag som producerar havsbaserad vindkraft har samma marginalkostnad för den sist producerade kWh. Den billigaste produktionen byggs då ut först. Ett tillräckligt villkor för kostnadseffektivitet är att det inte finns något annat styrmedel som hade kunnat uppnå samma produktion till en lägre kostnad. Olika stöds möjligheter att minimera kostnader och förmåga att uppnå olika nyttor (tänkbara mål) jämförs då med varandra.

<sup>20</sup> Detta steg föregås av att staten först informerar om att anbud kommer att tas in. Så mycket som möjligt av anbudsregler mm bör också aviseras i förväg. Detta är viktigt när det gäller havsbaserad vindkraft, eftersom projektörernas ställtider är relativt långa för att kunna lämna anbud. 1,5 år har

vad som ska inlämnas, samt hur anbudet kommer att utvärderas. Lägsta pris (öre/kWh) är normalt ett centralt kriterium. Viktigt är då att priset anges på samma sätt av alla anbudsgivare. Anbudspris kan definieras olika; t.ex. stödbehov eller produktionskostnad. Anbudspris kan också omfatta olika typer av kostnader, t.ex. totala produktionskostnader eller endast vissa kostnader.

Utifrån EU-kommissionens riktlinjer för stöd till förnybar el är ett anbuds-förfarande den lämpligaste metoden för att bestämma nivån på stöd till större elproduktionsanläggningar. Det går dessutom att motivera på andra sätt då budgivning med rätt design ger kontroll över utbyggnadstakt, och skapar förutsättningar för ökad konkurrens mellan projektörerna. Ur statens perspektiv kan också kunskap och kontroll om utbyggnadstakten innebära möjligheter till samordning, t.ex. med nätinvesteringar och på så sätt hålla dessa kostnader lägre. Kanske ett av de viktigaste motiven är att budgivning möjliggör att den billigaste produktionen (inom ramen för budgivningen) byggs ut först. Utbyggnad genom anbud har med andra ord goda förutsättningar att vara kostnadseffektiv.

För dem som får kontrakt kan projektfinansiering från andra investerare bli enklare i och med den inbyggda prisgarantin. T.ex. kan räntekostnader för företag med vinnande anbud förväntas sjunka, vilket i sig kan ge väsentlig kostnadsreducering. I och med de relativt höga investeringskostnaderna som leder till bristande lönsamhet jämfört med t.ex. landbaserad vindkraft bör den förenklade projektfinansieringen betraktas som en drivkraft för företag att vilja delta i en anbudsprocess. Särskilt gäller detta för företag som redan har lagt ner stora kostnader på projektering, tillstånd etc. De flesta stödformer lär dock ha denna signaleffekt på marknaden.

Forskningen ses delvis som motstridig när det gäller ett anbudssystemets effekter på teknisk utveckling. Å ena sidan innebär anbudskonkurrens ett incitament för företagen att hålla produktionskostnaderna nere<sup>21</sup>. Andra forskare hävdar att detta incitament är svagt. I Danmark har t.ex. få kostnadsreduktioner gjorts och konkurrensen har varit liten i de första anbudsomgångarna som har genomförts<sup>22</sup>. Vid den senaste anbudsomgången 2015, som gällde Horns Rev 3 vindkraftpark låg dock Vattenfalls vinnande anbud 30 procent lägre än det vinnande anbudet för Anholts vindkraftpark, som Dong Energy vann 2010 som enda anbudsgivare. Det finns samtidigt stöd i forskningen för att långsiktigt stabila förutsättningar är viktigt för marknads- och teknikutveckling<sup>23</sup>. Söderholm (2009) resonerar att om teknikutvecklingen inom havsbaserad vindkraft främst finns i läreffekter av ökad produktion snarare än i prispress genom konkurrens bör anbudssystemets negativa

---

nämnts. T.ex. tar det flera år att projektera och få tillstånd. Dessförinnan har också en bedömning av marknaden gjorts (delvis i denna utredning).

<sup>21</sup> Klaassen m.fl, 2005.

<sup>22</sup> Se Mitchell and Connor, 2004 för resonemang om incitamentets storlek, och Munksgaard och Morthorst, 2008 för danska erfarenheter.

<sup>23</sup> Söderholm refererar till Sawin, 2004, som visar att en kostsam, kortsiktig och tidskrävande anbudsprocess kan ge en ryckig marknad, att tekniska innovationer inte gynnas och att det är svårt att bygga upp en fungerande leverantörsindustri.

effekter på teknikutvecklingen kunna undvikas genom att vinnande anbud garanteras stöd över en längre tid. En tolkning utifrån detta är att anbudspris i första hand bör anges i öre per kWh, för att stimulera utbyggnad och lärande. Av motsvarande skäl skulle också regelbundna och förutsägbara anbudsintervall vara lämpligt. Branschen menar att ett anbudsförfarande borde stimulera till lägre priser<sup>24</sup>.

Samtidigt har förstås också företagen ett starkt incitament att lägga låga bud – det vill säga att underdriva kostnader, både idag och i framtiden. Söderholm (2009) sammanfattar tidigare erfarenheter av anbud och visar på en stor risk för att företagen pressar priset så mycket att projekten sedan blir svåra att genomföra.<sup>25</sup>

Flera kostnader är i praktiken osäkerheter, t.ex. längd och utfall på tillståndprocesser och kostnader för nätanslutning. Om möjligt bör därför ett anbudssystem söka reducera sådana osäkerheter. Det kan ske t.ex. genom krav och sanktioner. Givet att det finns förväntningar om kostnadsreduceringar, bör också en borte tidsgräns för genomförande anges, eftersom det annars finns ett incitament för det enskilda företaget att vänta och lära av andra som går före.

Anbudskonkurrens utifrån lägsta pris innebär normalt att aktörerna själva hanterar samtliga kostnader, inklusive risker. Om osäkra kostnader utesluts från anbudspriset, så gynnas mindre lönsamma projekt. Detta är därför inte rekommenderat.

Havsbaserad vindkraft kännetecknas visserligen av stora investeringskostnader och osäkerheter redan utan ett anbudssystem, men anbudsförfarandet kan sägas förstärka större eller etablerade företags ställning på marknaden. Det danska anbudssystemet har gynnat etablerade företag<sup>26</sup>. Kostnaderna för att delta i anbudsomgången ska ställas mot om projektet blir antaget eller inte – detta är en risk som många små aktörer inte kan eller är beredda att ta. Kostnaderna kan vara betydande och röra sig om alltifrån administration till att ta fram mer detaljerade underlag som krävs för att kunna räkna fram ett anbudspris.

Risken för att inte få stöd finns oavsett stödform, men det är viktigt att företagens administrativa kostnader hålls nere. En princip bör vara att anbudskraven inte går längre än nuvarande lagstiftning<sup>27</sup>. (Det kan dock visa sig lämpligt att ställa krav på exempelvis möjligheter till nedreglering och på svängmassa etc. för att kunna hantera den ökande andelen variabel elproduktion<sup>28</sup>). Med det sagt bör ett stöd till

---

<sup>24</sup> Workshop 150429

<sup>25</sup> (Butler och Neuheoff, 2005) bedömer att den begränsade utbyggnaden inom Englands anbudssystem NFFO (Non-Fossil Fuel Obligation) under perioden 1990-1998 berodde av hög anbudskonkurrens och att företagen hade ett incitament att ange låga priser i sina anbud. I det franska systemet realiserades endast 10 % av vinnande kontrakt inom fem år (Skytte m.fl. 2003). I Danmark vanns ett anbud av tre stora företag, men höga investeringskostnader och bättre villkor i andra länder (främst England) gjorde att alla tre drog sig ur (Munksgaard och Morthorst, 2008).

<sup>26</sup> Munksgaard och Morthorst, 2008.

<sup>27</sup> ER 2013:26

<sup>28</sup> Pågående uppdrag för Svk.

havsbaserad vindkraft också söka minimera övriga osäkerheter för att underlätta för mindre företag att kunna delta.

För att en budgivning ska fungera krävs ett väl genomtänkt förfarande. En grundförutsättning är att anbudskraven är rimliga och utformade så att så många aktörer och projekt som möjligt kan vara med i budgivningen.

Hur kravspecifikationen i anbudsförfrågan ser ut är alltså avgörande för kostnadseffektiviteten. Kravspecifikationen är också avgörande för vilken stödform som ryms inom ett anbudsförfarande.

## 5.2 Driftstöd

Feed-in-system, produktionssstöd eller driftstöd är samlingsnamn för olika typer av prisbaserade stödsystem. Antingen bestämmer staten stödnivån som ska utgå till producenter, eller så kan nivån avgöras genom konkurrensutsättning i ett anbudsförfarande. Stödnivån kan definieras som stödbehovet per MWh eller den totala ersättningsnivån per MWh (elpris+stöd). Stödet kan göras beroende av elpriset eller inte. Hur stödet beräknas är på förhand fastställt. Utgångspunkten för denna typ av stödsystem är att försöka hitta den stödnivå eller totala ersättningsbehov som innebär att anläggningarna får den intäkt i öre/kWh som bäst motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden. Stödet behöver garanteras för en tillräckligt lång tid.

### *Alternativa utformningar av Feed-in-systemen och svårigheten att hitta rätt stödnivå*

Principen för fyra olika grundutformningarna av feed-in system presenteras nedan och visas i Figur 10.

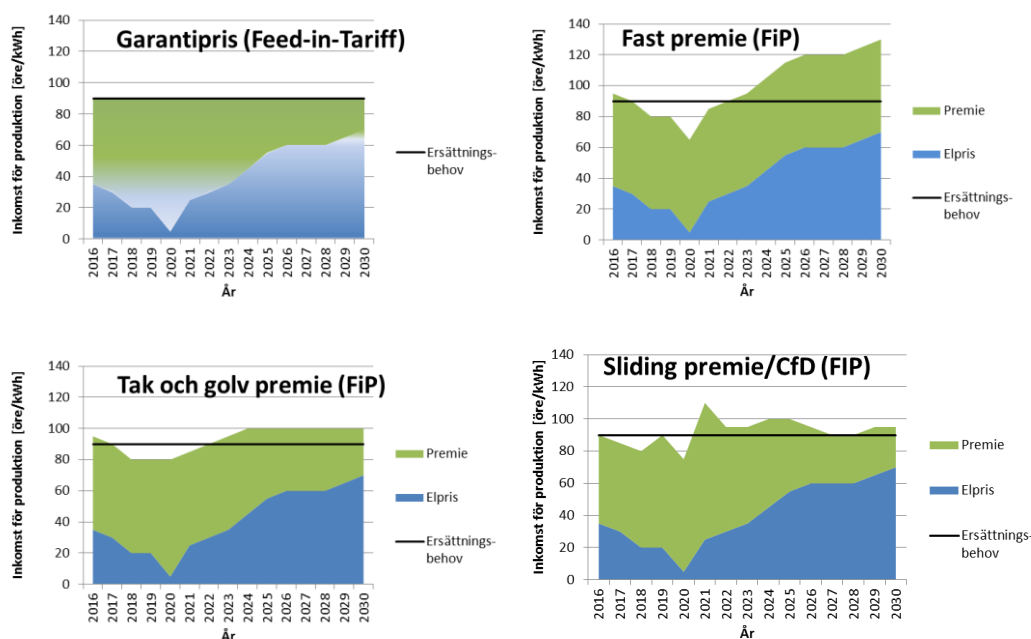
*Feed-in-tariffer (FiT)*, eller garantipriser som det också kallas, har varit den vanligaste stödformen inom EU. Staten bestämmer på förhand den ersättningsnivå per MWh som den här typen av anläggningar bedöms behöva. En producent av förnybar el ersätts sedan, ofta av nätägaren, med detta belopp, oavsett hur elpriset varierar. Elen tar nätägaren hand om. Investeraren garanteras alltså ett visst pris och utsätts därmed inte för några marknadsrisker, vilket är en stor fördel för de privata aktörerna om riskerna är höga. Per definition blir stödnivån i princip alltid för hög eftersom den definieras som total ersättningsnivå istället för stödnivån utöver elpriset. Riktlinjerna till statsstödsreglerna tillåter inte längre sådana system för större anläggningar och det analyseras därför inte närmare här.

*Feed-in-premium (FiP)* är i sin grundform ett stöd som ges ovanpå elpriset för att den förnybara elproducenten ska utsättas för mer marknadsrisk. Staten fastställer på förhand stödnivån utöver elpriset. Det finns flera varianter på utformningar som introduceras nedan. Stödnivån kan utgöras antingen av det totala ersättningsbehovet eller enbart stödbehovet. Utifrån tidigare resonemang måste varianter som innebär att stödnivån utgår ifrån stödbehovet ses som mer attraktiva. Stödnivån kan vara fast (procentuell) eller följa elprisets variationer.

Att ge en fast (procentuell) premie oberoende av elprisets variationer över tid riskerar att innebära ett för högt eller för lågt stöd när elpriset går upp eller ner.

Den andra varianten är att ge ett stöd som anpassar sig efter elpriset så att det totala ersättningsbehovet alltid täcks. Detta brukar kallas *sliding premium*, *CfD* (contract for difference) men även garanterat stöd. Om t.ex. stödnivån bestäms per timme blir den totala ersättningsnivån densamma som för ett garantipris med den enda skillnaden att elen fortfarande måste säljas på elmarknaden. Sliding premie bedöms som intressant och beskrivs mer utförligt i kap 6.3.3.

För att minska risken med ett för högt eller för lågt stöd är det även vanligt att ange intervall för stödnivån. Om stödnivån utgörs av den totala ersättningsnivån (elpris + stödbehov) ger det ett system som liknar garantipriser inom det givna intervallet.<sup>29</sup> I teorin utgör stödets tak det totala ersättningsbehovet (elpris=0 öre/kWh) och stödets golv det elpris som ensamt täcker hela ersättningsbehovet. Om staten har bestämt fel stödnivå från början, kan dylika utformningar minska denna risk. Risken försvinner dock inte eftersom både tak och golv ska bestämmas av staten.



**Figur 10** Funktionen av olika utformningar av driftstöd mellan år 2016 till år 2030. Ett totalt ersättningsbehov (elpris+stöd) på 90 öre/kWh antas för en viss produktion av havsbaserad vindkraft. Översta figuren till vänster visar ett garantipris (Feed-in-tariff) medan de andra visar olika typer av Feed-in-premium (FiP). I stöden med FiP visar den blå ytan intäkterna från försäljning av el och den gröna ytan intäkterna från driftstödet.

<sup>29</sup> Två andra varianter (ej illustrerade i figuren) vore ett tak och golv på det fasta stödet, eller ett tak och golv på ett stöd som varierar med elpriset.



I figuren antas ersättningsbehovet (elpris + stödbehov) vara detsamma som den långsiktiga marginalkostnaden. Ersättningsbehovet antas vara 90 öre/kWh och elpriset går ner under några år för att sedan gå upp. I exemplen är taket och golvet i systemet med Feed-in premium bestämt utifrån hela ersättningsnivån och baserat på ett helt års elpris och stöd. Även sliding premien baseras på föregående års elpris. Figurerna visar tydligt att en fast premie rusar iväg i kostnad vid stigande elpris. Den visar också att om sliding premien baseras på timpriset på el blir kostnaden i princip densamma som vid garantipris.

### ***Andra för- och nackdelar***

När det gäller olika driftstöd av feed-in-karaktär är de samhällsekonomiska effekterna ungefär desamma. Ofta analyseras enbart feed-in tariffer, men motsvarande för- och nackdelar bedöms finnas för de andra utformningarna, även om de inte är lika starka eller begränsade.

Söderholm bedömer att feed-in tariffer inte torde ge några kraftiga prisförändringar för elkunder och aktörer på elcertifikatmarknaden<sup>30</sup>. Avgörande för sådana negativa effekter är snarare när så pass stor produktion tas i drift.

Söderholm (2009) refererar även till forskare som anser att teknikutveckling inte gynnas med feed-in tariffer, eftersom konkurrensen mellan olika tekniker och företag blir begränsad. Intressant är att styrmedlet samtidigt uppvisar generellt högre effektivitet än t.ex. anbudssystem<sup>31</sup>. Forskningen visar också att feed-in tariffer tydligt har påverkat utbyggnaden och förekomsten av tekniskt lärande positivt genom att skapa säkra investeringsvillkor<sup>32</sup>. Om teknologins läreffekter i produktions- och leverantörsled står i fokus – vilket kan anses gälla för den havsbaserade vindkraften – bedöms därför styrmedlet vara intressant.<sup>33</sup>

De främsta skillnaderna mellan olika utformningar av driftstöd är konsekvenserna för elmarknaden, risken för investerare respektive statens kostnad för stödet.

För elmarknaden ligger den stora skillnaden främst i att å ena sidan ha ett garantipris där en kraftig utbyggnad kan förväntas och att å andra sidan ha någon variant av feed-in premie där dessa effekter kan anses mindre.

En hög risk för en investerare kan dels innebära att färre projektörer får tillgång till kapital och därmed blir konkurrensen mindre, och dels att investeraren kräver mer tillbaka av investeringen och därmed högre ränta. För stödgivaren (staten) kan detta anses vara ett omvänt problem då risken snarare ligger i att stödet blir för högt. En högre ränta innebär motsvarande ett behov av en högre stödnivå och därmed en större kostnad. En detaljerad analys av kostnaden görs i nästa avsnitt. Generellt är företagets risk lägre ju mer garantier en investerare har vilket innebär att en fast premie har en högre risk än en sliding premie. Vidare blir risken vid en

---

<sup>30</sup> Söderholm (2009)-rapporten.

<sup>31</sup> Söderholm (2009) citerar här t.ex. Söderholm och Klaassen, 2007; Butler and Neuhoﬀ, 2005.

<sup>32</sup> Finon, 2007

<sup>33</sup> Söderholm (2009) citerar här Smit m.fl, 2007, för betydelsen av lärande i den europeiska havsbaserade vindkraftssektorn.

sliding premie lägre ju mer frekvent den fastställs mot elpriset. Lägst risk för företagen har förstås feed-in tariffen. Motsvarande resonemang gäller för staten; där feed-in tariffen motsvarar högst risk och en fast premie lägst risk.

En specifik svårighet vid en fast stödnivå är att kostnader för en specifik teknik tenderar att sjunka med tiden vilket gör att nya anläggningar överkompenseras. Även de andra utformningarna av feed-in system har denna nackdel men för fast stödnivå anpassas inte heller stödet till förändringar i elpriset. Skillnaden i kostnad för olika projekt är särskilt tydligt för havsbaserad vindkraft eftersom havsdjup och avstånd från land i de olika projekten påverkar kostnaden i stor utsträckning.

De flesta av nackdelarna med feed-in-system kan åtminstone teoretiskt lösas genom budgivning. Risker för över- eller underkompensation är då projektspecifikt snarare än allmänt. Anbudsförfarandet gör det enklare både att bestämma en volym och att begränsa kostnaden. Vid ett konkurrensutsatt anbud utsätts projekten dessutom för en större marknadsrisk än vid ett stöd där stödnivån bestäms av staten, vilket är positivt för både kostnadsutveckling, elmarknaden och konkurrensen mellan leverantörerna. Kostnadsberäkningar i kapitel 6 visar tydligt att någon typ av sliding premium är det minst kostsamma stödet av ovan diskuterade.

### 5.3 Investeringsstöd

Ett investeringsstöd kan fungera på så vis att staten via en subvention<sup>34</sup> ersätter vindkraftsägaren med en viss procentuell andel av den totala investeringskostnaden eller att någon specifik del av investeringen stöds, t.ex. nätanslutningen. Det kan även bygga på mer sofistikerade kriterier, såsom t.ex. låg produktionskostnad (öre/kWh) eller (nya) tekniktillämpningar<sup>35</sup> för att öka träffsäkerheten utifrån stödets syfte. Ett stöd kan handläggas och beviljas utifrån principen först till kvarn eller samlat utifrån givna kriterier. Ersättningsnivån kan också avgöras genom konkurrens i ett anbudsförfarande. Stödet och hela stödprocessen regleras normalt i en stödförordning. Denna behandlar då även rapportering, viten och återbetalningskrav. Stödformen har använts tidigare i Sverige för havsbaserad vindkraft, och motsvarade då 15-35 procent av investeringskostnaden, se kap 2.3.1.

Den havsbaserade vindkraftens investeringskostnader utgör en stor andel av de totala kostnaderna. I detta perspektiv kan därför investeringsstöd vara fördelaktigt för vindkraftsutbyggnaden. Det är en viktig fördel för både stat och företag att intäkten är känd på förhand. De relativt höga investeringskostnaderna gör även tekniken särskilt känslig mot högre avkastningskrav och ökade risker.<sup>36</sup> Ett

---

<sup>34</sup> Stödet kan i princip utformas som ett skatteavdrag. Utifrån de aspekter som behandlas i detta avsnitt är subvention eller avdrag likvärdigt.

<sup>35</sup> Det finns många exempel på investeringsstöd inom byggsektorn och till miljöförbättrande åtgärder; stöd till solfångare och solceller, radonbidrag, energieffektivisering till offentliga lokaler (OFFROT), Lokala investeringsprogram (LIP) och Klimat och investeringsprogram (Klimp). Stöden har utformats på olika sätt.

<sup>36</sup> Michanek och Söderholm (2006)

investeringsstöd skulle då enligt branschen kunna säkra projektet, eftersom det reducerar risker och osäkerheter för projektörer och investerare. Det ges under en fas då intäkterna ännu är låga eller obefintliga. Ett tillskott i denna fas kan även innebära förmånligare räntekostnader hos en långgivare, vilket väsentligt kan bidra till kostnadsreduceringar på kort sikt. Stödgivaren – i detta fall staten - övertar dock en del av risken för om projektet inte blir av. Det kan även finnas en tendens för företagen att underskatta risker om staten betalar. Dessa nackdelar gäller givetvis även andra stödformer.

Tidigare utvärderingar av andra typer av investeringsstöd visar ofta på bristande additionalitet och bristande kostnadseffektivitet med riktade investeringsstöd<sup>37</sup>. I flera av dessa fall kan man argumentera för att det då handlat om stöd till relativt sett mer mogen teknik med lägre risker och kanske även relativt lägre investeringskostnader av åtgärdens totala kostnader. Men även om mycket få havsbaserade vindkraftprojekt kan anses bli av utan stöd (t.ex. på grund av stora investeringar med hög risk), och stödet därmed på förhand kan argumenteras vara mer additionellt, kvarstår tidigare erfarenheter kring investeringsstöds bristande kostnadseffektivitet. Dessa resonemang utvecklas därför nedan specifikt för den havsbaserade vindkraften.

Om investeringsstödet görs beroende av (delar av) investeringskostnaderna snarare än av marginalkostnaden för att producera, det vill säga kostnaden för att producera ytterligare en kWh havsbaserad el<sup>38</sup>, innebär det att företagets incitament att minimera sina kostnader blir lägre<sup>39</sup>. Projekt med lägre investeringskostnader men högre driftkostnader kan t.ex. missgynnas även om de totalt sett är de mest kostnadseffektiva. Eftersom den billigaste produktionen då inte byggs ut först, ger en sådan utformning inte en kostnadseffektiv utbyggnad. För att mildra denna effekt bör ett investeringsstöd relateras till årlig energiproduktion, snarare än till investeringskostnad, turbinstorlek etc.

Specifikt för ett investeringsstöd gäller ändå att det kan vara svårt att utforma det så att samtliga produktionskostnader<sup>40</sup> beaktas i full utsträckning, eftersom vissa kostnader är rörliga. Även av denna anledning kan investeringsstödet t.ex. medföra för lite fokus på kostnadsreducering av drift och underhåll, och därmed inte ge en kostnadseffektiv utbyggnad. Denna nackdel kan anses som betydande i jämförelse med stödformer där företagets incitament att beakta fler typer av kostnader är högre, t.ex. vid ett driftstöd.

Om staten inte känner till företagets (marginal)kostnader så är det svårt att beräkna den samhällsekonomiskt optimala stödnivån eller totala ersättningsbehovet. Det innebär att stödet riskerar att bli för högt (eller för lågt) i

---

<sup>37</sup> Konjunkturinstitutets utvärderingar av Offrot respektive Klimp, samt Boverkets utvärdering av stödet till solfångare.

<sup>38</sup> Detta är inte detsamma som totala och genomsnittliga produktionskostnader. Vissa kostnader är fasta oavsett hur mycket som produceras, andra är rörliga med produktionen.

<sup>39</sup> Motsvarande resonemang gäller även för räntebidrag och lånegarantier.

<sup>40</sup> De totala produktionskostnaderna inkluderar både fasta och rörliga kostnader, både vid investeringstillfället och för drift och underhåll.

relation till vad som behövs. Staten kan i bästa fall utgå ifrån någon typ av genomsnittlig marginalkostnad vid en viss tidpunkt för att bestämma stödnivån. Denna nackdel gäller för flertalet prisbaserade styrmedel, särskilt de som inte baseras på samtliga produktionskostnader. Ett investeringsstöd beräknas t.ex. på förhand vid ett visst tillfälle, och justeras inte under hand. Risken ökar därmed för att den optimala stödnivån över tid blir för hög (eller för låg). Det är möjligt att lägga upp utbetalning av investeringsstödet över en viss tid, t.ex. projektets ekonomiska livslängd. Däremot brukar ett investeringsstöd sällan räknas om och justeras under hand utifrån t.ex. ett förändrat elpris. Med ett sådant upplägg är det snarare fråga om någon typ av driftstöd<sup>41</sup>.

Det kan ligga nära till hands att investeraren kommer att överskatta stödberättigande investeringskostnader för att få ett högre stöd, särskilt om stödet utgör en procentandel av investeringen. Detta är en stor nackdel om kostnadsreducering är centralt. Motsvarande resonemang gäller givetvis även för t.ex. driftstöd, men i och med att investeringskostnaderna är höga kan denna nackdel sägas vara större för investeringsstödet. Delvis skulle en sådan nackdel kunna överbryggas genom konkurrens, t.ex. om investeringsstödet kopplas till en anbudsprocess med konkurrens utifrån lägsta produktionspris<sup>42</sup>. Aktörerna är dock ganska få, och enligt tidigare resonemang i avsnittet om anbud kan det vara kontraproduktivt på kort sikt att fokusera på anbudskonkurrens.

Slutligen kan ibland administrationskostnaderna för både företag och stat bli högre för investeringsstöd än för driftstöd. När det gäller ett stöd till havsbaserad vindkraft kan dock administrationskostnaderna sägas utgöra en mycket marginell andel av samhällets totala kostnader, oavsett stödform. Med det sagt, bör alltid en låg administrations- och rapporteringsbörda för företagen tillsammans med en effektiv statlig handläggning vara en utgångspunkt för kostnadsminimering.

## 5.4 Separat kvotpliktssystem

Enligt uppdraget ska stödet till havsbaserad vindkraft utformas så att det ligger utanför elcertifikatsystemet. Ett alternativ kan dock vara att införa ett separat kvotpliktssystem för havsbaserad vindkraft utanför elcertifikatsystemets ramar. Det bör då förutsättas att en anläggning enbart har möjlighet att söka stöd från ett av stödsystemen.

Skulle detta separata kvotpliktssystem för havsbaserad vindkraft ha samma grunduppbyggnad som elcertifikatsystemet skulle det medföra att en viss andel av den totala elanvändningen i Sverige ska baseras på el från havsbaserad vindkraft. Utbudet i kvotpliktssystemet blir produktionen från den havsbaserade vindkraften. Efterfrågan sätts i kvoter och samma kvotpliktiga aktörer som i elcertifikatsystemet blir kvotpliktiga. Kvoterna sätts med utgångspunkt i den produktionsvolym havsbaserad vindkraft som önskas byggas ut till ett specifikt år.

---

<sup>41</sup> Ett driftstöd kan utformas så att det varierar med elpriset över tid. Detta kan anses bättre motsvara den optimala stödnivån, men bidrar förstås samtidigt till ökad osäkerhet om kostnader för både företag och stat.

<sup>42</sup> Resonemanget gäller inte om företagen istället anger bedömd ersättningsnivå.

Ett separat kvotpliktssystem för havsbaserad vindkraft skulle inte vara teknik-neutralt. Teknikneutraliteten är en av grunderna i elcertifikatsystemet, den medför att en megawattimme förnybar el ger elproducenten ett elcertifikat oberoende av vilken elcertifikatsberättigad energikälla som ligger till grund för produktionen. Det leder till en kostnadseffektiv utbyggnad av förnybar el. Ett separat kvotplikts-system för havsbaserad vindkraft skulle endast ge en kostnadseffektiv utbyggnad inom det systemet.

Likviditeten i ett separat kvotpliktssystem för certifikaten till havsbaserad vindkraft riskerar att bli låg på grund av få aktörer. Energimyndighetens rapport ”Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2015” visar på att antalet överföringar per elcertifikat har ökat något över tiden sedan systemets start 2003, vilket medför att likviditeten eventuellt ökat en aning. Det konstateras dock att nivån fortfarande är låg. Det sker ungefär dubbelt så många ägarbyten som det utfärdas elcertifikat. Ett av argumenten för införandet av den gemensamma marknaden med Norge var att det skulle leda till en större marknad med fler aktörer som i sin tur skulle bidra till ökad likviditet. Ett kvotsystem för havsbaserad vindkraft utanför elcertifikatsystemet skulle sannolikt omfatta ett fåtal aktörer på utbudssidan, vilket i sin tur kan medföra en risk för låg likviditet i marknaden.

Ett separat kvotpliktssystem för havsbaserad vindkraft skulle medföra att tillsyns-myndigheten får hantera två parallella deklarationsperioder per år, dels för elcertifikat och dels för havsbaserad vindkraft.

För de kvotpliktiga aktörerna kan ett separat kvotpliktssystem också leda till ökad administration jämfört med idag. Två kvotpliktssystem skulle innebära att aktörerna hanterar en kvotplikt för elcertifikat (som de redan har idag) plus en kvotplikt för havsbaserad vindkraft och därmed skicka in en årlig kvotplikts-deklaration för elcertifikat och en för havsbaserad vindkraft till tillsyns-myndigheten. De kvotpliktiga aktörerna inom elcertifikatsystemet är idag strax över 800, varav drygt 600 är deklarationsskyldiga.

En fördel med ett kvotpliktssystem är en låg politisk risk. Stödet hämtas inte ur stadsbudgeten. En annan fördel är att utbyggnaden säkras, genom att efterfrågan tvingas fram. En nackdel kan istället vara marknadsrisken. Det kan vara svårt att förutsäga priset på certifikatet då det är upp till marknaden (köpare och säljare) att avgöra priset.

## **5.5 Räntebidrag (% av lån till investeringskostnad)**

Räntebidrag är en stödform som innebär att staten erbjuder förmånliga lån, låneräntor och lånevillkor till i det här fallet projektörer av havsbaserad vindkraft. Storleken på lån, räntenivåer, avbetalningsplan och andra villkor avgör hur stor påverkan på projektets totala budget som stödet får, liksom motsvarande kostnader för staten. Räntor och amorteringskrav kan t.ex. vara samma under hela lånetiden eller progressiv. Villkoren fastställs normalt genom ett beslut om beviljande. Därmed kan stödformen i regel endast beakta kostnader vid investeringstillfället. Stödformen brukar regleras i en stödförordning.

Räntebidrag från staten är vanliga vid kapitalintensiva investeringar och motiveras oftast genom att någon samhällelig (kollektiv) nytta annars skulle utebli. Flera exempel kan hämtas från stora infrastrukturprojekt, liknande de lån som Riksgälden har ställt till Arlanda Express och Botniabanan. Det finns även flera exempel från bostadssektorn vid olika typer av nybyggen. I vissa fall ägs projekten av andra statliga instanser, men detta behöver inte vara en förutsättning.

Räntebidraget delar många av investeringsstödet för- och nackdelar. Generellt kan både för- och nackdelar sägas vara mindre. Projektens lönsamhet påverkas genom lånebehov och räntor över tid snarare än investeringskostnaderna och kapitalbehov i nutid. Vissa av nackdelarna kan reduceras genom utformningen. Exemplifiering ges nedan.

Jämfört med ett investeringsstöd kan räntebidraget innebära lägre kostnader för staten. Avgörande är skillnaden i kostnad för staten att bevilja motsvarande räntebidrag till helt andra projekt, och hur kostnader värderas över tid.

Det kan vara svårt att utforma räntebidraget så att samtliga produktionskostnader<sup>43</sup> beaktas i full utsträckning, eftersom räntebidraget avser lån till investeringen. Detta kan medföra för lite fokus på kostnadsreducering av t.ex. drift och underhåll, och därmed inte ge en kostnadseffektiv utbyggnad. Eftersom räntebidraget betalas ut över tid, påverkas dock företagets lönsamhet inte lika mycket här och nu jämfört med ett investeringsstöd. Om företagen räknar om samtliga produktionskostnader till investeringskostnader i nutid minskar denna nackdel, men ett sådant förfarande kan vara knepigt, se Investeringsstöd.

Eftersom havsbaserad vindkraft är kapitalintensiv är finansieringskostnaderna betydande, de kan uppgå till ca 10 %. Detta gör vindkraften särskilt känslig mot högre avkastningskrav och ökade risker.<sup>44</sup> Genom att skapa en finansieringslösning med långsiktigt fast och låg ränta i jämförelse med de lånevillkor som gäller på marknaden idag skulle havsbaserad vindkraft kunna bli intressant för ett bredare spann av både projektörer, investerare och andra långgivare än idag. Detta torde då kunna innebära väsentliga kostnadsreduceringar redan i närtid. Som vid investeringsstöd tar staten i så fall över en del av projektrisken, och det kan finnas en tendens för företagen att då underskatta dessa. För att reducera detta problem kan delfinansiering krävas, eller att projektet till en angiven del bär sina egna kostnader. Här kan det vara intressant att notera att statsstödsreglerna tillåter större belopp i lån än till investeringsstöd.

Räntebidrag med lån kan t.ex. finansieras via statliga fonder. Detta gäller även investeringsstöd och andra stödformer.

---

<sup>43</sup> De totala produktionskostnaderna inkluderar både fasta och rörliga kostnader, både vid investeringstillfället och för drift och underhåll.

<sup>44</sup> Michanek och Söderholm (2006)

## 5.6 Marknadsintroduktions- och demonstrationsstöd

Sverige har tidigare haft den här typen av stöd. Vindpilotprojektet "Teknikutveckling och marknadsintroduktion i samverkan" pågick i en första etapp under tidsperioden 2003-2007 med ett ramanslag om totalt 350 miljoner kronor. För tidsperioden 2008-2012 beviljades ytterligare 350 miljoner kronor. Utgångspunkten för stödet var att skapa samverkan mellan staten och näringslivet i syfte att underlätta och minimera kostnaderna för en storskalig vindkraftsutbyggnad. Stöd gavs till såväl större etableringar på land som till havs. Stöd gavs även till insatser för att förvärva bättre kunskaper kring vindkraftens effekter, bland annat för att underlätta planerings- och tillståndsprocesser och för att påskynda en hållbar utbyggnad av vindkraft.

Pilotstödet<sup>45</sup> var en form av investeringsstöd med fokus på teknikutveckling och marknadsintroduktion. Stödet riktade sig till all vindkraft. Energimyndigheten delade ut stödet i samverkan med näringslivet, samt till miljöeffektstudier i syfte att klargöra en rad frågor av generell karaktär. Stödet gavs för att täcka endast merkostnader och syftade till att nå kostnadsreduktioner. Stödnivån var förhållandevis låg (4-12,6 %<sup>46</sup> av stödgrundande kostnader<sup>47</sup>) i förhållande till projektens totala investeringskostnader. Den totala stödbudgeten var också låg, och Energimyndigheten kunde därför enbart stödja de projekt som bedömdes driva utvecklingen och marknaden allra mest. Av Sveriges anläggningar i vatten som idag är i drift har Lillgrund och vindparken i Vänern fått pilotstöd.

Erfarenheterna från det svenska pilotstödet är blandade. Ett av projekten som beviljats stöd har inte påbörjats utan lagts ner. Ett annat bidrar med 0,33 TWh årligen. En nackdel är att endast ett fåtal projekt kunde få stöd, vilket ställde stora krav på urvalsprocessen.

Pilotstödet har utvärderats<sup>48</sup>. Det primära syftet med utvärderingen var att bedöma demonstrationsprojektens betydelse för att öka andelen el från vindkraft, minska kostnaderna för vindkraftsutbyggnad, bidra till kunskap och utveckling av betydelse för marknaden, öka samhällsnyttan och förbättra näringslivsförutsättningarna för vindkraft. Måluppfyllelsen på projektnivå bedömdes som övervägande god. Projekten har tillsammans, om än i olika grad, bidragit till teknik- och kunskapsutvecklingen och till att öka andelen el som produceras i det svenska kraftsystemet.

Ett demonstrationsstöd utgör egentligen en specifik utformning av ett investeringsstöd, där stöd ges till investeringsens merkostnader eller vissa utpekade kostnader. Stödet utgör normalt en hög andel av dessa stödberättigande kostnader. När det gäller för- och nackdelar hänvisas därför i huvudsak till avsnittet om Investeringsstöd. Skillnaderna mot ett bredare investeringsstöd bör dock betraktas

---

<sup>45</sup> Fanns under perioden 2003-2012

<sup>46</sup> Energimyndighetens hemsida

<sup>47</sup> Med stödgrundade kostnader avsågs här den merkostnad som projektet hade jämfört med en referenskostnad för ny elproduktion, vilket för pilotprojektens del var biokraftvärme.

<sup>48</sup> Technopolis Group 2013-10-23. Nio demonstrationsprojekt har utvärderats, däribland Lillgrund och vindpark Vänern.

som stora, och ligger främst i utformandet av urvalskriterier, där demostödet ställer krav på t.ex. tekniskspecifika tillämpningar eller anpassningar<sup>49</sup>.

Urvalskriterierna syftar till att göra demonstrationsprojekten unika, det vill säga något utöver ”main stream” eller vad som annars skulle byggts<sup>50</sup>. Detta påverkar givetvis vilka projekt som beviljas stöd. Vad som utgör merkostnader kan vara svårt att fastställa. Företag kan förväntas överskatta stödberättigande kostnader. Risken ökar för att idag mindre lönsamma projekt tränger undan mer lönsamma projekt. Givet att dagens projekt inte vågar investera i nya tekniker/tillämpningar/anpassningar<sup>51</sup>, kan nackdelarna betraktas som acceptabla ur ett samhälls-ekonomiskt (mer långsiktigt) perspektiv. Här spelar stödets syfte och politiska mål en avgörande roll för både val av stöd och dess utformning.

Utifrån utvärderingen av pilotstödet kan ett demonstrationsstöd vara ett förhållandevis effektivt styrmedel under en teknologisk demonstrationsfas. I denna kontext skulle då ett demonstrationsstöd rikta uppmärksamhet på frågor som är intressanta specifikt för svenska förhållanden och för teknikutveckling. Som visats tidigare i denna rapport befinner sig dock den havsbaserade vindkraften någonstans mellan demonstrations- och marknadsfasen. I den senare av dessa faser är det viktigare att betona konkret erfarenhet och utbyggnad för att åstadkomma kostnadsreduceringar på sikt.

Vilka projekt som i det långa loppet visar sig vara de samhällsekonomiskt mest kostnadseffektiva kan vara svårt att veta på förhand. Att utforma dessa kriterier innebär med andra ord att välja; vilka demonstrationer förväntas påverka kostnadsutvecklingen mest på sikt. I denna rapport har det argumenterats för att det finns potentialer i innanhavsteknik som på sikt kan göra sådan teknik mer lönsam än annan havsbaserad och viss landbaserad vindkraft.

## 5.7 Finansiering av elnätanslutning

Finansiering av elnätanslutning är en tänkbar stödform. Anslutningen skulle kunna finansieras kollektivt av elkunderna i Sverige istället för att som idag finansieras av vindkraftsproducenten.

Som anslutande producent betalar man idag anslutningsavgift oavsett om man ansluter till regionnätet eller till stamnätet. Stamnätet tar vissa av dessa kostnader på stamnätstariffen, t ex om en gammal station rustas upp, men resten av kostnaderna får anslutande part betala, direkt eller via regionnätets anslutningsavgift. Även regionnätet fördelar vissa kostnader på kollektivet. Enligt förarbetena till ellagen ska anslutande part betala de kostnader man själv orsakar.

---

<sup>49</sup> Inom ramen för en anbudsprocess ställs sådana krav i samband med utlysningen.

<sup>50</sup> I det här fallet får man göra denna jämförelse i relation till vad som hypotetiskt skulle ha byggts med något annat stöd, eftersom bedömningen är att ingen havsbaserad vindkraft i nuläget kommer att byggas i Sverige utan ytterligare stöd.

<sup>51</sup> Förekomsten av marknadsmisslyckanden om för lite investeringar i teknikutveckling diskuteras i kapitel 4.



Kostnaden för elnätanslutning varierar naturligtvis från projekt till projekt men kan uppgå till ca 20-30 procent av investeringskostnaden för en havsbaserad anläggning, jämfört med 10-15 procent för en landbaserad<sup>52</sup>. Uppskattningen är dock osäker för den havsbaserade vindkraften då den bygger på ett fåtal genomförda projekt. De aktuella projekten ligger relativt nära land och förhållandevis grunt. Kostnaderna för vindkraft generellt varierar kraftigt beroende på geografisk placering och på just kostnader för nätanslutning.

En eventuell förändring av kostnadsfördelningen av elnätanslutning skulle innebära en harmonisering med hur andra länder runt Östersjön hanterar kostnaden<sup>53</sup>. Därmed skulle lokalisering i svenska vatten bli mer attraktiv. Ett kollektivt kostnadsansvar för elnätanslutningen skulle dock troligen inte vara tillräckligt för att stimulera utbyggnad, teknikutveckling och lägre kostnader på sikt. En förändring i kostnadsfördelning för elnätanslutningen skulle därför behöva kompletteras med ett annat stöd.

Även i det fall elnätanslutningen skulle finansieras med hjälp av elkunderna i Sverige skulle det vara viktigt att säkerställa att projekten som genomförs är de totalt sett mest kostnadseffektiva. För att få en kostnadseffektiv utbyggnad skulle det fortfarande vara viktigt med incitament för vindkraftsproducenten att reducera kostnaden för elnätanslutningen<sup>54</sup>. I detta perspektiv skulle producenten åtminstone behöva stå för en del av kostnaden.

I propositionen<sup>55</sup> om tröskeleffekter<sup>56</sup> föreslås att det ska införas bestämmelser i ellagen (1997:857) om hur kostnader för förstärkning av elnätet (inte kostnader för anslutningen) ska fördelas mellan dem som under olika tider ansluter anläggningar. Vidare föreslås att statens åtaganden för att underlätta sådana förstärkningsåtgärder ska kunna finansieras genom stamnätstariffen.

Tröskeleffekterna föreslås i propositionen hanteras av Svenska kraftnät, tills en marknadslösning införts, oavsett om anslutningen görs på stamnätet eller regionnätet. Ellagen har nu anpassats för en sådan hantering. Energimarknadsinspektionen (Ei) har haft ett uppdrag<sup>57</sup> om att utreda en marknadslösning för att komma till rätta med tröskeleffekterna som uppstår vid anslutning av förnybar elproduktion. Uppdraget redovisades 30 april 2015. Ei redovisar två alternativa lösningar<sup>58</sup>.

---

<sup>52</sup> Elforsk rapport 14:40, s.117

<sup>53</sup> I Danmark och Tyskland finansieras nätanslutningen för havsbaserad vindkraft av stamnätsoperatören (ER 2013:26 s.37)

<sup>54</sup> Patrik Söderholm, Styrmedel för havsbaserad vindkraft (2009)

<sup>55</sup> Prop. 2013/14:156

<sup>56</sup> Med tröskeleffekt avses det förhållandet att den kraftproducent som ansluter sig till ett nät som saknar ledig kapacitet tvingas betala hela nätförstärkningskostnaden inklusive tillkommande kapacitet som producenten själv inte kan nyttja. De producenter som därefter ansluter till nätet kan ianspråka denna lediga kapacitet utan särskild kostnad. Av denna anledning vill ingen producent vara först med att ansluta sig till ett sådant nät. (Prop. 2013/14:156)

<sup>57</sup> Dnr N2014/2308/E.

<sup>58</sup> Ei R2015:08

Det förslaget som Ei förordar benämns ”elnätsfond” och innebär att en fond skapas som har möjlighet att bidra med finansiering av de delar av förstärkningen som överstiger den första elproducentens behov. Nätägaren kan då ansöka till fonden om ekonomiskt stöd. Stödet ges som ett lån och betalas av i takt med att anslutningar sker i det förstärkta nätet. I de fall nätägaren har fått finansiering ska denne göra en förtida delning av anslutningsavgifterna mellan de producenter som ansluter i den förstärkta delen av nätet. Fondens medel samlas in genom en särskild avgift på stamnätstariffen och delas därmed av alla Sveriges elkunder. Bedömningen av vilka projekt som ska få stöd görs av en fondstyrelse som organiseras som en fristående enhet under en värmyndighet. Det andra förslaget innebär att nätägaren (elkunderna i det aktuella området) får finansiera den del av nätförstärkningen som den första elproducenten inte tar i anspråk.

Tröskeleffekterna hanterar dock som nämnts ovan inte frågan om elnätanslutningen. Fortfarande betalas själv anslutningen av producenten. Det är kostnaden för förstärkning av befintligt nät som kan fördelas på ett annat sätt.

Om en annan kostnadsfördelning av elnätanslutningen än idag önskas skulle eventuellt, på motsvarande sätt som tröskeleffekterna, en kostnadsförflyttning av anslutningsavgiften kunna göras. Anslutningsavgiften skulle kunna betalas kollektivt av elkunderna genom stamnätstariffen. Helt eller delvis beroende på vald kostnadsfördelning<sup>59</sup>.

Med gällande lagstiftning gör dock Svk, på förfrågan från Energimyndigheten, bedömningen att ett nätbolags eller en producents kostnader för anslutning till överliggande nät idag inte kan finansieras kollektivt av elkunderna genom nättariffen. Lagstiftningen skulle i sådana fall behöva ändras; ellagen (1997:857) och förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag. Instruktioner och regleringsbrev skulle behöva förändras.

En förflyttning av kostnaden från vindkraftsproducenten till elkunderna skulle i ett övergångsskede innebära administrativa kostnader för myndigheter och nätägare. Det skulle förutom förändringar i ellagen etc., krävas godkännande av EU-kommissionen utifrån statsstödsreglerna. Energimyndigheten har inom ramarna för detta uppdrag inte närmare analyserat de förändringar som skulle krävas. En förändring i kostnadsfördelning av elnätsanslutning skulle kräva särskild utredning.

Riskerna för investerarna skulle minska något i och med minskade kostnader för dem. Dock skulle en förändrad kostnadsfördelning av elnätanslutningskostnaden inte vara tillräckligt för att få igång en utbyggnad av den havsbaserade vindkraften. Det skulle behövas ytterligare stöd.

Finansiering av elnätanslutningar utgör egentligen ett specifikt investeringsstöd. Stödet delar därmed även flera för- och nackdelar med investeringsstödet. Ett specifikt investeringsstöd för elnätanslutningar kan eventuellt motiveras eftersom dessa i hög utsträckning är både osäkra och utgör stora kostnader för företagen.

---

<sup>59</sup> Har inte stämts av med Energimarknadsinspektionen

En förutsättning är då också att tillräckliga samhällsekonomiska skäl finns för att särbehandla den havsbaserade vindkraften jämfört med annan kraftproduktion. En sådan särbehandling kan eventuellt motiveras av flera skäl, se vidare kap 4.

## **5.8 Samarbetsmekanismer**

Samarbetsmekanismer är en möjlighet för EU:s medlemsstater att uppnå sina respektive förnybartmål i andra länder än sitt eget, till exempel med ett gemensamt stödssystem eller med gemensamma projekt.

Ett internationellt stöd eller åtminstone långt gående harmoniserade stöd vore troligen den mest kostnadseffektiva stödformen. Detta eftersom teknikutveckling och kostnadsreducering för respektive stat blir billigare om fler länder går ihop. Företag som investerar i havsbaserad vindkraft är redan verksamma på den internationella marknaden. Även om mer specifik innanhavsteknik bedöms vara den mest lovande att satsa på ur ett svenskt perspektiv, kan då samarbete ske med andra länder med liknande förutsättningar.

Tyskland har öppnat upp för att fem procent av deras utbyggnad av förnybar energi kan ske i andra länder, dvs. genom förnybartdirektivets samarbetsmekanismer. Tiden har i princip runnit ut för att satsa på samarbetsmekanismer inom ramen för nuvarande förnybartdirektiv. Däremot bör stödformens eventuella existens i kommande direktiv bevakas.

Energimyndigheten har i tidigare uppdrag<sup>60</sup> beskrivit möjligheten till bl a gemensamma projekt genom förnybartdirektivets samarbetsmekanismer. Sverige har tidigare ställt sig positiv till att tillhandahålla gemensamma projekt i form av havsbaserad vindkraft. För att gå vidare skulle svenska staten behöva ta en aktiv roll. Bland annat genom att starta en anbudsprocess.

Då det nu finns ett politiskt intresse för att ge riktat stöd till havsbaserad vindkraft bör stödformen kunna vara intressant. Genom gemensamma projekt finns möjlighet för Sverige i egenskap av säljarland att ta betalt för annat än för själva elproduktionen, såsom kostnader för nätutbyggnad, administration. Det krävs dock också ett tydligt intresse från ett köparland.

## **5.9 Kombinationer av stöd**

Det går att kombinera olika stöd för att få till stånd en utbyggnad eller för att lättare motivera stödet.

Ett investeringsstöd kan kombineras med ett driftstöd för att hålla nere statens behov av att gå in med pengar i projektets uppförandefas. Samtidigt kan risken för investeraren sjunka och innebära lägre ränta på lån och därmed mindre behov av statstöd. Driftstödet skulle också kunna kombineras med att statliga fonder investerar i projektet för att på så sätt betala tillbaka till sig själv.

---

<sup>60</sup> Se exempelvis ER 2013:26 Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft

Någonstans måste dock alltid staten betala pengar, förlora ränteinkomster eller föra över pengar från någon annan verksamhet. Statsstödsreglerna är tydliga med att ett anbudsförfarande måste genomföras. I anbudsförfarandet är det viktigt att ha ett enkelt budsystem och urvalskriterium. Om anbud ska innehålla en komponent av exempelvis både investeringsbidrag och driftstöd kommer anbudet bli svårare att kalkylera för aktörerna och det blir dessutom krångligare för myndigheten att välja ut en vinnare.

Ovanstående skulle kunna undvikas med ett generellt investeringsstöd till alla projekt. Men som med alla generella stöd bestämda av staten riskeras att stödnivån blir högre än det faktiska behovet av stöd. Det är också mer tveksamt enligt statsstödsreglerna att ge ett investeringsstöd som inte föregås av ett anbudsförfarande.

## 5.10 Kostnadens påverkan på val av stöd

Utifrån Elforsks rapport om produktionskostnader går det att göra beräkningar av den långsiktiga marginalkostnaden med olika räntor och med eller utan driftkostnad. I Tabell 5 ges några exempel på detta.

**Tabell 5 Långsiktig marginalkostnad för havsbaserad vindkraft med olika räntenivåer och med eller utan kostnad för drift och underhåll. Källa: Elforsk**

Långsiktig marginalkostnad [öre/kWh]			
	0%	6%	10%
Med driftkostnad	55	81	103
Utan drifttkostnad	35	61	83

Utifrån figuren kan några saker konstateras. Dagens elpris på 25 öre räcker inte ens till hälften av den långsiktiga marginalkostnaden även om räntan är noll. Det betyder också att räntebidrag från staten inte är en tillräcklig åtgärd för att få till stånd havsbaserad vindkraft.

Det är också tydligt att investeringsstödet till anläggningarna måste vara en mycket stor del av den totala investeringen eftersom nettointkomsten på 5 öre per kWh är en mycket liten del av den långsiktiga marginalkostnaden på kapitalet som i figuren är 35 – 83 öre per kWh (exkl. driftkostnad). För att den havsbaserade vindkraften ska realiseras måste alltså staten stå för merparten av investeringskostnaden. Merparten av ett projekt på cirka 2 TWh är cirka 10 miljarder kronor som staten ska betala på en gång. Vid ett driftstöd fördelas den kostnaden istället på en längre tidsperiod och då behöver inte heller staten stå för risken att ett projekt inte realiseras. Vid ett driftstöd finns också möjlighet för staten att justera stödnivån utifrån rådande elpris medan ett investeringsstöd redan är utbetalt.

Förutom räntebidrag kan staten också gå in och själva investera i den havsbaserade vindkraften via fonder eller liknande. Utifrån dagens situation med elpriser på 25 öre/kWh och driftkostnader på 20 öre/kWh är den årliga inkomsten per TWh 50 miljoner kronor. Med en investering på 6 miljarder är återbetalningstiden *utan* ränta 120 år. Om det finns ett återbetalningskrav eller avkastningskrav

från projektet till staten kan de alltså inte investera om inte något annat stödssystem införs parallellt.

Exemplen ovan utgår från dagens elpris. Vid framtida elpriser på upp mot 60 öre per kWh skulle situationen kunna se annorlunda ut. Storleken på investeringsstödet skulle då behöva vara cirka hälften av den totala investeringskostnaden. Ett räntebidrag skulle möjligen också kunna fungera men vid stor utbyggnad av havsbaserad vindkraft sjunker elpriset och med den lönsamheten.

Oavsett låga eller höga elpriser är det inte heller troligt att finansiering av elanslutningskostnaden är tillräcklig för att realisera havsbaserad vindkraft. Detta då den delen av kostnaden antas vara mindre än hälften av den totala investeringskostnaden.

## **5.11 Övergripande bedömning av stöd**

I tabellen nedan ges en översiktlig bedömning av de ur Energimyndighetens bedömning mest intressanta stödformerna. Översikten jämför stöden med varandra med avseende på bidrag till teknikutveckling på längre sikt, ökad utbyggnad, kostnadseffektivitet på kort och lång sikt samt riskhantering. Begreppen diskuteras löpande i rapporten. Kostnadseffektivitet definieras i inledningen till kapitel 5.

Samtliga prisbaserade stödformer i tabellen kan vara aktuella inom ett anbuds-förfarande. Anbud är ett kvantitetsbaserat styrmedel och analyseras separat.

När det gäller teknikutveckling på sikt antas att det finns orealiserade potentialer i innanhavsteknik för Östersjöförhållanden, och att kostnader kan reduceras genom ökad erfarenhet. Här bedöms demostödet ha en fördel över driftstödet, med tanke på hur marknaden ser ut idag.

När det gäller ökad utbyggnad bedöms stödets förutsättningar för att kunna bidra till större volymer. Här bedöms drift- och investeringstöd vara ungefär likvärdiga. I princip gäller att ju större påverkan stödet har på företagets lönsamhet desto större utbyggnad kan förväntas.

Med kostnadseffektivitet menas här stödets förmåga att bidra till att den på kort (lång) sikt billigaste produktionen byggs ut. Här kan driftstödet anses ha en fördel gentemot investeringsstödet. Andra aspekter på kostnadseffektivitet fångas delvis i de andra kolumnerna.

När det gäller risker avses här stödets förutsättningar att avhjälpa dels samhälleliga marknadsmisslyckanden (M) och dels företagets hinder (H) förknippade med osäkerhet och risk. Alla stödformer hanterar här någon form av risk. Demostöd respektive finansiering av elnätsanslutning bedöms hantera någon form av samhälleligt marknadsmisslyckande.

Energimyndighetens samlade bedömning utgår från tabellen i övrigt. Vissa aspekter i tabellen kan vara mer eller mindre prioriterade för samhället. Helt andra aspekter kan också bedömas som viktiga. Energimyndigheten bedömer att

långsiktighet, kostnadseffektivitet och samhällsliga marknadsmisslyckanden är mer centrala aspekter, och bedömer följaktligen driftstöd och demostöd som mer intressanta.

Eftersom demostöd eventuellt är mer tveksamt ur statsstödssynpunkt, bör istället möjligheten att ställa specifika teknikkraV i samband med (vissa) anbud undersökas. Fördelar från ett demostöd kan då delvis tas tillvara, eventuellt på viss bekostnad av driftstödetS fördelar. En annan nackdel som uppstår är förstås ett krångligare regelverk och ökad administration.

Notervärt är även att det finns andra stödformer som bedöms mer aktuella när väl det specifika stödets syfte uppnåtts (e.g. elcertifikatsystemet).

I praktiken innebär statsstödsreglerna att budgivning och anbudsförfarande utgör en slags ram, där endast vissa stödformer bedöms vara aktuella. Dessa utvecklas i kap 6.

**Tabell 6 Översiktlig bedömning av prisbaserade stödformer**

	<b>Kostnadsreducerande teknikutveckling på sikt</b>		<b>Utbyggnad</b>	<b>Kostn. eff. (lång sikt)</b>	<b>Risker</b>	<b>EM:s bedömning</b>
	Nya tillämpn/anpassn.	Kostnads red. genom ökad erfarenhet				
Demostöd: Innanhavsteknik	XXX	XX	X	X (XX)	XX (M) (teknikutv.)	XXX
Driftstöd: Sliding premium	XX	XX	XXX	XXX (XX)	XX (H) (elpris)	XXX
Investeringsstöd (ej teknicspec, effektrelaterat)	X	X	XXX	XX (X)	XX (H) (invest.)	X
Finansiering av nätanslutning	-	X	X	X (X)	XX (M) (osäkerhet)	X
Räntebidrag	-	X	XX	X (X)	XX (H) (invest.)	X

Ju fler X ju högre betyg, 3X innebär högsta möjliga. M=Marknadsmisslyckande H=Hinder

## 6 Förslag till utformning av anbud och driftstöd

I princip visar statsstödsreglerna och övriga analyser att driftstöd utifrån anbudsförfarande är enda möjliga stödsystemet vid större volymer, förutom möjligen investeringsstöd. I detta avsnitt ges förslag på utformning av anbudsförfarande med driftstöd, och vilka praktiska frågor som följer av ett nytt stödsystem. Inledningsvis också något om konsekvenser för dem som berörs av ett nytt stöd.

### 6.1 Stödformens konsekvenser för berörda

Vid utformningen av ett stödsystem för havsbaserad vindkraft är det viktigt att identifiera vilka som berörs av de olika förslagen, och framför allt vilka som berörs mest. Att införa ett stödsystem för havsbaserad vindkraft kommer onekligen att påverka hela elsystemet, från nätägare och systemoperatörer till elkunder och producenter.

*Valet* av stödform och dess design är dock inte avgörande för stödets samhälls-ekonomiska konsekvenser. Än mindre blir skillnaden för berörda aktörer om valet av stödform står mellan olika typer av driftstöd och detaljer i anbudsförfarandet. Avgörande vid jämförelse av stöd är snarare om någon specifik effekt viktas högre. Denna rapport har belyst för- och nackdelar med olika alternativ. Det som främst skiljer de alternativa stöden åt är riskfördelningen mellan olika aktörer, påverkan på elmarknaden, påverkan på teknikutveckling och stödkostnaden.

Risken för staten/elkunderna minskar vid ett driftstöd då stöd endast betalas ut när produktion är på plats. Det finns fortfarande en risk att staten/elkunderna får betala ett högre stöd än vad som egentligen behövs.

Risken för en investerare kan delas in i två delar. Dels de allmänna riskerna som har att göra med om stödet verkligen kommer att betalas ut eller om det planerade anbudet verkligen blir av, och dels hur garanterad en viss inkomst är. Det förstnämnda beror på hur långsiktigt, tydligt och välförankrat ett system är. Om projektörer och investerarna uppfattar detta som en hög risk kan konsekvenserna bli att få (eller ingen) vågar lämna anbud och på längre sikt att ingen vågar satsa på nya projekt.

Den andra delen av risken för investerare handlar om garanterade ersättningsnivåer. En jämförelse kan göras med elcertifikatsystemet där inkomsten från både el och elcertifikat är osäkra medan det i en feed-in-tariff garanteras en ersättning för varje producerad MWh inklusive elförsäljning. Osäkerhet skapar högre räntor och ett större stödbehov medan allt för stora garantier kan leda till suboptimeringar och sämre kostnadseffektivitet.

Eftersom de havsbaserade vinkraftsparkerna blir en del av kraftsystemet kommer de att påverka systemet och systemet kommer också att påverka parkerna. Om



stödsystemet utformas så att elmarknadens prissignaler inte når fram eller om andra regelverk inom elsystemet inte behöver följas kommer det förmodligen få negativa konsekvenser på kraftsystemet och för systemets aktörer.

Alla dessa konsekvenser påverkas olika av val av stödform. Det som är bra för något kan vara dåligt för något annat. En ökad marknadsrisk är positivt för kraftsystemet, men ökar risken för producenterna och därmed ökar stödkostnaden.

Ett garanterat och långsiktigt stöd kan minska risken för investerare samtidigt som staten riskerar att behöva fullfölja ett system som inte visar sig vara bra, eller tvingas betala ut mer stödpengar än vad som var planerat. Ett perfekt system som är positivt ur alla aspekter går troligen inte att ta fram. Det gäller att försöka hitta det stödsystem som ger lägst risker för alla intressenter och minst påverkan på kraftsystemet. Dessa risker kan också värderas olika i den samhällsekonomiska kalkylen.

## **6.2 Budgivning, anbud**

Utifrån de nya statsstödsreglerna är budgivning ett krav vid stöd till större elproduktionsanläggningar. Budgivningen behöver kombineras med ett drift- eller ett investeringsstöd.

### **6.2.1 Utpekade områden eller färdiga projekt**

Vid anbudsgivning kan det antingen vara investeraren själv som väljer plats eller så sker investeringen endast på platser som anvisats av staten (t.ex. Danmark, Nederländerna, Frankrike, Belgien).

I Sverige idag är det investeraren som väljer plats för sitt havsbaserade projekt. Tillståndet ger innehavaren ensamrätt till att utnyttja denna plats. Eftersom det redan finns ett antal tillståndsgivna projekt och projekt som har kommit långt i tillståndprocessen, se Tabell 2, skulle det enklaste vara att i ett anbudsförfarande ställa krav på befintligt tillstånd. Staten skulle kunna stödja ett visst antal TWh av den totala möjliga produktionen från dessa projekt.

Fördelen med att välja ett sådant förfarande är att platserna för dessa projekt bör vara väl utvalda, eftersom projektören har incitament att hitta platser som minimerar de totala kostnaderna för projektet. En annan fördel är att projekten har kommit förhållandevis långt i planeringsprocessen genom de undersökningar som krävs för att erhålla ett tillstånd.

Det vanligaste vid anbudsförfarande för havsbaserad vindkraft i Europa är dock att staten pekar ut de områden där den havsbaserade vindkraften ska byggas. Anbudsförfrågan går sedan ut till alla aktörer som är intresserade av att lämna anbud om att uppföra en vindkraftpark i området. I vilken utsträckning staten *förbereder* områden varierar mellan länderna. I Danmark förbereder staten de utsedda områdena genom att undersöka dem översiktligt och ansöka om tillstånd, innan anbudsförfarandet genomförs. I Storbritannien pekar staten enbart ut zoner

för havsbaserad vindkraft medan alla undersökningar av området måste genomföras av de företag som deltar i anbudsgivningen.

Fördelen med att staten pekar ut områden är att det möjliggör att få de havsbaserade parkerna lokaliserade till platser som är fördelaktiga ur ett systemperspektiv t.ex. vad gäller elnätsinvesteringar och/eller försörjnings-synpunkt. Om staten ansvarar för områden är det även möjligt att koordinera investeringarna. Det skulle även kunna leda till kortare ledtider och minskade kostnader för tillståndsprocessen. Danmark har exempelvis utvecklat en effektiv tillståndsprocess för havsbaserad vindkraft.

Att företag själva ansvarar för att söka nödvändiga tillstånd är emellertid en fundamental del av den svenska modellen på miljöområdet. Ett förfarande där staten ska peka ut områden och genomföra förberedelser inklusive säkrande av miljötillstånd skulle vara en betydande avvikelse från denna modell. Det skulle sannolikt kräva att staten inrättade en separat juridisk person med uppgift att söka tillstånd som sedan överläts på den vinnande anbudsgivaren som en del av tilldelningsbeslutet.

En sådan omstrukturering av tillståndsprocessen skulle också innebära problem med befintliga tillstånd. Alternativ för att hantera detta kan vara att befintliga tillstånd först får löpa ut, med risk att försämra förhållandet till branschen, eller att befintliga tillstånd köps upp av staten, vilket kan innebära en stor utgift för staten innan något projekt ens har påbörjats. Nederländerna har genomfört en liknande omställning till ett mera statligt styrt system med utpekade områden. *Att i anbuds-förfarandet ställa krav på befintliga tillstånd framstår emellertid som det lämpligare alternativet.*

### **6.2.2 Budgivning med bestämd volym**

Om det anses viktigt att stödet till havsbaserad vindkraft byggs ut till en viss begränsad volym är budgivningar med angiven volym bäst. Det kan alltså röra sig om att man handlar upp ett visst antal TWh per år, alternativt en viss effekt. Vid anbud av effekt kommer det vara extra viktigt att ge ett driftstöd istället för ett investeringsstöd, eller att budgivningen innehåller någon form av krav på elproduktion. Annars riskerar budgivningen att inte styra mot kostnadseffektiva anläggningar med låg produktionskostnad per kWh utan istället mot anläggningar med låg kostnad per installerad effekt.

I Sverige finns idag (maj 2015) sju tillståndsgivna ej utbyggda havsbaserade vindkraftsparker. Projekten varierar mellan cirka 0,35 – 2,5 TWh i normalårsproduktion. Det innebär att det enda sättet att få sju projekt i ett konkurrerande anbudsförfarande är att ange budnivån till 0,35 TWh. Det är dock osäkert om de större projekten verkligen kan byggas med sådana lägre nivåer, och hur det påverkar de stora projektens behov av stödnivå. Om man istället valde en budgivning på nivån 3 TWh skulle möjligen alla sju kunna lägga bud men frågan är hur buden då skulle tolkas eller väljas ut. Antag att resultatet från budgivningen är enligt Tabell 7 nedan. Det billigaste sättet för staten att bygga 3 TWh skulle då vara att park 4 – 7 byggs ut eftersom genomsnittstödet blir lägst då park 5 och 6 är

mindre. Men park 5 och 6 sett som enskilda projekt är samtidigt ett dyrare alternativ än park 1.

Ett sätt att undgå sådana problem under budgivningen är att rangordna alla projekt från billigast till dyrast. Därefter väljs de billigaste projekten ut tills inte mer än 3 TWh uppnåts. Ett anbudsförfarande skulle då kunna resultera i att bara ett mindre projekt, flera små eller ett stort realiserar. Det skulle kunna bli ett problem om bara ett anbudsförfarande kommer att genomföras och Sverige vill uppnå en viss mängd elproduktion från havsbaserad vindkraft. I ett sådant fall kanske något annat system än att bara välja det billigaste projektet är att föredra. Exempelvis att den kombination av anläggningar som i genomsnitt är billigast och samtidigt når upp till 3 TWh vinner budgivningen eller att välja projekt tills minst 2 TWh är uppnått. I det sistnämnda fallet finns risk att anbudet leder till mer el än väntat (och kanske budgeterats). Risken för det är också större om nya anläggningar får tillstånd med en stor produktion.

**Tabell 7 Resultat av ett anbud (exempel)**

	Storlek [TWh]	Stödbehov [öre/kWh]
Park 1	2,5	95
Park 2	2,2	115
Park 3	1,2	115
Park 4	1	70
Park 5	0,6	120
Park 6	0,4	120
Park 7	0,3	70

### 6.2.3 Flera budgivningar över tid

Om målet med den havsbaserade vindkraften är ambitiöst uppstår svårigheter vid enbart *en* budgivning och budgivningarna måste då delas upp över tiden.

Ett problem med stora budgivningar är att om exempelvis 8 TWh skulle upphandlas idag skulle alla bud vinna enligt Tabell 7. Det skulle dels inte leda till någon konkurrens vid anbudstillfället och dels innebära att ett eventuellt driftstöd eller investeringsstöd skulle behöva betalas ut samtidigt till all produktion. Det skulle också innebära att mycket variabel elproduktion samtidigt skulle komma in i elsystemet (möjligen också tillsammans med ytterligare produktion av landbaserad vindkraft från elcertifikatsystemet).

Om anbudet vidare sker i en framtid med flera tillståndsgivna projekt kan det finnas projekt som ensamt vinner en stor budgivning. Då uppstår risker med att satsa hela den havsbaserade vindkraften på ett företag vid en budgivning.

Att istället ha en uppdelad budgivning har sina fördelar. Lärdom kan dras av tidigare budgivningar och den utbyggnad som sker. Detta kan bidra till en mer kostnadseffektiv utbyggnad. Om en utvärdering efter varje anbudsomgång tar

cirka sex månader och en budgivning tar upp till ett år skulle en anbudsomgång kunna ske med 1,5 års mellanrum.

Om tidplanen för anbuderna annonseras ut i god tid och anbudsförfarandet sker under ett antal år finns också tid och möjlighet för icke tillståndsgivna projekt att få tillstånd, och för redan tillståndsgivna att anpassa kostnader utifrån teknikutveckling och kostnadsreducering. Det sistnämnda förutsätter dock att de tillstånd som givits fortsätter att löpa och inte som idag går ut inom några år.

Storleken på budgivningen och antal budgivningar är viktiga parametrar. De senaste åren har de havsbaserade vindparkerna i övriga EU varit runt 200 – 600 MW vilket motsvarar ungefär 1 – 2,5 TWh. Flera av de svenska projekten har en liknande effekt med undantaget för några mindre. Sverige har också haft en utbyggnad av cirka 1 – 2,5 TWh av landbaserad vindkraft sedan år 2009 och en liknande utveckling väntas fortsätta. Anbud som resulterar i cirka 2 TWh skulle kunna vara möjligt.

Anbud på 2 TWh med 1,5 års mellanrum skulle innebära 15 TWh upphandlad havsbaserad vindkraft på 10 år. Det ger också nya aktörer tid att söka tillstånd.

#### **6.2.4 Stödbaserad budgivning**

Budgivningen kan utgå från en viss stödnivå istället för volym, eller möjligen i kombination med en volym. Dvs. alla som kan bygga för 90 öre/kWh får lägga bud men maximalt 2 TWh byggs. Risken i detta är antingen att inget byggs eller att ersättningsbehovet sätts högre än vad det egentligen är.

En möjlighet skulle också kunna vara att bygga för ett visst antal miljoner kronor för en viss tidsperiod och välja det bud som kan ge störst utbyggnad för dessa pengar.

#### **6.2.5 Andra krav i anbudsförfarandet**

Eftersom kraftsystemet kräver en hel del<sup>61</sup> utöver bara aktiv effekt en viss tid är det möjligt att ställa krav i budgivningen om exempelvis reaktiv effekt eller syntetisk svängmassa. Sådana krav kan möjligen anses som icke-diskriminerande eftersom alla budgivare skulle kunna bidra med sådana systemtjänster. Ersättningsnivån skulle troligen öka vid sådana krav. Svenska kraftnät har i dagsläget föreskriftsrätt på vilka krav som ska ställas avseende sådana systemtjänster. Se också 6.4.6.

#### **6.2.6 Ej realiserade projekt**

Det är sannolikt att det någon gång uppstår en situation där ett vinnande bud inte kan fullfölja sitt projekt. Ju längre tid från själva budgivningen det sker desto större är sannolikheten att budgivningen måste göras om från början vilket innebär förseningar i utbyggnaden av den havsbaserade vindkraften och extra administrativ kostnad. Se också 6.4.6.

---

<sup>61</sup> Svk:s pågående uppdrag

### 6.2.7 Tillräcklig konkurrens?

Ett anbudsförfarande förutsätter att det finns tillräckligt många intresserade företag som lämnar anbud för att effektiv konkurrens ska uppnås.

Små aktörer har inte samma möjlighet som större att lämna anbud. Kostnaderna för att genomföra de undersökningar som krävs för att kunna lämna ett anbud är betydande.

Energimyndigheten bedömer att om *de projekt som idag har tillstånd får förlängt tillstånd* kommer tillräcklig konkurrens att finnas under första delen av anbudsstiden. Men om varje anbudsomgång ger stöd åt 3 TWh finns risk att endast en budgivare finns kvar i tredje anbudsomgången.

För att säkerställa konkurrens under hela budperioden kommer det därför att behövas nya tillståndsgivna projekt efter hand, vilket underlättas med ett beslut om ett långsiktigt stödsystem. Staten kan också underlätta för nya aktörer genom att arbeta mer med övergripande planeringsunderlag. Se även 5.1.

## 6.3 Kostnadsanalys för olika typer av Feed-in system

Här analyseras kostnaden för de olika feed-in-systemen som beskrevs i avsnitt 5.2 förutom feed-in-tariffen vars kostnad beräknats i 3.3.3. Samma metod har också använts för att beräkna de övriga feed-in-systemen.

En sliding premie har i princip samma kostnad som en feed-in-tariff om avräkningen av stödnivån sker för varje timme. Analyserna nedan har dock utgått från att stödet under ett visst år motsvarar skillnaden mellan erättningsnivån för respektive projekt och elpriset *föregående år*. Beroende på vilken avräkning som väljs hamnar kostnaden någonstans mellan dessa två ytterligheter.

I beräkning av fast premium har samma stödnivå antagits från första utbyggnadsåret och framåt, och 15 år för varje utbyggnad.

I kostnadsberäkningarna ingår inte administrationskostnader för exempelvis företag och staten. Dessa är troligtvis högre vid mer avancerade stödberäkningar så som vid sliding premium samt vid alternativ med tak och golv.

Tabell 8 visas att oavsett vilket stöd som väljs så blir kostnaden mindre om utbyggnaden sker från år 2025. Det är också tydligt att sliding premium är det minst kostsamma stödet.

Resultatet är starkt beroende av modellerade scenarier som ger ett elpris som nästan fördubblas fram till 2030 för att sedan antas plana ut. Konsekvensen blir att de projekt som byggs tidigt får ett stöd som är mycket högre än nödvändigt när priserna stiger, medan projekt som byggs sent får ungefär samma totala stöd eftersom elpriset planar ut. Därmed blir också kostnaden för fast premium och sliding premium mer lika vid utbyggnad år 2025. Om elpriset istället sjunker i framtiden skulle kostnaden för fast premium bli billigare än sliding premium men det enskilda projektet skulle å andra sidan inte få betalt för den långsiktiga marginalkostnaden.

Tak och golv är ett slags mellanting mellan ett fast premium och en sliding premium. I kostnadsberäkningarna är taket och golvet satt som maximalt 10 öre mer eller mindre än den långsiktiga marginalkostnaden på varje projekt. Det innebär att den fasta kostnaden blir en sorts sliding premie om det blir för dyrt. I kostnadsberäkningen resulterar det bland annat i att det till och med blir dyrare än ett fast pris efter år 2025.

Ett tak och golv kan utformas på olika sätt och det kan också sättas på stödnivån istället för på ersättningsnivån. Kostnadsexemplet visar dock svårigheten med sådana begränsningar då ett för högt tak kan innebära en högre kostnad än inget tak alls och ett för lågt tak kan innebära för låga intäkter. Se även 5.2.

**Tabell 8 Beräkningar av kostnaden för tre olika premiumsystem. Varje premiumsystem beräknas för fyra olika utbyggnadsmål och byggstart år 2018 eller 2025.**

<b>Beräkning fast premium</b>						
Utbyggnad från år 2018				Utbyggnad från år 2025		
Utbyggnad [TWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	elkunden [öre/kWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	elkunden [öre/kWh]
0,5	62	5	0,3	41	3	0,2
5	65	49	3,2	43	33	2,1
10	67	100	6,2	48	71	4,4
15	66	149	8,7	50	113	6,6

<b>Beräkning sliding premium</b>						
Utbyggnad från år 2018				Utbyggnad från år 2025		
Utbyggnad [TWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	elkunden [öre/kWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	elkunden [öre/kWh]
0,5	48	4	0,3	37	3	0,2
5	49	37	2,4	40	30	2,0
10	53	79	4,9	45	67	4,2
15	55	123	7,2	49	109	6,4

<b>Beräkning premium med tak och golv</b>						
Utbyggnad från år 2018				Utbyggnad från år 2025		
Utbyggnad [TWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	elkunden [öre/kWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	elkunden [öre/kWh]
0,5	47	4	0,2	46	3	0,2
5	50	38	2,5	49	37	2,4
10	56	84	5,2	54	82	5,1
15	59	134	7,8	58	131	7,7

### 6.3.1 Känslighetsanalys för sliding premium

Eftersom sliding premium visat sig mindre kostsamt än de övriga stöden så har ett antal känslighetsanalyser gjorts i Tabell 9 men enbart för en utbyggnad av 15 TWh.

I fallet med kostnadsreducering antas projekt drifttagna mellan år 2020 och år 2024 ha en 20 procent lägre kostnad, projekt från år 2025 till år 2029 ha en 25 procent lägre kostnad och projekt från 2030 ha en 40 procent lägre kostnad. Kostnadssänkningarna är baserade på den analys som gjorts i bilagan ”samhällsekonomisk effektivitet inför val av stöd”.

Fyra känslighetsanalyser har också gjorts med den ursprungliga långsiktiga marginalkostnaden men med ändrade elprisutvecklingar. I första fallet ligger elpriset kvar på samma nivå som idag fram till år 2025 för att sedan öka till samma nivåer som i referensscenariet. I två andra fall har istället den högsta respektive lägsta kostnadskurvan från modellerade scenarier av elmarknaden använts. Sist har också utfasningen av kärnkraftsreaktorerna Ringhals 1 och 2 tidigare lagts till år 2018 istället för år 2025.

Resultatet från de modellerade scenarierna är att i samtliga fall, utom i fallet med lägsta elpriset och utbyggnad från år 2025, är sliding premium billigare än en fast premium. Det är också tydligt att kostnaden för systemet blir betydligt dyrare om de högre elpriserna uteblir.

Vad gäller tidigare utfasning av R1 och R2 så påverkas elpriset mellan år 2018 och 2025 med cirka 2 öre per kWh. Detta blir en lägre kostnad på cirka 300 miljoner men försvinner i avrundningen och i tabellen ser inte känslighetsfallet ut att påverka kostnaden alls.

Det viktigaste resultatet av modelleringen är dock att en trolig kostnadsreduktion av den havsbaserade vindkraften kan få ner stödkostnaden till 36 miljarder vid en utbyggnad från år 2025. Det motsvarar en kostnad för elkunden på drygt 2 öre per kWh och är ungefär vad elkunden idag betalar för elcertifikat.

**Tabell 9 Beräkning av kostnader för stödformen sliding premium i olika känslighetsfall.**

<b>Känslighetsanalys sliding premium</b>						
	<b>Utbyggnad från år 2018</b>			<b>Utbyggnad från år 2025</b>		
	<b>Genomsnittligt stöd [öre/kWh]</b>	<b>Total kostnad [miljarder]</b>	<b>Kostnad för elkunden [öre/kWh]</b>	<b>Genomsnittligt stöd [öre/kWh]</b>	<b>Total kostnad [miljarder]</b>	<b>Kostnad för elkunden [öre/kWh]</b>
<b>Utbyggnad [TWh]</b>						
<i>Basfall</i>	55	123	7,2	49	109	6,4
<i>Kostnadsreducering</i>	38	86	5,0	16	36	2,1
<i>Senare prisuppgång</i>	61	138	8,1	49	111	6,5
<i>Lägsta kraftpriset</i>	60	135	7,9	55	125	7,3
<i>Högsta ekraftpriset</i>	49	110	6,4	41	93	5,5
<i>Tidig utfasning av R1 och R2</i>	55	123	7,2	49	109	6,4

### 6.3.2 Om resultatet

Ett antal antaganden har gjorts i beräkningarna ovan om utbyggnadstakten, vilka redovisas i bilaga 2. I Energimyndighetens huvudexempel har antagits en utbyggnad på cirka 2 TWh per anbud med sju anbud under en 10-årsperiod (i kostnadsberäkning under 7 år).

Istället för att använda de mer avancerade beräkningarna från förra avsnittet kan det också vara viktigt att analysera varje enskilt projekt och vilket troligt framtida elpris Sverige kommer att ha.

Elpriset är lågt idag men på sikt kommer elpriset med stor sannolikhet att öka pga. fler utlandsförbindelser, ökade CO<sub>2</sub>-priser och ytterligare nedlagda kärnkraftverk.

Jämförs detta resonemang med Tabell 3 där stödbehovet för olika långsiktiga marginalkostnader och elpris jämförs går det tydligt att se hur kostnaden för stödet till enskilda projekt kan förändras med tiden. Enligt tabellen så krävs ett stöd på

cirka 76 öre per kWh för att stödja en havsbaserad vindkraftspark med en långsiktig marginalkostnad på 101 öre per kWh. Om samma park skulle byggas senare när elpriset är 60 öre per kWh skulle parken endast kräva 41 öre per kWh i stöd, det vill säga nästan en halvering. Vidare skulle en kostnadsminskning av något slag till cirka 87 öre per kWh innebära ett stöd på 27 öre per kWh. En ytterligare sänkning till en långsiktig marginalkostnad på cirka 75 öre per kWh skulle räcka för att stödet ska vara på samma nivå som dagens elcertifikatpris år 2025.

### **6.3.3 Sliding premium är att föredra**

Förutsatt att budgivning används pekar både kostnadsanalysen och riskbedömningen på att sliding premie är ett mer kostnadseffektivt stöd än de andra feed-in-systemen.

Så länge ersättningsnivån fastställts i ett anbudssystem finns möjligheten att systemet bidrar till kostnadssänkningar på sikt på grund av konkurrensutsättningen. Samtidigt har systemet en relativt låg risk för investerarna. Det sistnämnda för att de som producerar får en mer eller mindre garanterad inkomst under 15 års tid.

Som tidigare nämnts kan dock detta stöd utformas rent administrativt på olika sätt genom att avräkningen mot elpriset kan ske mer eller mindre ofta. Om stödet bygger på ett medelvärde kan det också baseras på genomsnittspriset på Nord Pool eller på genomsnittet vägt mot produktionen från själva vindkraftverket som ska få stöd. Utformningen är viktig för både kostnadseffektivitet och risk. Inom EU finns exempel på timvis, dygnsvis och månadsvis avstämning. Mer om detta i 6.4.2. Det behöver utredas ytterligare hur stödet ska hanteras vid s.k. noll-priser och vid negativa priser.

### **6.3.4 Elsystemets och vindkraftens betydelse för kostnadsberäkningarna**

Som underlag till den här rapporten har ett antal modelleringar av elsystemet gjorts som främst används för att uppskatta det framtida elpriset och vad som händer om den havsbaserade vindkraften placeras i olika elprisområden. Men den havsbaserade vindkraften påverkas av elsystemet och den havsbaserade vindkraften påverkar i sin tur elsystemet. Resultatet av modellerna måste därför ses som en indikation på vad som händer givet ett väldigt specifikt scenario. Se bilaga 2 för mer detaljer kring modelleringen av elsystemet.

I de flesta scenarier går elpriset upp mot 50 öre per kWh och ibland mer. Med ett sådant elpris skulle det finnas incitament för en hel del investeringar i kraftproduktion, inte minst landbaserad vindkraft. Sådana investeringar skulle i sin tur leda till ett lägre elpris och därmed högre behov av stöd till havsbaserad vindkraft. Mer havsbaserad vindkraft leder också i sin tur till ett minskat elpris vilket ökar stödbehovet både för den och exempelvis det befintliga elcertifikatsystemet. Den exakta dynamiken i detta och de samhällsekonomiska konsekvenserna är svåra att bedöma.



Vid långsiktiga scenarier som dessa är det svårt att bedöma hur framtida nätinvesteringar kommer se ut. Vid ett scenario med mycket vindkraft i norra Sverige blir prisområdesskillnaden stor och om detta inte accepteras måste mer nät byggas vilket ger en högre samhällskostnad. Accepteras däremot skillnaden blir samhällskostnaden lägre. Om ett beslut tas om ökat stöd till havsbaserad vindkraft kan det finnas möjligheter att beslut samtidigt fattas om ökade förbindelser till utlandet och interna förstärkningar för att kunna hantera vindkraften. Oavsett vilken väg som väljs kommer dessa beslut i slutändan påverka resultatet från modellerade scenarier och konsekvenserna av att exempelvis placera all havsbaserad vindkraft i södra Sverige.

En elproducents intäkt bestäms inte bara utifrån det årliga genomsnittliga spotpriset på el. En vindkraftsägare har väldigt liten möjlighet att bestämma när elproduktionen ska ske. Det elpris som råder vid tillfället av hög produktion blir då viktigare än elpriset vid låg produktion. I Danmark, där andelen vindkraft är betydligt högre än i Sverige, går elpriset upp vid låg vindkraftsproduktion och ner vid hög vindkraftsproduktion. Det ger ett väsentligt lägre årsmedel än årsmedlet på spot. Dessa faktorer finns även i Sverige och kommer troligtvis öka. Det kommer troligen att vara olika tydligt i olika elområden vilket innebär att det kommer spela roll när ett investeringsbeslut ska tas och vilken produktion som är mer konkurrenskraftig i de olika elområdena.

Utöver spotprisets variation över tid finns andra kostnader kopplade till elsystemet. Det kostar exempelvis att vara ur balans vid drifttimmen. Det ger incitament till bra prognoser och att bygga i områden där det kostar mindre att vara ur balans. Vidare är även nätkostnaderna olika i olika delar av landet vilket också ger incitament till placering av vindkraftverken.

### **6.3.5 Kostnaden jämfört med befintliga stödsystem**

Det är intressant att jämföra kostnaden för det föreslagna stödsystemet med andra planerade eller befintliga system. Tabell 10 visar en uppskattning av kostnader.

Jämförelser mellan systemen och kostnaderna bör göras med försiktighet. Tabellen indikerar att kostnaderna för det nyligen införda stödet för havsbaserad vindkraft i Tyskland och kärnkraftstödet i Storbritannien ligger i paritet med det system Energimyndigheten föreslår. Jämförelsen ska ses som en grov uppskattning då vissa stödsystem funnits under flera år (elcertifikat, solcellsstöd) medan andra inte implementeras.

**Tabell 10. Uppskattad kostnad för det föreslagna systemet (sliding premium i Sverige) jämfört med andra stödsystem, uttryckt i miljarder kr/TWh årsproduktion.**

<b>Stödsystem</b>	<b>Ungefärlig Stödkostnad [Miljarder/TWh]</b>
Elcertifikatssystemet	0,5 - 1,5
<b>Sliding premium i Sverige</b>	<b>3 - 10</b>
Havsbaserad vindkraft i Tyskland	5 - 15
Kärnkraftstödet i Storbritannien	10 - 20
Solcellsstöd Tyskland	25 - 40

## 6.4 Praktiska frågor inför detaljutformning

I detta avsnitt behandlas praktiska detaljer kring utformningen som har betydelse för både funktionen och kostnadseffektiviteten av stödformen.

### 6.4.1 Designparametrar i några EU-länder

Många länder har som tidigare nämnts gått mot stödsystem för havsbaserad vindkraft med en budgivningsprocess som resulterar i ett ersättningsbehov i öre per kWh där själva stödet sedan varierar med elpriset. Även om ländernas system liknar varandra finns detaljer som skiljer sig åt. I Tabell 11 har en kortfattad sammanställning gjorts av några utvalda parametrar.

I det svenska perspektivet är det viktigt både hur redan givna tillstånd ska hanteras och om budgivningen kan innefatta en viss region. Nederländerna hade innan införandet av nuvarande system fem företag med tillstånd att bygga havsbaserad vindkraft på olika platser. När det nya systemet skapades drogs tillstånden in och företagen kompenserades. Numera utser staten plats och den som vinner budgivningen får tillstånd. I Storbritannien sker budgivning istället inom en zon där bara företag som har alla tillstånd kan vara med i budgivningen.

Premien beräknas också på olika sätt i länderna där vissa beräknar stödet varje timme medan andra använder månadsmedelvärde. I Nederländerna används ett mer komplicerat system där elpriset prognostiseras året innan och utgör grunden för utbetalningen under året. 80 procent av stödet (produktion gånger ersättningsbehov minus prognostiserat elpris) betalas ut varje månad. Efter årets slut görs en avräkning där det verkliga elpriset används och producenten ersätts för resterande verkligt stöd och för kostnaden för att vara ur balans. Hänsyn tas också till hur produktionen från vindkraftsparken varit.

Det är positivt ur ett elmarknadsperspektiv om en vindkraftspark utsätts för marknadssignaler både idag och på längre sikt. Dels ger det incitament att vara i balans och att göra bra prognoser, dels ger det signaler till framtida projekt och aktörer att anpassa sig till marknaden.

Vissa av de europeiska stödsystemen är relativt nya och i Tysklands fall inte helt klara. Man bör därför vara försiktig med att dra för många slutsatser om

systemens effektivitet och anpassning till EU:s statsstödsregler. Några av länderna har exempelvis regler för vad som sker om det blir noll-priser medan andra inte har det. Det är oklart om systemen behöver ombearbetas för att passa de nya statsstödsreglerna.

**Tabell 11 En sammanställning som illustrerar några designparametrar för fyra länders stöd till havsbaserad vindkraft. Källa Department of Energy & Climate Change (UK), Energistyrelsen (Danmark), Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Tyskland) och Netherlands Enterprise Agency (Nederländerna).**

	Danmark	Tyskland	Nederländerna	UK
<b>Budgivning s-process</b>	Öppen budgivning på en av Danska staten utpekad plats.	I dagsläget äger olika företag tillstånd <sup>62</sup>	Budgivning på en given plats	Projekt inom en utpekad zon får buda. För att få buda måste miljötillstånd, kontrakt om nätanslutning och godkänd byggplan finnas.
<b>Vem betalar</b>	Danmarks TSO som tar betalt av alla elförbrukare.	Elkunden betalar via elleverantören	Det är en utbetalning från budgeten som elkunder betalar i slutändan.	Elleverantören betalar och för över kostnaden till elkunden.
<b>Miljö-tillstånd mm</b>	Tillstånden tilldelas men betalas av den som vinner budgivningen. Nätförbindelsen betalas av TSO:n.	Sköts av varje projektör	Alla befintliga tillstånd drogs in <sup>63</sup> och staten bestämmer område. Vinnaren får också tillstånd.	Varje företag får söka eget miljötillstånd.
<b>Hur beräknas premien?</b>	Ersättningsbehov minus elpriset per timme. Vid negativa priser utbetalas inget stöd och vid elpriset högre än ersättningsbehov betalas pengar tillbaka.	Ersättningsbehov minus månadsmedel elpris. Inget stöd vid mer än 6 h nollpris	Stöd ges för 80 % av ersättningsbehov minus elpriset prognostiserat året innan. Vid slutet av året beräknas den riktiga kostnad per dag <sup>64</sup> inklusive obalanskostnad som betalas ut.	Ersättningsbehovet – spotpriset varje timme. Återbetalning om elpriset är högre än ersättningsbehovet och stöd ges vid priser lägre än 0.
<b>Långsiktighet</b>	Varje budgivning måste beslutas i riksdag och ingen långsiktig plan finns.	Oklart i dagsläget	Riksdagsbeslut på 10 parker á 350 MW.	Har inget TWh-mål men har som mål att göra en budgivning per år.
<b>Stöttid</b>	Stöd i 50 000 fullastimmar (cirka 11 -13 år)	8 år ned högt stöd och sedan 12 år med lågt stöd. <sup>65</sup>	15 år	15 år
<b>Utbetalning</b>	Varje månad	Den 15:e varje månad för månaden före	Varje månad och en årlig avräkning .	Dagligen.

<sup>62</sup> Budgivningsprocessen är inte helt fastställd men övervägande finns att gå mot att staten bestämmer lokalisering

<sup>63</sup> Staten kompenserade företagen för detta.

<sup>64</sup> Nederländerna nämner också något som de kallar för ”profile cost” som tolkas som att man tar hänsyn till när det blåser (dvs dygnsmedelvärde som volymägs med vindkraftsproduktionen)

<sup>65</sup> Stödet blir väldigt högt vid kort tid och Tyskland överväger att gå över till ett system med 12 – 15 år.

#### 6.4.2 Hur stödet fastställs

I sliding premium-systemen inom EU finns, som tidigare nämnts, en rad olika sätt att fastställa stödet med utgångspunkt från elpriset. Allmänt ser dock formeln för stödet ut på följande sätt:

$$\text{Stöd} = \text{Elproduktion} \cdot (\text{Ersättningsnivån fastställt i anbud} - \text{elpriset})$$

Därutöver kan de olika parametrarna avse både olika tider och elpris. Det viktigaste är att formeln för att fastställa stödnivån tydligt framgår i anbudsförfarandet.

Utformningen påverkar stödsystemet och generellt är ett stöd mer investerarvänligt om avräkningen mot elpriset sker för varje drifttimme och tar med komponenter som kostnaden för att vara i obalans<sup>66</sup>. Exakt den ersättningsnivå som anbudsförfarandet ledde fram till kommer då att betalas ut. Å andra sidan gäller att ju mer generellt stödet är desto mer är investeraren och framtida investerare påverkade av marknadens signaler och risker.

Ett exempel på en metod med ökade marknadsrisker skulle kunna vara att stödnivån fastställs med utgångspunkt från det nordiska systempriset på el eller det genomsnittliga elpriset för (hela) Sverige per månad. Varje investerare behöver då vid anbudsprocessen prisa in eventuella skillnader i elområde. Skillnaden kan exempelvis vara elpriset och hur det varierar med vindkraftsproduktionen eller vilken inmatningstariff för nät som finns i regionen. Med flera budgivningar under flera år kan detta vara fördelaktigt för elsystemet då investeringarna i havsbaserad vindkraft styrs enligt samma principer som för annan kraft. Eftersom det är en högre risk kan det även innebära att investerarna behöver högre ränta. Stödet blir därmed något dyrare. Det kan dock kompenseras med att kraftproduktionen byggs ut mer kostnadseffektivt och stör annan utbyggnad mindre.

Om stödet fastställs timvis istället för månadsvis spelar det väldigt liten roll hur vindkraftsproducenten agerar på elmarknaden, eller har möjlighet att i framtiden agera på elmarknaden, eftersom de oavsett har samma totala ersättningsnivå. Detta blir extra tydligt om även kostnaden för obalans betalas av staten, så som i Nederländerna.

I de beräkningar där stödnivån följde elpriset exakt, Tabell 4, jämfört med då stödet beräknades på medelvärde, Tabell 8, skiljer sig kostnaden för stöd enbart med några procent.

Vidare finns en del praktiska problem med att fastställa stödnivån utifrån elpriset och produktionen av vindkraft för varje timme. Om elpriset exempelvis under en timme är dubbelt så högt som ersättningsbehovet och vid nästa timme är hälften så stort som ersättningsbehovet blir stödet noll ena timmen och andra timmen lika högt som elpriset trots att det genomsnittliga elpriset under de två timmarna är

---

<sup>66</sup> Det vill säga att efter drifttimmen sker en balansavräkning där den verkliga produktionen ställs mot vilken produktion som budades in på Nord Pool Spot. Obalansen kostar olika beroende på vad regleringen för att komma i balans kostat vid tillfället.

tillräckligt för att möta ersättningsbehovet. Stödet blir alltså större än vad som behövs.

Ett sätt att komma ifrån detta skulle vara att stödmottagaren får ett negativt stöd under timmar då elpriset är högre än ersättningsbehovet, men det skulle kunna innebära administrativa svårigheter. Ett annat problem är också att riktlinjerna till statsstödsreglerna tydligt säger att inga incitament får ges för produktion vid negativa priser. Om då elpriset ibland är högre än ersättningsbehovet och stödet blir negativt och det vid ett annat tillfälle uppstår ett negativt elpris när inget stöd ges kommer istället det genomsnittliga stödet bli mindre än vad som krävs för den långsiktiga marginalkostnaden.

Ett enklare sätt är att istället räkna av stödet mot ett medelpris under en längre tid (dygnsmedel, månadsmedel, årsmedel). Sannolikheten för extrema priser blir då mycket lägre. Men fortfarande kan troligen inget stöd betalas ut vid negativa priser. Det är också oklart om produktion vid negativa priser i det befintliga elområdet ska räknas bort om stödet baseras på Nord Pools systempris och det vid samma drifttimmar är positivt.

#### **6.4.3 Långsiktighet**

Inom EU har stödsystem som är långsiktiga varit en viktig del för att främja investeringsklimatet. Ett stöd som inte betalas ut eller läggs ner skadar förtroendet för investerare och ökar riskerna. Det innebär högre kostnader och ett tillräckligt lågt förtroende för ett system kan innebära att investeringar helt uteblir.

I elcertifikatsystemet har långsiktigheten lösts dels genom kvoter som satts långt fram i tiden och dels genom att stödet inte finansieras genom statsbudgeten.

På samma sätt skulle även ett mer omfattande stöd till havsbaserad vindkraft kunna utformas. Om stödet exempelvis ska omfatta 15 TWh med budgivningar på cirka 2 TWh kan riksdagen tidigt besluta om en långsiktig plan på sju budgivningar under ett antal år. Investerare skulle då i god tid vara medvetna om att det under några år kommer att vara budgivning av stöd till havsbaserad vindkraft och att de vid en förlorad budgivning kan ha en möjlighet vid en nästa omgång. En långsiktig budgivningsplan skulle säkerligen gynna kostnadsutvecklingen då investerarna som inte vunnit budgivningen måste se över sina utgifter inför nästa planerade budomgång.

Kostnaden för ett driftstöd av denna storleksordning innebär en kostnad på ett antal miljarder per år som lätt skulle riskera att upphöra i en budgetförhandling i det fall stödet skattefinansieras. Om elkunderna istället skulle betala skulle detta kunna göras till en kostnad på mellan 2 – 9 öre /kWh beroende på teknikutveckling, elpris och när stödsystemet införs.

#### **6.4.4 Förvaltning av systemet i praktiken**

Ett driftstöd till havsbaserad vindkraft kommer att behöva förvaltas av staten under många år. Från förvaltningen av elcertifikatsystemet kan en hel del lärdomar dras om allt från definitioner till resursåtgång.

Det är viktigt att det finns en tydlig definition för vad som avses med en ny anläggning och när en tilldelningsperiod om exempelvis 15 år startar. Detta kan i stor utsträckning påverka aktörens investeringskalkyl och därmed buden i anbuds-förfarandet. Inom elcertifikatsystemets regelverk har flera sådana diskussioner, rättsprövningar och lagändringar gjorts efter att otydliga eller felstyrande definitioner identifierats. Exempel på alternativ för start av tilldelningsperiod / utbetalningsmetod kan vara:

- att tilldelningsperioden om 15 år börjar då första vindkraftverket i projektet börjar producera el.
- att tilldelningsperioden om 15 år påbörjas då hela parken är tagen i drift, eller
- att en diversifierad tilldelningsperiod om 15 år ges per vindkraftverk då de tas i drift.

I de första två punkterna betraktas hela parken som en anläggning men stödet betalas ut på olika sätt. Det är i det fallet också möjligt att påbörja tilldelningen efter att en viss procent av anläggningen uppförts.

I den sista punkten betraktas varje vindkraftverk som en enskild anläggning. Inom elcertifikatsystemet råder idag en stor frihetsgrad för aktören och alla ovanstående punkter går att använda. Dock begränsas det av att stöd aldrig betalas ut mer än 15 år för ett enskilt vindkraftverk.

Beroende på vilken väg som väljs kommer detta att påverka intäkten för företaget och måste klargöras i ett tidigt stadiet så att aktören kan göra en välgrundad investeringskalkyl för projektet. Alternativ tre kan ge ett mer komplicerat och administrativt system i jämförelse med alternativ ett och två. När stödet ska upphöra och anläggningarna ska fasas ut ur systemet innebär det i princip lika många "utfasningar" som det finns vindkraftverk i projektet. För att det ska möjliggöras bör det finnas en mätare på respektive vindkraftverk för att avgöra produktion per vindkraftverk. Vid alternativ ett och två sker istället en "utfasning" per respektive vindkraftspark.

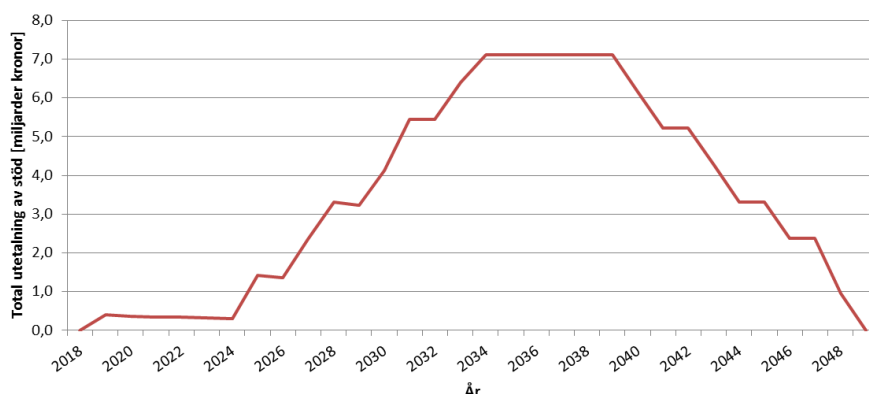
Frågan om stödet enbart ska rikta sig till helt nya anläggningar eller även uppgraderingar av befintliga anläggningar måste fastslås. En definition av anläggningsbegreppet är därför grundläggande för regelverket. I lag om elcertifikat finns en definition av anläggning, paragrafer om ny tilldelningsperiod efter omfattande ombyggnad samt efter produktionsökning. Frågan om uppgradering av befintlig anläggning är något som bör behandlas i det vidare utredningsarbetet.

Det bör även i ett tidigt skede klarläggas vad som händer med stödets tilldelningsperiod om det sker ett oväntat avbrott i vindkraftsparken vilket i sin tur leder till stopp av produktion. I lag om elcertifikat finns en paragraf som hanterar förlängd tilldelningsperiod.

Ett omfattande stöd till havsbaserad vindkraft där varje vindkraftverk räknas unikt, och med ett stöd i 15 år, innebär ett behov av ett ganska omfattande register. 15 TWh motsvarar någonstans mellan 1 000 till 2 000 anläggningar som alla ska ha ett start- och slutdatum för driftstödet. Varje anläggnings produktion ska beräknas per månad och multipliceras med rätt stödnivå som inte är unik för varje verk men för varje park. Om något av verken har producerat el under tider av negativa priser ska dessutom dessa räknas bort från stödnivån.

Att under en kort tid registrera eller avregistrera anläggningar är enligt Energimyndighetens erfarenheter ett resurskrävande arbete.

Om stödet till den havsbaserade vindkraften inte ska gå direkt via statsbudgeten utan via elkunden, så som i elcertifikatsystemet, finns också en del praktiska detaljer. Pengarna skulle kunna samlas in via elleverantörerna så som är vanligt i många andra EU – länder och i elcertifikatsystemet. Därefter kan denna avgift vidarefaktureras till slutkund. Om stödnivån och kostnaden för elkunden ska gå jämnt upp hela tiden måste någon form av schablonavgift tas ut av elleverantörerna/elkunderna som sedan avräknas varje månad utifrån det verkliga stödbehovet. Stödnivån kommer att variera mellan åren och Figur 11 visar hur utbetalning av stödsystemet med en provomgång år 2018 och med de första större projekten på plats år 2024 skulle behöva betals ut.



**Figur 11. Stödutbetalning per år med en provomgång år 2018 och med de första större projekten på plats år 2024. Källa Energimyndigheten**

Införandet av ett stödsystem för havsbaserad vindkraft kommer innebära att det finns två parallella stödsystem för förnybar el och dessutom ursprungsmärkning av el där möjlighet finns att välja exempelvis vindkraftsel. Hur elkunderna bemöts av dessa olika kostnader och hur det påverkar deras val av elleverantör bör analyseras vidare. Det bör också tilläggas att när väl den havsbaserade vindkraften byggs ut är elpriset (enligt scenarie-modelleringarna) tillräckligt för att kunna bygga landbaserat utan stöd och därmed kostar inte detta något för elkunden längre. Visserligen skulle just införandet av havsbaserad vindkraft kunna pressa ner elpriset så pass mycket att ett stöd återigen är nödvändigt.



Den exakta formen för betalning ingår inte i denna utredning och bör utredas närmare när ett specifikt system fastslås. Det kan finnas fördelar med ett system som i vissa delar påminner om elcertifikatsystemet.

#### **6.4.5 Befintliga tillstånd**

Svenska havsbaserade vindkraftsprojekt som har tillstånd men som inte har byggts, har tillstånd som löper ut mellan 2016 – 2024, vilket innebär att projekten behöver vara *färdigställda* inom dessa år. Om det införs ett stöd till havsbaserad vindkraft i Sverige bör det underlättas för dessa redan tillståndsgivna projekt att få förlängt tillstånd. Maxgränsen som finns idag på att som längst kunna få en tioårs-förlängning av befintligt tillstånd utgör en begränsning. De projekt som redan har tillstånd bör kunna tillhöra de lämpligaste projekten i landet och bör tas till vara.

En anbudsprocess med utlysningar under en längre tidsperiod innebär att det tar tid för vissa projekt att färdigställas. Det kan krävas ändring i miljöbalken när det gäller tillståndsgivning, och anpassning till ett nytt stödsystem.

#### **6.4.6 Anbudsförfarandet**

Det är av stor vikt att det stöd som slutligen föreslås för havsbaserad vindkraft ska vara praktiskt applicerbart. I förfrågningsunderlaget ska kraven specificeras genom ska- och börkrav. Underlag, förutom uppgift om ersättningsnivå i öre/kWh, som bör efterfrågas är exempelvis redovisning av alla delkostnader (vindkraftverk, fundament, nät och elanläggning, projektering, finansiering etc).

Det har i nu aktuellt uppdrag inte varit möjligt att granska i detalj hur andra länder utformat sina anbudsförfaranden. Vid en detaljutformning av ett stödsystem med anbudsförfarande bör åtminstone följande praktiska frågor ses över.

##### **1) Definition av ersättningsnivå**

Det ska tydligt framgå vad som innefattas i ersättningsnivån. Elpriset tillsammans med stödet bör ge den totala ersättningsnivån. Det är den totala ersättningsnivån som bör preciseras i anbudssvaret. Beroende på hur elpriset varierar så varierar även stödet, men den totala ersättningsnivån kommer vara konstant över tid för vinnande projekt.

##### **2) Hur priset ska anges i anbudssvaret**

Aktören bör ange totala ersättningsnivån, alltså stödnivå plus elpris enligt punkten ovan. Det bör fastställas i förfrågningsunderlaget om priset ska vara indexerat pris eller ej.

Aktören bör även skicka med underlag som kan underbygga det angivna priset, vilket kan regleras i ska-kraven. Exempel på sådana underlag kan vara bilaga med budget, delkostnader, finansieringsplan och tidsplan.

##### **3) Angivande av tidsgräns för när projektet ska vara i drift.**

För att få en bild om när i tid projektet väntas tas i drift bör en tidsplan efterfrågas i förfrågningsunderlaget. Respektive anbudsförfarande kan

eventuellt avgränsa sig till en viss tidsgräns för när projekten ska tas i drift. Ett sätt att verifiera detta kan vara att ställa krav i beslutet till det vinnande projektet att en viss procent av parken ska vara i drift inom en viss tidsperiod. Utan ett sådant krav finns risk att projekt försenas eller förskjuts i tid.

#### 4) Vinnande bud

Det vinnande budet väljs ut genom att alla bud rangordnas från billigaste ersättningsnivå till dyraste. De billigaste projekten väljs ut i ordning inom det avgränsade intervallet. Om både det billigaste och det näst billigaste projektet ryms inom det avgränsade intervallet så väljs båda ut, och så vidare.

#### 5) Krav på vinnande bud

För att säkerställa att det vinnande projektet håller sin uppvisade tidsplan och inte förskjuts i tid bör det finnas krav på att vinnaren ska visa upp att de nått en viss bit på vägen inom en tidsperiod efter beslutet. Det kan även finnas ett krav på att en viss procent av anläggningen ska vara i drift efter ett antal år men det är inte säkert att det är nödvändigt vid ett driftstöd där all intäkt sker först vid produktion av el. Kraven bör tydligt framgå i anbudsförfrågan samt i tilldelningsbeslutet. Det bör även framgå vad konsekvenserna blir om tidsplanen inte följs.

Oavsett om det anges delmål i tidsplanen eller inte så bör det finnas en kännbar sanktion för att inte färdigställa projektet inom angiven tid.

#### 6) Krav på tillstånd

Bara aktörer som har tillstånd bör kunna vara med i respektive budgivning. Detta för att styrka att det är seriösa projekt som kan realiseras inom tidsplanen. Det är av vikt att de projekt som vinner anbudsförfarandet sedan verkligen realiseras. Aktören bör även kunna redovisa en lösning på nätanslutningen.

#### 7) Prekvalificeringsmetod

Det kan ta tid för en aktör att lämna in ett anbud. För att snabba på hela processen kan en prekvalificeringsperiod införas. Det innebär att de företag som ska lämna in anbud lämnar in alla ska-krav tidigare i processen. Staten kan granska och välja ut de företag som uppfyller ställda krav under tiden som budgivarna räknar vidare på sin kostnad. Tid kan då också finnas för exempelvis kompletteringar.

#### 8) Vid brist på konkurrens i anbudssvaren

Om budgivningarna ger för lite i produktion i förhållande till det långsiktiga målet kan det finnas behov av att hålla extra budgivningar. Vid för få konkurrerande anbud kan ett anbudsförfarande behöva ogiltigförklaras.

#### 9) Systemkrav på anläggningar

Svenska kraftnät har föreskriftsrätt om systemkrav på anläggningar. Därför är det inte självklart att det i anbudsprocessen ska ställas några sådana krav, vilket även Svenska kraftnät uttryckt. Vid ett uppdrag om att ta fram ett konkret stöd för havsbaserad vindkraft bör Svenska kraftnät vara delaktig.

#### **6.4.7 Tidsperspektiv**

En analys har gjorts av utbyggnad av havsbaserad vindkraft vid olika tidpunkter. I praktiken begränsas tidplanen av att de olika processerna som ska leda fram till en drifttagning tar tid. Det går att dela upp dessa processer i milstolpar. Milstolparna kan sedan delas upp för den process som ska leda fram till första anbudet och för den process som gäller varje anbud. Exempel på viktiga milstolpar:

*Innan ett stödsystem kan vara på plats*

- Energimyndighetens rapport lämnas in
- Rapporten remitteras
- Proposition från regeringen
- Notifiering till EU – kommissionen
- Beslut i riksdagen
- Ikraftträdande av lagar och lagändringar
- Utformning av förfrågningsunderlag

*Anbudsförfarandet*

- (Utvärdering av förra anbudet påbörjas (både från stat och investerarperspektiv))
- Annonsering av anbud där deadline för prekvalificering och ersättningsbehov fastställs
- Sista datum för prekvalificering
- Prekvalificering slutförd
- Sista datum för inlämning av ersättningsbehov för de som kvalificerats
- Beslut om vinnande bud
- Drifttagning av anläggning

Gällande milstolparna inför det första anbudet kan en hel del processer göras parallellt och eventuellt i vissa fall hoppas över. Ett mer omfattande stödsystem kräver en långsiktighet för såväl utformning som förankring.

Troligtvis kan det som kortast ta två år från det att denna rapport lämnas in till att ett första anbud genomförs men sannolikt längre. Ett mindre omfattande stöd med endast ett anbud skulle möjligen kunna påbörjas inom ett år.

När anbudsprocessen väl är i gång kommer varje anbudsomgång att gå igenom ett antal nya processer. Enligt branschen krävs cirka 9 månader till 1 år från annonsering av anbud tills att ett bud kan lämnas in<sup>67</sup>. Dels för att kunna göra en ekonomisk kalkyl, dels för att kunna göra ett antal mer detaljerade undersökningar av exempelvis grundförhållanden. Branschen menar också att det tar minst 3-4 år efter beslut innan vinnande projekt kan vara i drift<sup>68</sup>. Förmodligen skulle dock tiden kunna minska vid ett mycket generöst stöd.

Varje nytt anbud kräver också en insats från staten, dels inför annonsering och dels när anbudstiden gått ut. Buden ska granskas och beslut ska tas. Denna tid kan troligtvis snabbas på vid införandet av en prekvalificeringsperiod. Tidsvinsten är dock beroende på hur avancerad anbudsprocessen är.

Vid införandet av ett flertal anbudsomgångar kan det finnas anledning för både staten och projektörerna att ha en viss utvärderingsperiod på kanske ett halvår mellan varje budomgång. Saker som inte fungerade bra i en budomgång kan förbättras och det kan finnas möjlighet för projektörerna att göra kostnadsminskningar etc. Detta steg är inte helt nödvändigt men om utbyggnaden av havsbaserad vindkraft inte brådskar finns all anledning att ge processen tid. Det ger möjlighet för nya aktörer att komma in på marknaden, och de som förlorat budgivningen får en chans att återhämta sig.

Anbudsomgångar skulle teoretiskt kunna genomföras ofta och löpa delvis parallellt, men för den svenska situationen med ett begränsat antal utspridda projekt skulle många projektörer inte klara av att gå in i flera budgivningar samtidigt. Om en projektör dessutom vinner ett anbud måste denne då dra sig ur ett annat vilket kan vara förenat med vite. Om många projekt byggs samtidigt finns också risk att infrastrukturen för utbyggnad av havsbaserad vindkraft inte räcker till.

Sammantaget bedömer Energimyndighet att det troligtvis tar tre år från att denna rapport lämnas in till det första anbudet kan annonseras, vid ett välförankrat och välgenomtänkt större stödsystem. Därefter tar det ytterligare ett år innan ett beslut kan fattas och drifttagning cirka fyra år efter det. Varje budgivning bör sedan ske med ungefär ett och ett halvt års mellanrum.

Ska bara ett anbud genomföras kan det tas i drift redan 3 – 4 år efter att den här rapporten lämnats in, men då behöver alla steg göras mycket snabbt och projektet kommer troligen att bli relativt sett dyrare.

## **6.5 Sammanfattning**

Utifrån kostnadsanalyser och praktiska förutsättningar pekar det mesta på att den samhällsekonomiskt bästa stödformen för havsbaserad vindkraft är ett anbudssystem med efterföljande driftstöd i form av en ”sliding premium”.

---

<sup>67</sup> Workshop 150429 om Energimyndighetens preliminära slutsatser

<sup>68</sup> Workshop 150429

Å ena sidan finns teknikpotentialer i innanhavsteknik som bedöms kunna åstadkomma kostnadsreduceringar på sikt. Detta talar för ett demonstrationsstöd inledningsvis. Å andra sidan krävs en väsentlig utbyggnad för att få ökade erfarenheter som också bedöms ge kostnadsreduceringar på sikt. Detta talar för ett driftstöd. Inom en anbudsprocess skulle teknikkrav kunna ställas i de inledande anbudsomgångarna, oavsett vilken stödform som sedan används.

Om regeringen vill se en storskalig satsning på havsbaserad vindkraft föreslår Energimyndigheten ett anbudsförfarande där producenten erhåller ett driftstöd under 15 år. Nivån på driftstödet sätts därmed i konkurrens.

Driftstödet innebär att företagen redovisar ersättningsbehovet redan i anbudet. Staten antar att detta behov är detsamma i 15 år. Stödet utbetalas varje månad och utgör mellanskillnaden mellan månadsmedel på Nord Pools systempris och ersättningsnivån. På så sätt kommer även de flesta elmarknadssignalerna nå fram till projektörerna.

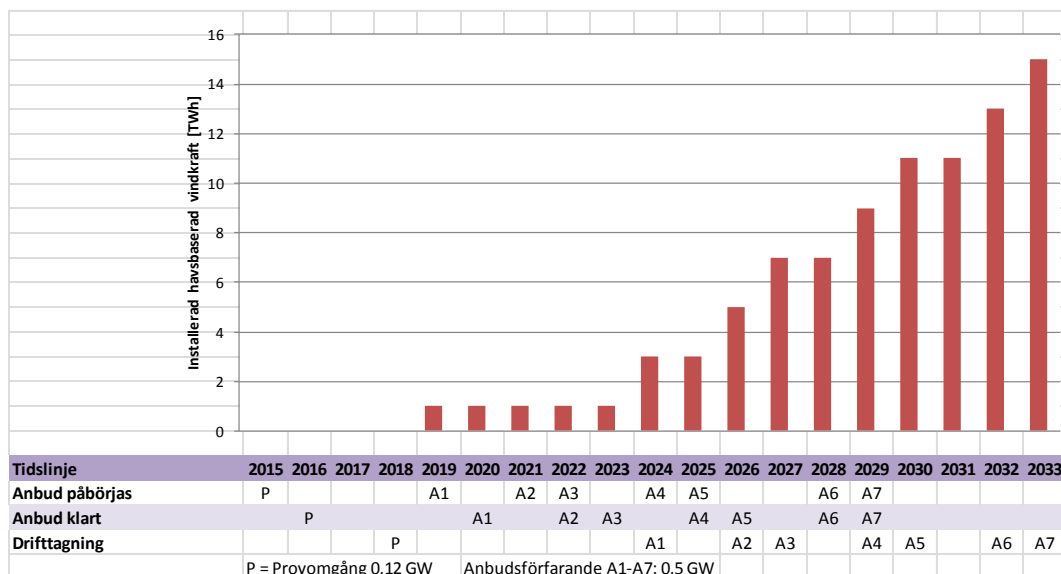
$$\text{Stöd} = \text{elproduktion}_{\text{månad } x} \cdot (\text{Ersättningsbehov}_{\text{enl anbud}} - \text{systempris}_{\text{månad } x})$$

I enlighet med statsstödsreglerna måste timmar då systempriset var negativt (alternativt även negativa elpriser i elområdet där anläggningen står i) räknas bort.

Vid införandet av ett större stödsystem förordar Energimyndigheten en uppdelning av anbudsförfarandet över tiden. Anbuderna bör vara av storleksordningen 2 TWh och ske med ett mellanrum av cirka 1,5 år. Det är då också både praktiskt och kostnadsmässigt en fördel att påbörja det första anbudet cirka 2019 så att utbyggnaden av den havsbaserade vindkraften sker under år 2024 till år 2033. Stödformen skulle kunna påbörjas i mindre skala med en provomgång som skulle kunna påbörjas snabbare än ett stort stödsystem<sup>69</sup>.

---

<sup>69</sup> Ett sådant stöd skulle kunna infalla inom gruppundantagen för statsstödsreglerna och inte behöva notifieras i EU – kommissionen.



**Figur 12 Tidslinje för ett omfattande stödsystem med dels en 7 anbud med start år 2019 och dels en provomgång med start redan år 2015. Här antas tiden mellan utropat anbud och beslut om stöd ta cirka 1 år. Driftstarten antas i genomsnitt ske 4 år från beslutet.**

En viktig förutsättning för detta, för att uppnå kostnadseffektivitet och för att överhuvudtaget få in ett antal anbud, är att de redan tillståndsgivna havsbaserade vindkraftsparkerna får möjlighet till förlängda tillstånd. De som får tillstånd i framtiden bör få det för en lång tid.

Förutom tillståndprocessen finns en rad andra viktiga praktiska aspekter att ta hänsyn till vid ett införande av stödsystemet. Några av de viktigaste skulle kunna vara att nätanslutningen underlättas för den som vinner ett bud och att någon form av vite införs som gör att endast seriösa bud kommer in. De exakta detaljerna för anbud och stödsystemets utformande bör dock beskrivas ytterligare när regeringen valt ut ett lämpligt stöd.

Det är viktigt att försöka skapa ett system som är någorlunda enkelt. Att intressenten som lämnar anbud vet vad denne lägger in anbud på och vilka kriterier som ska utvärderas. Detta skapar i sin tur mindre administration och gör det svårare att göra fel vilket i sin tur minskar kostnader och tidsåtgång. Ett välutformat system som också är enkelt är oftast lättare att förstå som investerare, och gör det även lättare att utvärdera.

Det är också viktigt att göra en avvägning av hur mycket staten ska göra vad gäller underlättande för utbyggnad av havsbaserad vindkraft i övrigt. Garantier och förenklingar skapar en lägre risk för investerare och möjliggör därmed en lägre ränta och stödnivå. Men samtidigt kan förmåner som bara gäller havsbaserade vindkraftprojekt skapa skevhet på andra marknader och därmed minska kostnadseffektiviteten. De praktiska frågorna kring vald stödform behöver utredas ytterligare.

# Referenser

En sammanhållen klimat- och energipolitik – Klimat. Proposition 2008/09:162, mars 2009.

En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi. Proposition 2008/09:163, mars 2009.

Tröskeffekter och förnybar energi. Proposition 2013/14:156

Boverket (2012). Utvärdering av solvärmebidraget och solvärmestödet, 2012:9, Boverket, år 2012.

Boverket. Utvärdering och uppföljning av stöd till planeringsinsatser för vindkraft. Regeringsuppdrag 2012:21, dec år 2012.

Broberg m.fl. (2009). En utvärdering av kostnadseffektiviteten i stödet till energiinvesteringar i lokaler för offentlig verksamhet, Specialstudie Nr 22, Konjunkturinstitutet, år 2009.

Butler & Neuhoﬀ (2005). Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development, CMI Working Paper 70, Department of Applied Economics, University of Cambridge.

Europeiska rådet (23–24 oktober 2014). Slutsatser om ramen för klimat- och energipolitiken fram till 2030, SN 79/14.

Energimyndigheten. Energiindikatorer 2014 – Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål. ER 2014:10, år 2014.

Energimyndigheten. Energiindikatorer 2007 – Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål. Tema Trygg energiförsörjning. ET 2007:30, år 2007.

Energimyndigheten. Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft – En delrapport i uppdraget om samarbetsmekanismer i Energimyndighetens regleringsbrev 2013, ER 2013:26, år 2013.

Finon (2007). Pros and Cons of Alternative Policies Aimed at Promoting Renewables, In European Investment Bank; An Efficient, Sustainable and Secure Supply of Energy for Europe. Meeting the Challenge, EIB Papers, Vol 12, Nr 2, s 111-133.

Fischer, C. (2008). Emissions Pricing, Spillovers, and Public Investment in Environmentally Friendly Technologies, Energy Economics, Vol 30, p 487-502.

Elforsk. El från nya och framtida anläggningar 2014. 14:40.

Energimarknadsinspektionen. Rapport 2015:08 Tröskeffekter och förnybar energi-Förslag till permanent lösning.

Energimarknadsinspektionen. Rapport 2012:06. Elområden i Sverige Analys av utvecklingen och konsekvenserna på marknaden.

Energimyndigheten. Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft, ER 2013:26.

Energimyndigheten. Finansiering av gemensamma projekt enligt förnybartdirektivet, ER 2013:28.

Energimyndigheten. Teknologiska innovationssystem inom energiområdet. Sammanfattning. ER 2014:31.

Energimyndigheten. Teknologiska innovationssystem inom energiområdet. Praktisk vägledning. ER 2014:23.

Jaffe, A. B., R. G. Newell, och R. N. Stavins (2003). Technological Change and the Environment, In K-G. Mäler, och J. R. Vincent (Eds.), Handbook of Environmental Economics, Vol. 1, Elsevier Science, Amsterdam.

Klaassen m.fl (2005). The Impact of R&D on Innovation for Wind Energy in Denmark, Germany and the United Kingdom, Ecological Economics, Vol 51, s 227-240.

Klette et al. (2000). Do subsidies to commercial R&D reduce market failures? Microeconomic evaluation studies, Elsevier, Research Policy 29\_2000, p 471-495.

Neuhoff, K. (2005). Large Scale Deployment of Renewables for Electricity Generation, Oxford Review of Economic Policy, Vol 21, Nr 1, p 88-110.

Mitchell & Connor (2004). Renewable Energy Policy in the UK 1990-2003, Energy Policy, Vol 32, Nr. 18, s 1935-1947.

Munksgaard & Morthorst (2008). Wind Power in the Danish Liberalised Power Market – Policy Measures, Price Impact and Investor Incentives, Energy Policy, Vol. 36, Nr. 10, s. 3940-3947.

Samakovlis & Johansson (2007). En utvärdering av kostnadseffektiviteten i klimatinvesteringsprogrammen, Specialstudie Nr 12, Konjunkturinstitutet, år 2007.

Sawin, J. (2004). National Policy Instruments. Policy Lessons for the Advancement and Diffusion of Renewable Energy Technologies around the World, Thematic Background Paper, Internat. Conference for Renewables, Bonn.

Skytte m.fl. (2003). Challenges for Investment in Renewable Electricity in the European Union, Background Report, ADMIRE-REBUS Project.

Smit m.fl (2007). Technological Learning in Offshore Wind Energy: Different Roles of the Government, Energy Policy, Vol 35, s 6431-6444.

Svenska kraftnät. Yttrande efter Energimyndighetens förfrågan. 2015/385.



SWECO. Rapport till Svensk Vindenergi 1 dec 2014. Proj no. 5469334000.

Gabriel Michanek och Patrik Söderholm. Rapport till Expertgruppen för miljöstudier. Rapport 2007:1, Medvind i uppförsbacke, En studie av den svenska vindkraftspolitiken.

Söderholm & Klaassen (2007). Wind Power in Europe: A Simultaneous Innovation-Diffusion Model, Environmental & Resource Economics, Vol 36, s 163-190.

Söderholm Patrik. Luleå tekniska universitet. Styrmedel för havsbaserad vindkraft ER 2009:09.

Söderholm och Hammar (2005). Kostnadseffektiva styrmedel i den svenska klimat- och energipolitiken? Metodologiska frågeställningar och empiriska tillämpningar? Specialstudie Nr. 8, Konjunkturinstitutet, Stockholm.

Technopolis Group. Utvärdering av demonstrationsprojekt inom Vindkraft (vindpilotprojekt). Tommy Jansson, Johanna Enberg Faugert & Co Utvärdering AB. 2013-10-23.

Miljömålsportalen: <http://www.miljomal.se/>, 2015-03-18.

Regeringens hemsida: <http://www.regeringen.se/sb/d/2448/a/252160>, 2015-03-27.

Energimyndighetens workshop 2015-04-29 med närmast berörda aktörer.

# Bilaga 1: Samhällsekonomisk effektivitet inför val av stöd

I denna bilaga analyseras samhällsekonomiskt motiverande faktorer som kan påverka valet av stöd. Sådana motiv skulle kunna vara befintliga mål eller eventuellt nya mål. Andra motiv kan vara marknadsmisslyckanden och hinder som gör att vissa nyttor inte kan realiseras utan ett stöd.

Bedömningen är att det kan finnas kostnadsreduceringar som inte fullt ut realiseras utan ett stöd, kanske främst i tillämpningar för Östersjöförhållanden. Storleken på här beskrivna nyttor har inte beräknats. Andra nyttor är osäkra. Kostnader har inte ingått inom ramen för uppdraget.

## Överväganden utifrån befintliga mål

### *Befintligt förnybartmål*

Målet är att *öka andelen förnybar energi till 50 procent år 2020*<sup>70</sup>. Flera bedömningar visar att målet kan nås med befintliga styrmedel, och att ytterligare styrmedel därför inte behövs<sup>71</sup>. Detta gäller då även ett eventuellt stöd till havsbaserad vindkraft. Redan 2012 uppnådde Sverige 51 procent förnybar energi, och bedömningen är att andelen kommer öka ytterligare några procentenheter till 2020. Till år 2020 är det hur som helst tveksamt om ett stöd till havsbaserad vindkraft ens kan hinna realiseras.

*Planeringsramen för vindkraft* kan betraktas som ett komplement för att nå förnybartmålet, och anger att *år 2020 ska det finnas planmässiga förutsättningar att bygga vindkraft för en årlig elproduktion på 30 TWh år, varav 20 TWh på land och 10 TWh till havs*<sup>72</sup>. Energimyndighetens utpekade riksintressen för vindbruk till havs uppfyller med råge planeringsramen. Boverket bedömer att det finns planeringsbrister på kommunal nivå vad gäller den havsbaserade planeringen. De ger förslag om att staten tar fram samhällsekonomiskt lämpliga områden för Sverige som också innefattar scenarier för elnätets utveckling (SvK) och stäms av mot andra länders havsplanering<sup>73</sup>. Denna typ av åtgärder kan bidra till att hantera osäkerheter, t.ex. kring elanslutning, och utgör troligen mer kostnadseffektiva verktyg för att få bättre planering än ett riktat stöd till byggandet.

---

<sup>70</sup> Regeringens proposition 2008/09:162 *En sammanhållen klimat- och energipolitik*.

<sup>71</sup> Se t.ex. ER 2014:10 Energiindikatorer 2014

<sup>72</sup> (Prop 2001/02:143, NU 2001/02:17, rskr 2001/02:117). Fastställd av riksdagen år 2009.

<sup>73</sup> Boverkets rapport *Utvärdering och uppföljning av stöd till planeringsinsatser för vindkraft*. Regeringsuppdrag 2012:21, dec 2012. Enligt rapporten är det få kommuner som redovisat hur de planerat för havsbaserad vindkraft, delvis på grund av svårigheter att få veta kapaciteten i elnätet.

### ***Befintligt klimatmål***

Målet är att *utsläppen av växthusgaser för Sverige ska år 2020 vara 40 procent lägre än år 1990. Målet gäller för de verksamheter som inte omfattas av EU:s system för handel med utsläppsrätter*<sup>74</sup>. Mer förnybar elproduktion bidrar inte direkt till minskade växthusgasutsläpp i Sverige, eftersom utsläppen från elproduktionen redan är låga.<sup>75</sup> Indirekt kan stöd till förnybar elproduktion såsom havsbaserad vindkraft bidra till en mer kostnadseffektiv klimatpolitik via just en ökad förnybar elproduktion. Detta givet att mer förnybart är billigare än att driva fram utsläppsreduceringar i den icke-handlande sektorn<sup>76</sup>. Eftersom det dock än så länge finns billigare förnybara tekniker än havsbaserad vindkraft, bör inte heller ett eventuellt stöd till havsbaserad vindkraft kopplas till det svenska klimatmålet.

### ***Befintliga miljömål***

De av riksdagen beslutade miljömålen som är aktuella här är kanske främst Biologisk mångfald, Levande kust och skärgård och Hav i balans<sup>77</sup>. Vindkraften är tillsammans med solenergin det produktionsslag som har lägst externa miljökostnader<sup>78</sup>. Energimyndigheten bedömer dock att det inte finns tillräckliga underlag idag för att avgöra om just havsbaserad vindkraft ger lägre externa miljökostnader än landbaserad vindkraft. När det gäller miljöeffekter vid enskilda projekt hanteras dessutom både land- och havsbaserad vindkraft inom ramen för miljöbalken samt plan- och bygglagen. Det finns med andra ord redan styrmedel som håller externa miljökostnader vid placeringen låga. Det får anses tveksamt om de positiva och (eventuellt) relativt sett lägre miljöeffekterna kan motsvara kostnaderna för ett riktat stöd till havsbaserad vindkraft.<sup>79</sup> Det är därmed troligen inte kostnadseffektivt att koppla ett stöd till befintliga miljömål.

### ***Försörjningstrygghet***

Energimyndigheten har definierat begreppet *Trygg energiförsörjning* och utarbetat ett antal tillhörande grundprinciper som bidrar till samhällets förmåga att förebygga och lindra konsekvenser av störningar och avbrott i energiförsörjningen<sup>80</sup>. Elförsörjningen regleras genom olika lagar såsom ellagen. Sambanden mellan vilka åtgärder som, utifrån olika användare, ger en ökad försörjningstrygghet är inte entydiga, utan varierar utifrån olika användares behov och situationer. Att koppla ett stöd till definitionen om (el-)försörjningstrygghet

---

<sup>74</sup> Målet är formulerat i regeringens proposition från år 2008.

<sup>75</sup> ER 2014:10, indikator 18

<sup>76</sup> Se t.ex. Söderholm (2009) som citerar Söderholm och Hammar

<sup>77</sup> För målbeskrivningar, se t.ex. Miljömålsportalen.

<sup>78</sup> Michanek och Söderholm (2006)

<sup>79</sup> Söderholm 2008 var också inne på att de positiva och relativt sett lägre miljöeffekterna förmodligen ändå inte motsvarar stödkostnaderna för havsbaserad vindkraft.

<sup>80</sup> Återges bl.a. i Energiindikatorer 2013: Tema trygg energiförsörjning. Grundläggande principer är bl.a. välfungerande energimarknader, tydliga ansvar och roller för producenter, leverantörer och användare samt att staten klargör funktionella krav, utövar tillsyn, planerar och har beredskap vid kris som kompletterar eller förstärker befintliga marknadsfunktioner

bedöms därför som olämpligt. Styrmedel som riktas till åtgärder som direkt bidrar till försörjningstrygghet är troligen mer kostnadseffektiva.

### **Inspel till nya energipolitiska mål**

Europeiska rådet har enats om en klimatram för EU, där bl.a. andelen förnybar energi ska vara minst 27 procent i EU år 2030. Målet har inte bördefördelats mellan länderna<sup>81</sup>. Med enkel bördefördelning uppfyller Sverige målsättningen.

Nuvarande regering har aviserat en vision för Sverige om ett energisystem som baseras på 100 procent förnybar energi. Visionen torde sträcka sig bortom år 2030. I visionen ingår att förnybar elproduktion inom ramen för elcertifikatsystemet bör byggas ut ytterligare, närmast för att nå regeringens ambition om 30 TWh ny förnybar elproduktion år 2020 jämfört med år 2002. Regeringen anser att ett mål till år 2030 för elcertifikatsystemet bör tas fram.<sup>82</sup>

Ett stöd till havsbaserad vindkraft skulle kunna kopplas till ett specifikt produktionsmål för havsbaserad vindkraft, och/eller ett högre mål för förnybar energi. Oavsett skulle då teknikneutraliteten för det övergripande förnybartmålet och tillhörande (befintliga) styrmedel riskera att påverkas negativt. Ett specifikt mål och/eller ett riktat stöd riskerar även att fördyra energipolitiken, eftersom tekniken för havsbaserad vindkraft än så länge är dyrare än flera andra förnybara produktionstekniker<sup>83</sup>. Mot denna bakgrund anser Energimyndigheten inte att syftet med stödet bör vara ett produktionsmål.

Vare sig eventuella mål eller då alternativa styrmedel har analyserats i denna utredning. Storleken på och tidsramen för ett högre mål för förnybart avgör – tillsammans med val av styrmedel – vilka tekniker som kommer bidra till målet.

### **Marknadsmislyckanden och hinder kan motivera**

Om det finns kollektiva nyttor förknippade med en viss teknikutveckling innebär det en risk utifrån ett samhällsperspektiv att det investeras för lite i teknikutveckling, t.ex. för havsbaserad vindkraft. Andra aktörer snappar upp teknikförbättringar och erfarenheter från de aktörer som går före. Detta marknadsmislyckande innebär att ny teknik inte når marknaden och därmed att erfarenheter och förväntade kostnadsreduceringar inte uppnås i den utsträckning

---

<sup>81</sup> Europeiska rådet (23–24 oktober 2014), *Slutsatser om ramen för klimat- och energipolitiken fram till 2030*, SN 79/14

<sup>82</sup> Regeringens hemsida 2015-03-27: <http://www.regeringen.se/sb/d/2448/a/252160>. I mars 2015 träffades ett avtal mellan Sveriges och Norges regeringar om att höja ambitionen i den gemensamma elcertifikatmarknaden till 28,4 TWh. 150522: Propositionen ”Ambitionshöjning för förnybar el och kontrollstation för elcertifikatssystemet 2015” återkallades. Regeringen ska återkomma med ny proposition med förslag om ambitionshöjning till 2020 i enlighet med förslaget i propositionen som återkallats.

<sup>83</sup> Föreliggande rapport använder olika utbyggnadsscenarier för att skatta effekter på elpriser och för att resonera kring utformningen av ett stödsystem.

som annars skulle ske<sup>84</sup>. Det finns forskare som argumenterar för att stöd till ny teknologi i dessa fall kan generera så kallade överspillningseffekter, t.ex. kunskapsspridning och utveckling av teknologisk kunskap<sup>85</sup>.

Då marknadsmisslyckanden finns som innebär att för lite kapital satsas på forskning och teknikutveckling kan också styrmedel som värnar teknikneutralitet i någon mening sägas gynna mer etablerade tekniker. I det här fallet skulle elcertifikatsystemet kunna sägas gynna landbaserad vindkraft framför mer oprövade tekniker såsom havsbaserad vindkraft. Förekomsten av ovanstående marknadsmisslyckande och behovet av en riktad teknikpolitik skulle kunna motivera ett stöd.<sup>86</sup>

Storleken på ovanstående problem och realiserad potential i att reducera det genom ett stöd har inte beräknats. Förekomsten av stödsystem i andra länder indikerar att potentialen för att reducera problemet är stor. I avsnitt nedan redovisas förväntade kostnadsreduceringar och vad som behövs för att få konkurrenskraftighet. Vad som blir resultatet med eller utan ett svenskt stöd är svårt att uppskatta<sup>87</sup>.

Specifikt för Sverige finns en särskild potential för kostnadsreduceringar genom att satsa på innanhavsteknik för Östersjöförhållanden. Dessa investeringar är idag närmast obefintliga, vilket också är prognosen för överskådlig tid framöver. En fokusering på Östersjöförhållanden kan ge ytterligare kostnadsreduceringar på sikt jämfört med t.ex. Nordsjön, se avsnitt 3.2.1. Det är tveksamt om en sådan teknikutveckling kommer att ske ändå, genom t.ex. andra länders stödsystem. Orealiserade potentialer för kostnadsreducering tycks därmed främst finnas i att fokusera ett svenskt stöd på innanhavsteknik för Östersjön.

#### *Osäkerheter utgör viktigare hinder*

Enligt marknadens aktörer är brist på finansiering och lönsamhet de mest påtagliga problemen för att förverkliga projekt om havsbaserad vindkraft<sup>88</sup>. Relativt sett finns bland annat större osäkerheter förknippade med dessa investeringar än med mer etablerade kraftslag, bland annat just eftersom antalet anläggningar är få och erfarenheterna är begränsade. Många projektörer nämner främst osäkra kostnader för elnätsanslutning. Detta leder till krav från investerare på högre avkastning, och innebär att färre projekt blir av. Osäkerheter av den här typen kan antas hindra främst små aktörer att konkurrera på marknaden. Dylika osäkerheter bör hanteras

---

<sup>84</sup> Man brukar här prata om s.k. lärlurvor, som egentligen är realisering av skalfördelar. Ju mer erfarenhet av att bygga och producera i detta fall förnybar el från havsbaserad vindkraft, desto billigare kan man lära sig att göra detta genom effektivare tekniktillämpningar, arbetssätt etc.

<sup>85</sup> Söderholm (2009) citerar bl.a. Jaffe et al (2003), Neuhoﬀ (2005) och Fisher (2008). Enligt Klette et al. (2000) utgör dessa effekter t.o.m. det huvudsakliga motivet för subventioner till FoU.

<sup>86</sup> Söderholm (2009) resonerar bl.a. kring detta.

<sup>87</sup> Å ena sidan tycks redan vissa aktörer ha bedömt det som intressant att investera i havsbaserad vindkraft, enbart med stöd från elcertifikatsystemet och det tidigare vindpilotprogrammet. Å andra sidan vittnar många aktörer i Sverige om flera hinder förknippade med just havsbaserad vindkraft.

<sup>88</sup> Se Energimyndighetens rapport: *Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft – En delrapport i uppdraget om samarbetsmekanismer i Energimyndighetens regleringsbrev 2013*, ER 2013:26, år 2013.

på något sätt för att inte riskera att begränsa effekterna med ett eventuellt stöd till havsbaserad vindkraft. Därmed inte sagt att osäkerheterna måste hanteras inom stödet. Läs mer om anbud i kapitel 5.

Om det finns stora potentialer för kostnadsreducering genom teknikutveckling och ökade erfarenheter och dessa nyttor bedöms utbli utan stöd, utgör det ett starkt skäl för att idag stödja tekniken. En viktig förutsättning är då att den havsbaserade vindkraften på sikt bedöms kunna konkurrera på allvar med befintliga tekniker.<sup>89</sup>

Om stödets syfte är att åstadkomma kostnadsreducering på sikt och därmed bidra till att reducera marknadsmisslyckandet om för låg teknikutveckling, bör det stöd som har bäst möjlighet att bidra till detta syfte väljas. Det är dock inte alldeles lätt att välja stöd, se vidare resonemang nedan samt i kapitel 5.

#### *Kostnadsminskningar som syfte och implikationer för valet av stöd*

Om kostnadsreducering på sikt främst bedöms ske genom ökad erfarenhet bör stödet fokusera på att få många projekt. Det kan dock motverka kostnadsreducering på sikt att satsa på ”för små” projekt. Utgångspunkten för ett stöd bör vara att inte begränsa möjligheten till skalfördelar.

Om syftet med stödet är teknikutveckling i *hela* Östersjöområdet – det vill säga även i norra Östersjön – så bedöms någon form av styrning till dessa områden behövas. En inriktning på Östersjöförhållanden skulle kunna ge kostnadsreduceringar på sikt, men samtidigt högre elnätskostnader och motverka nuvarande prisstyrning av ny elproduktion till södra Sverige. SvK anser även att nyttorna med havsbaserad vindkraft utifrån ett nätperspektiv är större i södra Sverige. Det finns därmed en del samhällsekonomiska avvägningar att göra.

Det stöd som har bäst möjligheter att bidra till kostnadsreduceringar på sikt bör väljas<sup>90</sup>. Olika stöds förutsättningar att bidra till ett sådant syfte analyseras vidare i kapitel 5. Mot ovanstående problembild skulle någon form av kombination av stödformer också kunna vara aktuellt.

#### **Förväntningar om lägre kostnader på sikt**

Produktionskostnadsutvecklingen hittills (Figur 7) visar att det krävs en kraftig kostnadsreduktion för att havsbaserad vindkraft ska kunna bli konkurrenskraftig i jämförelse med de konventionella kraftslagen i världen idag. För att nå samma kostnadsnivå som landbaserad vindkraft idag skulle kostnaderna behöva minska med 60 procent.

I en europeisk forskningsstudie från år 2013 bedöms det vara möjligt att reducera produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft med knappt 30 procent till år 2020<sup>91</sup>. Det motsvarar cirka 100 öre/kWh (med en produktionskostnad på 139 öre/kWh år 2013). Det Norska Veritas, DNV, har under år 2014 presenterat en

---

<sup>89</sup> Detta är också en slutsats i Söderholm (2009).

<sup>90</sup> Detta är också en slutsats i Söderholm (2009).

<sup>91</sup> Joint Research Centre 2012 Wind Status Report, European Commission, March 2013

motsvarande studie som konstaterar att det råder en bred konsensus om att kostnaderna skulle behöva och kan minska med 40 procent till år 2020.<sup>92</sup>

I en studie av Ernst & Young från mars år 2015<sup>93</sup> görs bedömningen att produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft kommer att sjunka med 36 procent fram till år 2030, från 140 EUR/MWh år 2013 till drygt 100 EUR/MWh år 2020 och sedan fortsätta ned till 90 EUR/MWh år 2030. Omräknat till öre/kWh motsvarar det en kostnadssänkning på 129 öre/kWh år 2013, 92 öre/kWh år 2020 och 79 öre/kWh år 2030<sup>94</sup>. En viktig förklaring till förväntningarna är att den installerade kapaciteten förväntas tredubblas under perioden (från 8 till 20 GW).

Dessa bedömningar av kostnadsutvecklingen till år 2030 kan jämföras med den för landbaserad vindkraft. I IEA:s studie från år 2012 har 13 olika analyser av den framtida kostnadsutvecklingen för vindkraft sammanställts. Studien visar stora skillnader mellan bedömningarna, men i merparten av analyserna uppskattas kostnadsreduktionen till 20 – 30 procent år 2030 jämfört med år 2010. Det motsvarar en produktionskostnad på 43 – 50 öre/kWh för landbaserad vindkraft år 2030 (med en produktionskostnad på 62 öre/kWh år 2010).

Ovanstående prognoser kan sägas utgöra ett referensscenario för Sverige, det vill säga vad som kan förväntas åstadkommas utan ett stöd till havsbaserad vind.

För att bli konkurrenskraftig med landbaserad vindkraft behöver alltså den havsbaserade vindkraften nå ner till cirka 43 – 50 öre/kWh år 2030. Utöver referensscenariot ovan motsvarar detta kostnadsreduceringar på ytterligare 29 – 36 öre/kWh (cirka 40 procent). Observera att potentialer för kostnadsreducering, t.ex. av att satsa på innanhavsteknik för Östersjöförhållanden, inte har beräknats i detta uppdrag. Tekniska skillnader mellan Nordsjön och Östersjön diskuteras i kapitel 3.

#### *Havsbaserad vindkraft för en mer diversifierad elproduktion?*

EU:s statsstödsregler ställer krav på att stöd ska ges teknikneutralt, dvs. inte bara till en viss produktion, om det inte finns behov av diversifiering av elproduktionen inom landet. Energimyndigheten bedömer att Sverige inte har behov av diversifiering i nuläget, men att en eventuell avveckling av kärnkraften innebär behov av annan tillkommande produktion. Om den tillkommande produktionen är väderberoende kommer behovet av reservkraft att öka. SvK bedömer att det snarast är önskvärt med mer tillkommande produktion som är planerbar.

#### *Särskilda nyttor av havsbaserad vindkraft inom vissa prisområden?*

SvK menar att det skulle kunna vara värdefullt och önskvärt med tillkommande produktion inom SE4 där en stor del av elanvändningen finns, och på sikt inom SE3 där stor del av kärnkraftsproduktionen finns<sup>95</sup>. Idag och fram till omkring år

---

<sup>92</sup> *A manifesto for cost reduction*, DNV GL 2014. Studien redovisar även åtgärder som kan ge kostnadsreduktioner på 25 procent till år 2020.

<sup>93</sup> *Offshore wind in Europe, Walking the tight rope to success*, Ernst & Young, mars 2015.

<sup>94</sup> Eurokurs från mars år 2015 har använts (9,24).

<sup>95</sup> SvK Yttrande. 2015/385.

2035 har SE4 det största produktionsunderskottet. Därefter kan SE3 bli det största underskottsområdet, givet en utfasning av kärnkraften och en fortsatt hög utbyggnad av landbaserad vindkraft i norra Sverige. SvK påpekar att det krävs en mer noggrann analys för att rangordna mellan SE3 och SE4.

Det skulle troligen innebära jämförelsevis lägre nätinvesteringar att förlägga havsbaserad vindkraft nära elanvändarna och nära utlandsförbindelser, dvs. i södra Sverige. Dock påverkas svensk havsbaserad vindkraft i södra Östersjön av samma vädersystem som tysk och dansk havsbaserad vindkraft. Med tanke på det skulle det istället vara bättre med tillkommande produktion i norra Östersjön.

För att SvK ska kunna uppfylla sitt systemansvar kommer det, vid tillkommande havsbaserad vindkraft, behövas investeringar som säkerställer effektleverans till det området under perioder där den väderberoende produktionen inte kan leverera.

Det finns enligt SvK särskilda anslutningspunkter som ur elnätperspektiv är mer lämpade för anslutning av havsbaserad vindkraft. Det är dock inte säkert att dessa sammanfaller med lämplig plats för sjökabelförbindelse. Generellt sett är kraftledningarna längs landets kuster åldersstigna och redan högt belastade<sup>96</sup>.

#### *Näringspolitiska effekter*

Den forskning som finns på området ger inte stöd åt argumentet att sysselsättning och industri gynnas generellt när satsningar görs på exempelvis havsbaserad vindkraft<sup>97</sup>. Satsning på ett område innebär att det satsas mindre på andra områden. En viss region kan få ökad sysselsättning till följd av investeringar i vindkraft. Att stimulera specifikt havsbaserad vindkraft bedöms generellt inte innebära några fördelar för tillväxten.

#### **Hur följa syftet över tid?**

Hur stödets syfte följs över tid är viktigt. Ett exempel på indikator för måluppfyllelse skulle kunna vara att uppnå motsvarande produktionskostnad per enhet som befintliga tekniker (t.ex. landbaserad vindkraft) per en viss tid. Se exemplet ovan. Ett annat exempel utifrån ett sådant syfte vore att mäta erfarenheten i antal projekt. Alternativt kan också utbyggd produktion användas som en indikator på måluppfyllelse.

Samtliga ovanstående indikatorer bör ta hänsyn till vad som skulle åstadkommit utan stöd. Investeringskostnader för havsbaserad vindkraft i Sverige kan följas upp per projekt för att bedöma om kostnaderna har sjunkit över tid. Ett nuläge med flera kostnadsparametrar bör fastställas som referenspunkt. Orsaker till nuläget bör analyseras, inklusive stödets betydelse. En jämförelse bör göras med t.ex. landbaserad vindkraft, och med andra länder som också ger stöd till havsbaserad vindkraft. Denna utredning går inte närmare in på hur stödet bör följas upp och utvärderas. Kostnader är normalt känsliga uppgifter för företagen.

---

<sup>96</sup> SvK yttrande 2015/385

<sup>97</sup> Michanek och Söderholm (2006).



## Sammanfattning

För att det ska vara samhällsekonomiskt motiverat att satsa på havsbaserad vindkraft behöver de samlade nyttorna överstiga de samlade kostnaderna. Valet av stödets syften beror bl.a. på samhälleliga avväganden kring hur olika effekter värderas, inte minst över tid. Energimyndigheten bedömer att långsiktighet, kostnadseffektivitet och marknadsmisslyckanden bör vara vägledande i valet av både stödform och dess syfte.

En potentiellt stor nytta bedöms vara framtida kostnadsminskningar. Stödets syfte bör därför vara att åstadkomma kostnadsreduceringar på sikt, både genom ökad erfarenhet och genom tekniktillämpningar för Östersjöförhållanden. Detta innebär att marknadskonkurrens och lönsamhet fokuseras, samt att mer specifika marknadsmisslyckanden för svenska förhållanden adresseras. Som kapitel 5 visar kan det dock vara svårt att med en och samma stödform skapa förutsättningar för samtliga av dessa aspekter.

En förutsättning för att ovanstående stödmotiv ska anses tillräckliga för samhället är att kostnaderna för havsbaserad vindkraft på sikt blir lägre än landbaserad vindkraft och andra jämförbara kraftslag. Detta är svårt att veta på förhand. Ett stöd behöver bara motiveras utöver motsvarande elcertifikat till samma projekt.

Produktion och produktionskostnader bör följas över tid. När den havsbaserade vindkraften blir mer konkurrenskraftig bör den inkluderas i elcertifikatsystemet och därigenom kunna bidra på ett mer kostnadseffektivt sätt till (nya) mål för förnybar energi.

## **Bilaga 2: Modellerade scenarier av havsbaserad vindkraft**



## Förord

Uppdraget har varit att analysera priseffekterna av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige i storleksordningen 2250-4500 MW vilket ger en årsproduktion på ca 7-15 TWh i tidsperspektivet år 2020-2030.

Det som har analyserats är årsgenomsnittspriser, prisområdesskillnader och antalet timmar med nära noll priser.

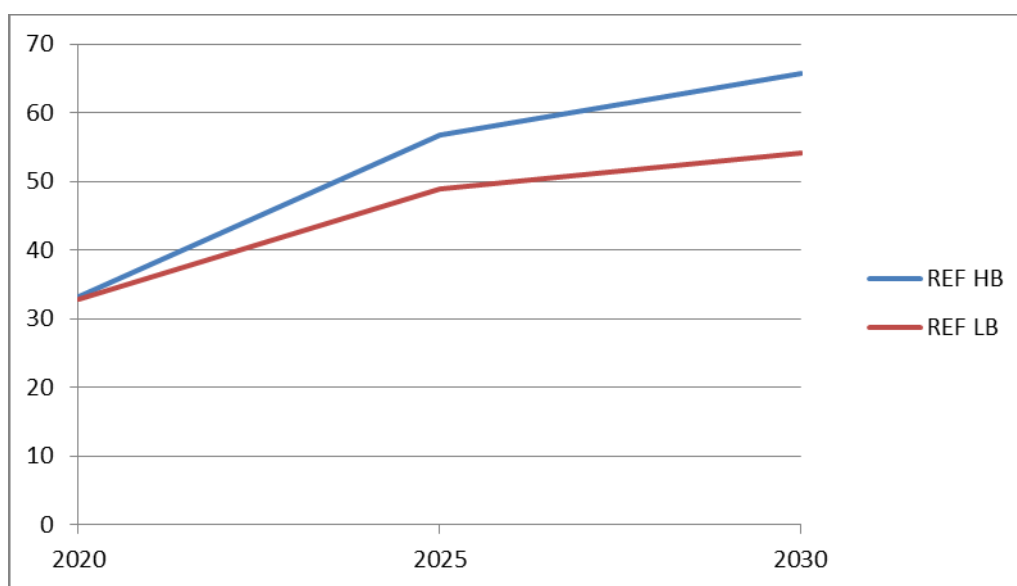
Resultaten i denna rapport bygger på simuleringar i elmarknadsmodellen Apollo som är utvecklad av SWECO. Modellen simulerar hela den europeiska elmarknaden och redovisar elpriser med timupplösning.

## Sammanfattning

Prisnivån fram till år 2030 kommer att öka. Vilken nivå den kommer att hamna på är mycket osäker då den beror på ett antal faktorer som är olika svåra att prognostisera.

I denna rapport jämför vi våra simuleringar med två referensbanor, en med höga bränslepriser och en med låga bränslepriser. I benämningen bränslekostnad ingår också CO<sub>2</sub>-priset. Anledningen till två referensbanor är att en utbyggnad av havsbaserad vindkraft får mindre påverkan på elpriset ju lägre referensbanan (elpriset) är som vi jämför emot.

**Figur 13 Elpriser (årsgenomsnitt) i referensfallen, SE3, EUR/MWh**



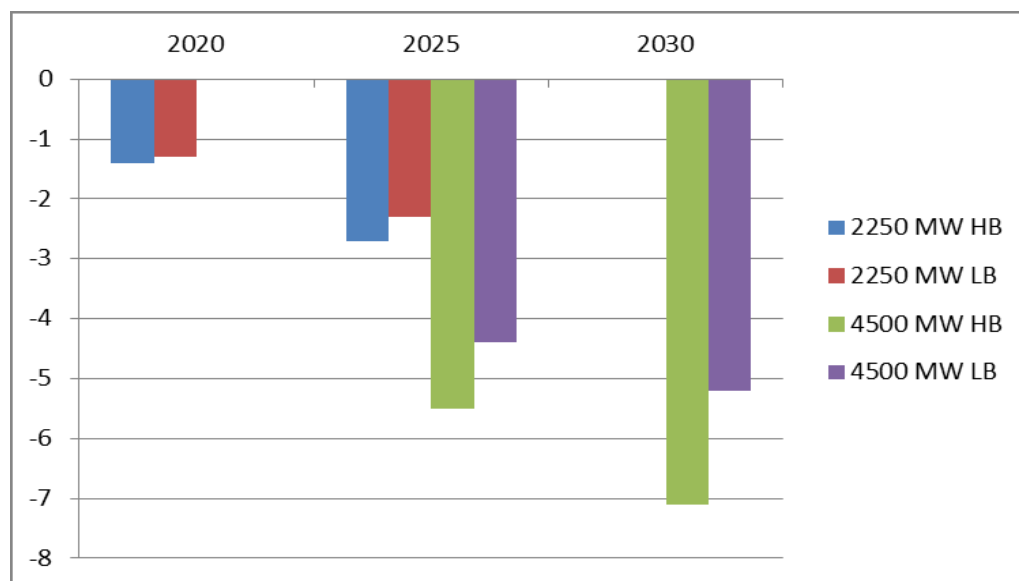
Not: HB = höga bränslepriser, LB = låga bränslepriser

Elprisets utveckling för de två olika referensbanorna redovisas i Figur 13. I referensbanan med högre bränslepriser förväntas nästan en fördubbling av priset fram till år 2030. Detta beror framförallt på ett stigande CO<sub>2</sub> pris och en utfasning av delar av den svenska kärnkraften. Även ökad transmissionskapacitet mellan Norden och övriga Europa har en prishöjande effekt. I fallet med lägre bränslepriser sker inte en lika kraftig ökning av priset framförallt beroende på en svagare utveckling av CO<sub>2</sub> priset.

Det ska nämnas att det sker investeringar i produktionskapacitet under denna period, t.ex. ny kärnkraft i Finland och landbaserad vindkraft i Norden, som motverkar att priset skulle hamna på en högre nivå.

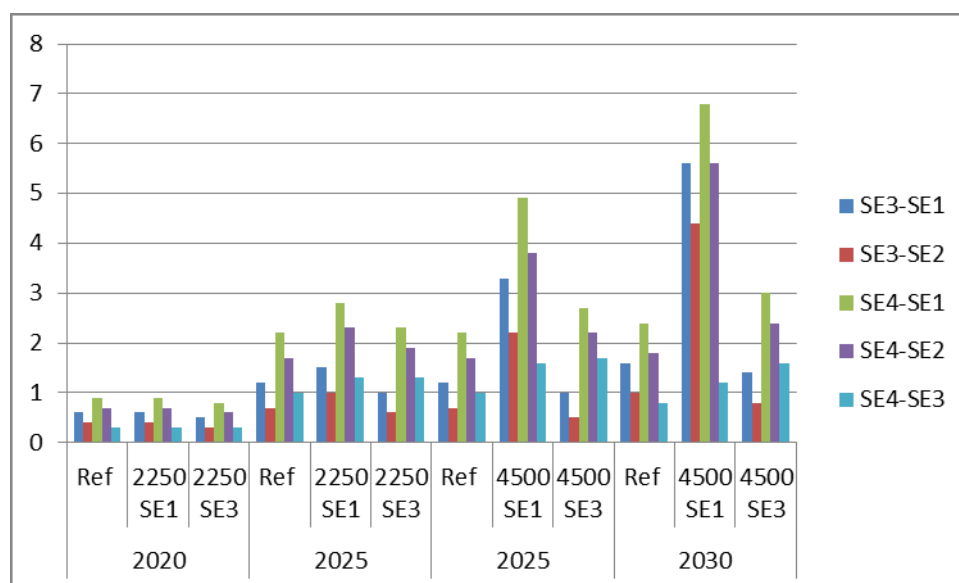
Elspotpriset har modellerats i ett antal scenarier. Det som har analyserats är en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i storleksordningen 2250 MW för år 2020 och år 2025 och en installerad effekt på 4500 MW för åren 2025 och 2030. I Figur 14 visas prisskillnaderna som uppstår jämfört med referensscenariorna.

**Figur 14 Prisskillnader mot referensfallen, årsmedelvärde, SE3, EUR/MWh**



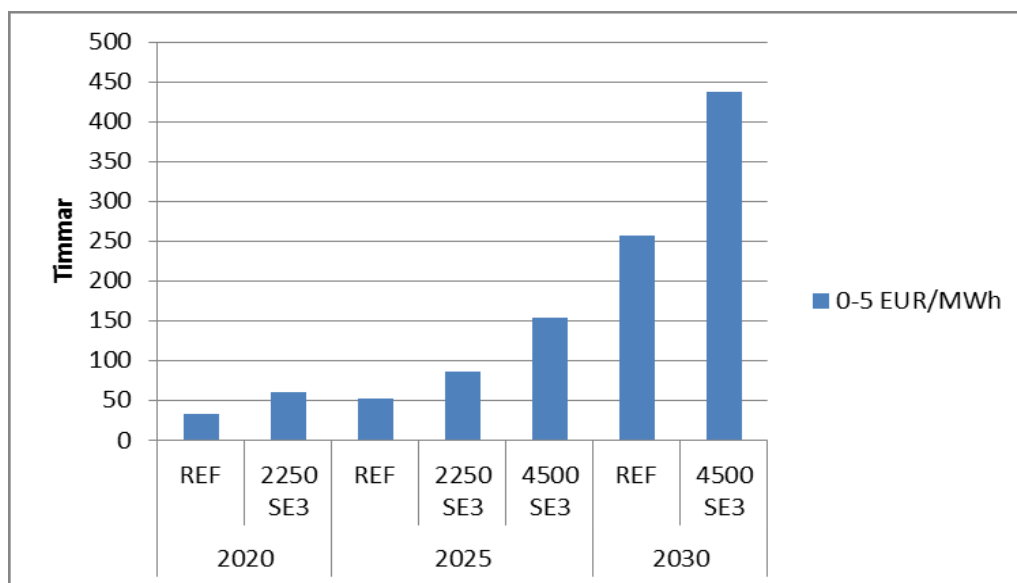
Prisområdesskillnaderna har också studerats. Figur 15 nedan visar skillnaden mot referensfallet (HB) om utbyggnaden sker i SE1 eller SE3.

**Figur 15 Prisområdesskillnader, HB, årsmedelvärde, EUR/MWh**



Prisbilden har också studerats, d.v.s. hur många timmar med nära noll priser som noteras i de olika scenarierna. I figuren nedan redovisas resultat för SE3 när utbyggnaden sker i SE3.

**Figur 16 Antal timmar med priser i intervallet 0-5 EUR/MWh,, SE3, höga bränslepriser**



### År 2020

Effekterna av att installera 2250 MW havsbaserad vindkraft till år 2020 är mycket små. Prisminskningen är 1,3–1,4 EUR/MWh för samtliga elområden jämfört med referensfallet. När vi simulerar med lägre bränslepriser så blir skillnaden i stort sett den samma beroende på att referensbanorna noterar samma prislivå.

Elspotpriserna i båda referensscenarierna år 2020 ligger i storleksordningen 32-34 EUR/MWh är låga och därmed inte påverkas så mycket av tillskott på produktionssidan. Orsaken till detta är att vi har en mycket stark kraftbalans år 2020 då utfasningen av svensk kärnkraft inte har startat än och elcertifikatsystemet har drivit på investeringar i framförallt landbaserad vindkraft. Samtidigt är CO<sub>2</sub> priserna låga och inte prisdrivande uppåt i någon större omfattning.

Prisområdesskillnaderna som noteras i referensfallet ändras knappt oberoende av i vilket elområde vi placerar utbyggnaden av havsbaserad vindkraft.

I referensfallet noteras 33 timmar med priser inom intervallet 0-5 EUR/MWh. Vid en utbyggnad av 2250 MW havsbaserad vindkraft i elområde 3 så ökar dessa timmar till 60, en ökning med 82 procent.

### År 2025

Elspotpriserna för referensfallet med högre bränslepriser ligger i intervallet 55-58 EUR/MWh medan det sjunker till 48-50 EUR/MWh i fallet med lägre bränslepriset.

I scenariot där 2250 MW installeras i SE3 så sjunker elpriserna med 2,4–2,7 EUR/MWh jämfört med referensfallet högre bränslepriser. Det ska jämföras med

2250 MW år 2020 vilket gav en prissänkning med 1,3–1,4. Denna effekt minskar i fallet med lägre bränslepriser, 2,0–2,3 EUR/MWh.

I scenariot där vi installerar 4500 MW fram till år 2025 ökar prisminskningen och hamnar i intervallet 4,8–5,5 EUR/MWh beroende på elområde. I fallet med lägre bränslepriser blir intervallet 3,9–4,4 EUR/MWh.

Ett tydligt resultat för år 2025 oavsett om vi installerar 2250 MW eller 4500 MW är att om placeringen sker i SE3 eller SE4 så minskar prisområdesskillnaderna i Sverige jämfört med referensfallen medan de ökar mot referensfallen om placeringen sker i SE1 eller SE2.

I referensfallet har nu nära nollpriserna ökat till 52 timmar per år. När vi installerar 2250 MW havsbaserad vindkraft så ökar antalet timmar till 87 och i scenariot med 4500 MW så ökar timmarna till 154 stycken.

## **År 2030**

Elspotpriset för referensfallet med högre bränslepriser noterar årsmedelpriser i intervallet 64-67 EUR/MWh. När vi simulerar med lägre bränslepriser så faller elpriset med ca 18 procent och hamnar i intervallet 53-55 EUR/MWh beroende på elområde.

I scenariot där vi installerar 4500 MW till år 2030 i SE3 sjunker elpriserna med 6,3–7,1 EUR/MWh medan i fallet med lägre bränslepriser blir intervallet 4,7–5,2 EUR/MWh.

Prisområdesskillnaderna mellan de svenska elområdena minskar om den havsbaserade vindkraften placeras i SE3 eller SE4 och de ökar om den placeras i SE1 eller SE2.

I referensfallet har nu nära nollpriserna ökat till 257 timmar per år. När vi installerar 4500 MW havsbaserad vindkraft så ökar timmarna till 438 stycken.

## **Uppdraget**

Uppdraget har varit att analysera hur en utbyggnad av havsbaserad vindkraft kommer att påverka elpriset. Både nivåer på elpriset jämfört med priser har analyserats.

Förutsättningarna för analyserna var att 2250 MW eller 4500 MW havsbaserad vindkraft installeras vilket motsvarar en årsproduktion på ca 7,5 TWh respektive 15 TWh. Åren som analyserats är 2020, 2025 och 2030. Nedan redovisas scenarierna i detalj.

Samtliga scenarier simulerades med höga respektive låga bränslepriser.

### Scenario 1

I scenario 1 installeras/byggs 2250 MW havsbaserad vindkraft fram till år 2020. Modellering görs för alla elområden var för sig d.v.s.2250 MW för SE1-SE4.

#### Scenario 2

I scenario 2 fördelas 2250 MW mellan elområdena SE3 och SE4, d.v.s. fram till år 2020 installeras 1125 MW i SE3 och 1125 MW i SE4.

#### Scenario 3

I scenario 3 installeras/byggs 2250 MW havsbaserad vindkraft fram till år 2025. Modellering görs för alla elområden var för sig d.v.s.2250 MW för SE1-SE4.

#### Scenario 4

I scenario 4 fördelas 2250 MW mellan elområdena SE3 och SE4, d.v.s. fram till år 2025 installeras 1125 MW i SE3 och 1125 MW i SE4.

#### Scenario 5

I scenario5 installeras/byggs 4500 MW havsbaserad vindkraft fram till år 2025. Modellering görs för alla elområden var för sig d.v.s.4500 MW för SE1-SE4.

#### Scenario 6

I scenario 6 fördelas 4500 MW mellan elområdena SE3 och SE4, d.v.s. fram till år 2025 installeras 2250 MW i SE3 och 2250 MW i SE4.

#### Scenario 7

I scenario7 installeras/byggs 4500 MW havsbaserad vindkraft fram till år 2030. Modellering görs för alla elområden var för sig d.v.s.4500 MW för SE1-SE4.

#### Scenario 8

I scenario 8 fördelas 4500 MW mellan elområdena SE3 och SE4, d.v.s. fram till år 2030 installeras 2250 MW i SE3 och 2250 MW i SE4.

### **Antaganden**

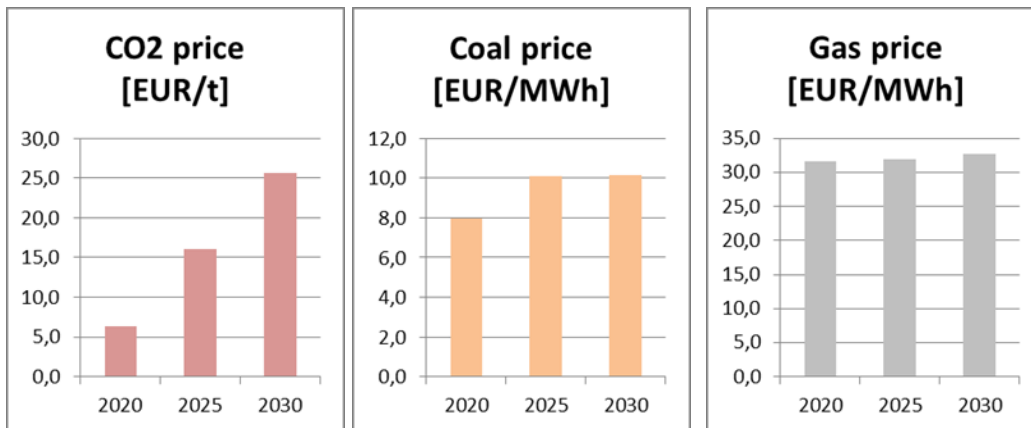
Nedan redovisas en del av de viktigaste antagandena som görs i modellen.

#### *Bränslepriser*

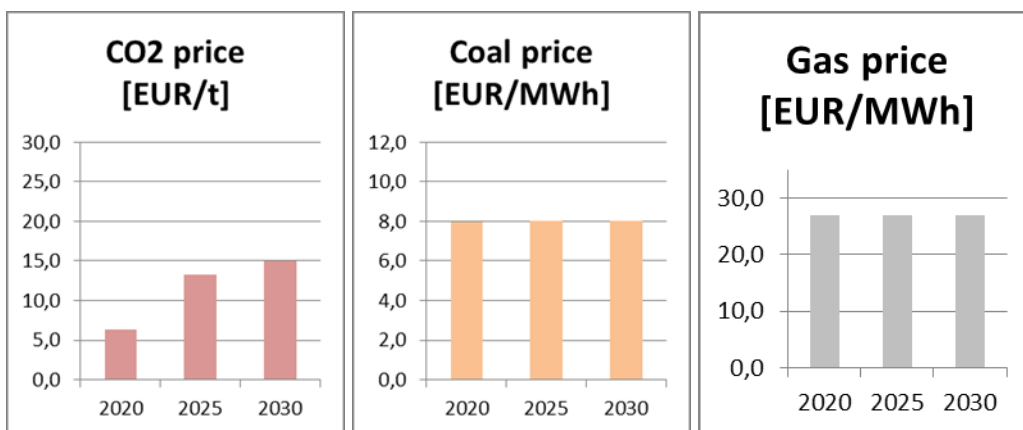
Då antaganden om prisnivåer på CO<sub>2</sub>, kol och gas är mycket betydelsefulla för vilken prisnivå man hamnar på så har två olika uppsättningar av bränslepriserna simulerats för samtliga scenarier.

#### Högre priser



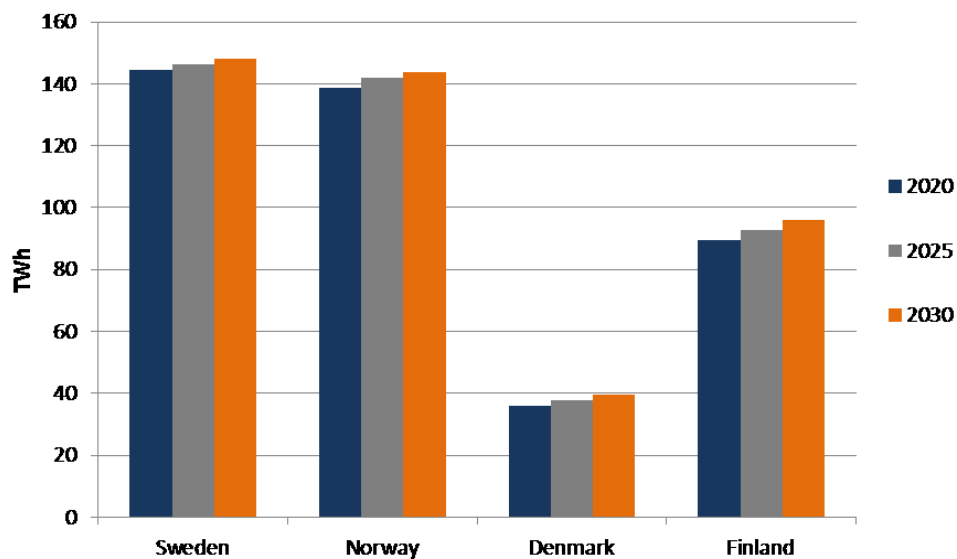


### Lägre priser



### *Efterfrågan*

Nedan redovisas elanvändningen för de nordiska länderna. En svag ökning antas för samtliga nordiska länder fram till år 2030.



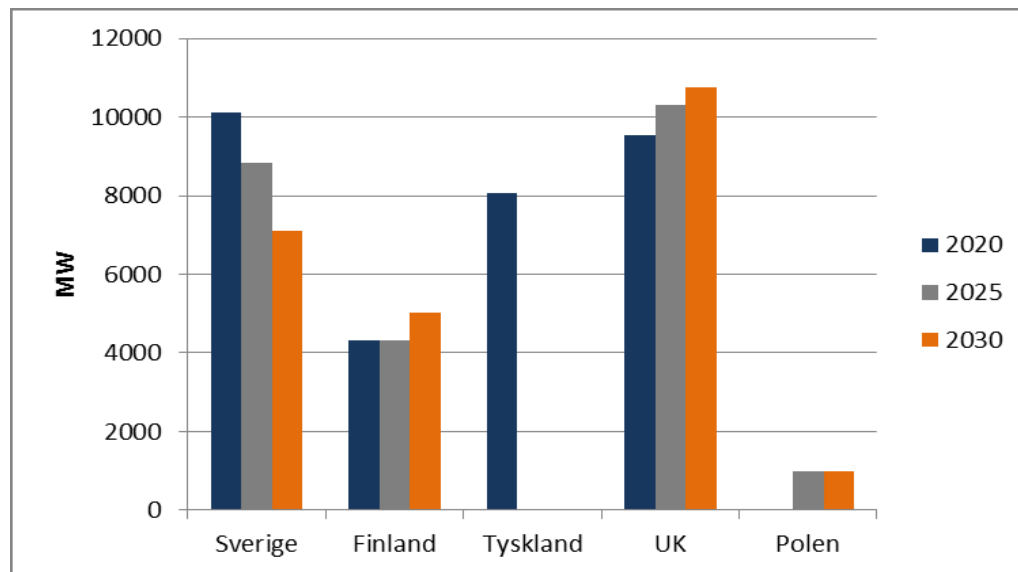
### *Produktionskapacitet*

Nedan redovisas antaganden om kärnkraft.

I Sverige börjar utfasningen efter år 2020. Fram till 2025 har ca 1300 MW tagits ur drift (O1 & R2) och fram till 2030 ytterligare 1700 MW (O2 & R1).

I Finland tas en reaktor ur drift (488 MW) mellan åren 2025 till 2030 (Loviisa 1). Fram till 2020 byggs Olkiluoto 3 på 1600 MW klart och även en reaktor i norr byggs till år 2030 (Fennovoima, (1200 MW).

Tyskland fasar ut all sin kärnkraft till år 2022 enligt plan.



### *Transmissionskapacitet*

Nedan redovisas en del av de viktigaste antagandena om transmissionskapacitetens utveckling fram till år 2030.

- Sydvästlänken klar år 2015 på 1200 MW mellan SE3↔SE4. Benäms numera Syd länken då den planerade delen mellan SE3 och NO1 inte kommer att genomföras.
- Skagerrak 4 mellan NO2↔DK på 700 MW klar år 2015.
- Nordbalt mellan SE4↔Litauen på 700 MW klar år 2016.
- Cobra cable mellan DK1↔Nederländerna på 700 MW klar år 2019.
- Stora nätförstärkningar/nya kablar inom Norge fram till 2020 på ca 4400 MW.
- Nordlink mellan NO3↔Tyskland på 1400 MW klar år 2019.
- NSN mellan NO2↔UK på 1400 MW klar år 2025
- Hansa Power Bridge mellan SE4↔Tyskland på 1400 MW klar år 2025.
- Stora nätförstärkningar/nya kablar inom Sverige på ca 2900 MW.

## Resultat

Nedan redovisas årsmedelpriser, prisområdesskillnader och timmar med nära noll priser. I bilagan redovisas allt i detalj.

### *Elpriser, årsgenomsnitt*

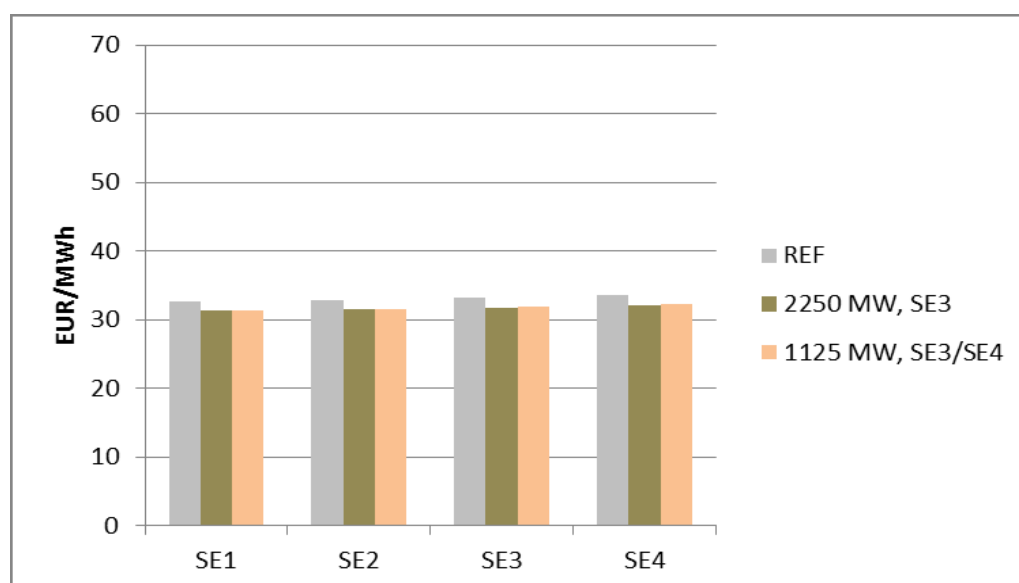
Nedan redovisas genomsnittspriser på årsbasis för scenarierna där vi installerar allt i SE3 och även där vi fördelar den installerade effekten mellan SE3 och SE4.

Priser redovisas med både höga och låga bränsleprisfallen. Resultat för alla scenarier återfinns i bilagan.

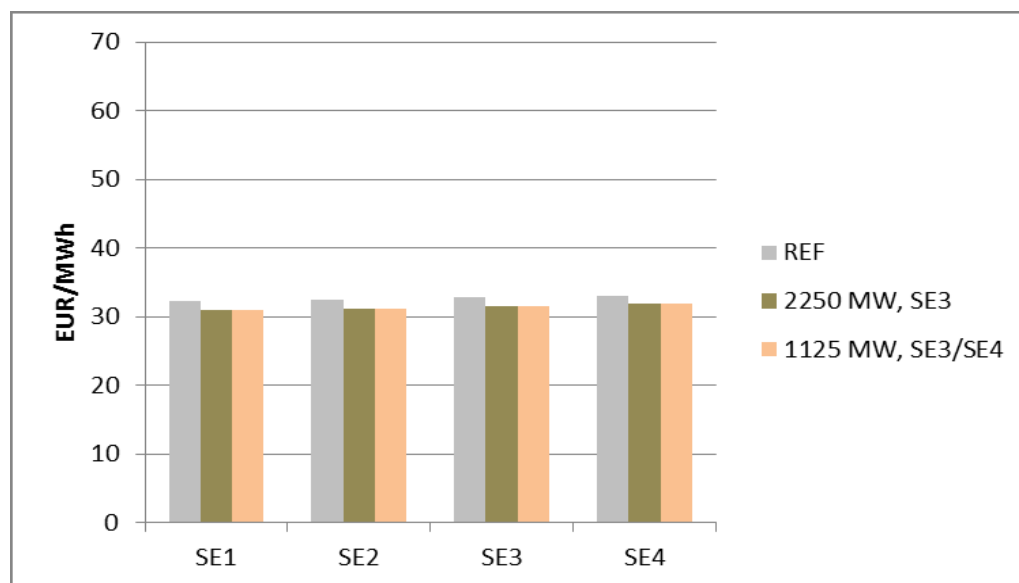
### *År 2020*

För år 2020 simuleras två olika scenarior. Dels så installeras 2250 MW havsbaserad vindkraft fram till år 2020. Modellering görs för alla elområden var för sig d.v.s. 2250 MW för SE1-SE4. Vi fördelar även 2250 MW mellan elområdena SE3 och SE4, d.v.s. fram till år 2020 installeras 1125 MW i SE3 och 1125 MW i SE4. Nedan redovisas scenariot där vi installerar allt i SE3 och där kapaciteteten fördelas mellan SE3 och SE4.

**Figur 17 År 2020, högre bränslepriser, EUR/MWh**



**Figur 18 År 2020, lägre bränslepriser, EUR/MWh**



I referensfallet för högre bränslepriser noteras årsmedelpriser i intervallet 32-34 EUR/MWh. Detta ändras endast marginellt i fallet med lägre bränslepriser då skillnaden i antagandena för år 2020 är mycket små.

Effekterna av att installera 2250 MW havsbaserad vindkraft till år 2020 är mycket små. I figuren ovan redovisas scenariot där vi installerar 2250 MW i SE3 men det är samständiga resultat oavsett i vilket elområde vi placerar utbyggnaden.

Prisminskningen är 1,3–1,4 EUR/MWh för samtliga elområden jämfört med referensfallet. När vi simulerar med lägre bränslepriser så blir skillnaden i stort sett den samma.

När kapaciteten fördelas mellan SE3 och SE4 blir resultaten likvärdiga.

Orsaken till detta är att vi har en mycket stark kraftbalans och att CO<sub>2</sub> priserna är fortsatt på en relativt låg nivå vilket medför att elpriserna i referensscenariot år 2020 som ligger i storleksordningen 32-34 EUR/MWh är låga och därmed inte påverkas så mycket av tillskott på produktionssidan.

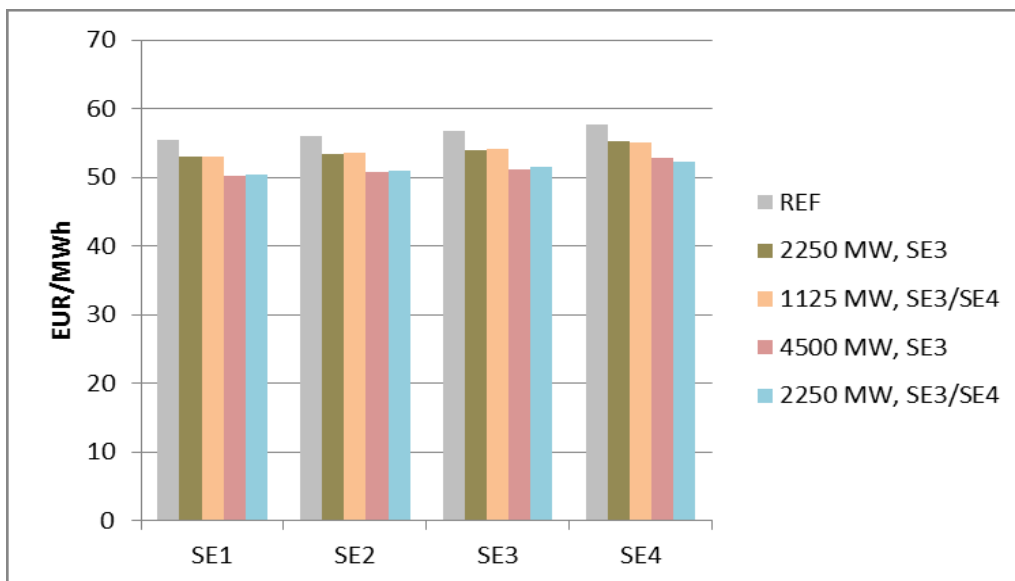
#### *År 2025*

För år 2025 simuleras 4 olika scenarior. Dels så installeras/byggs 2250 MW havsbaserad vindkraft fram till år 2025. Modellering görs för alla elområden var för sig d.v.s. 2250 MW för SE1-SE4. Vi fördelar även 2250 MW mellan elområdena SE3 och SE4, d.v.s. fram till år 2025 installeras 1125 MW i SE3 och 1125 MW i SE4.

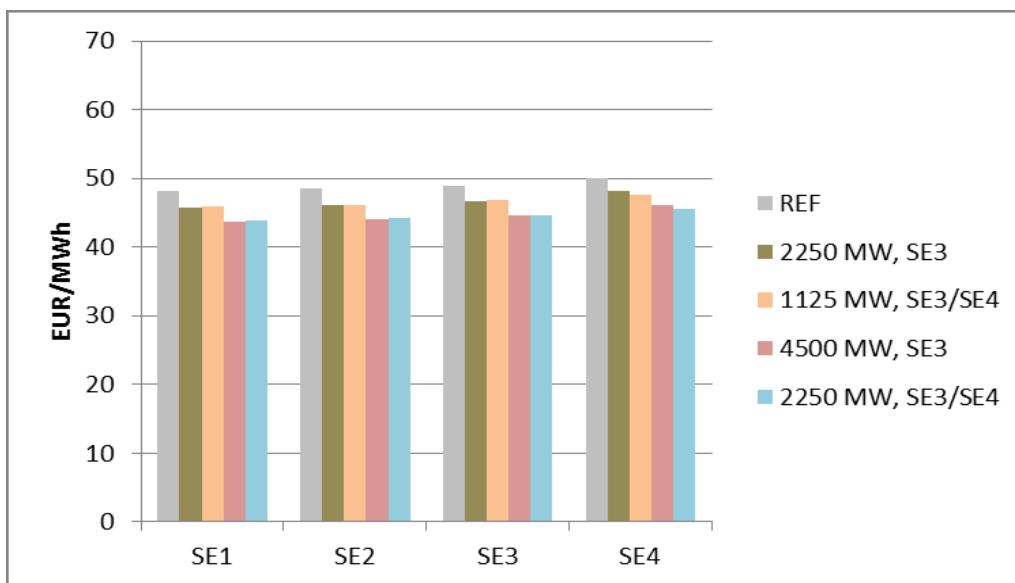
I ett scenario installeras/byggs 4500 MW havsbaserad vindkraft fram till år 2025. Modellering görs för alla elområden var för sig d.v.s. 4500 MW för SE1-SE4. I det sista scenariot fördelas 4500 MW mellan elområdena SE3 och SE4, d.v.s. fram till år 2025 installeras 2250 MW i SE3 och 2250 MW i SE4.

Nedan redovisas scenarierna där vi installerar allt i SE3 och även där vi fördelar kapaciteten mellan SE3 och SE4.

**Figur 19 År 2025, högre bränslepriser, EUR/MWh**



**Figur 20 År 2025, lägre bränslepriser, EUR/MWh**



I referensfallet för högre bränslepriser noteras årsmedelpriser i intervallet 55-58 EUR/MWh. När vi simulerar med lägre bränslepriser så faller elpriset med ca 13 procent och hamnar i intervallet 48-50 EUR/MWh.

Kärnkraften har nu börjat fasas ut samtidigt som CO<sub>2</sub> priset stiger vilket gör att vi hamnar på en helt ny nivå på prisbildningen. Jämfört med år 2020 så har nu priserna stigit med drygt 70 procent i fallet med högre bränslepriser.

I scenariot där vi bygger 2250 MW i SE3 så sjunker elpriserna med 2,4–2,7 EUR/MWh. Det ska jämföras med samma kapacitet år 2020 vilket gav en

prissänkning med 1,3–1,4. Denna effekt minskar i fallet med lägre bränslepriser, 2,0–2,3 EUR/MWh.

I scenarierna där vi installerar 4500 MW fram till år 2025 ökar naturligtvis prisminskningen och hamnar i intervallet 4,8–5,5 EUR/MWh beroende på elområde/prisområde. I fallet med lägre bränslepriser blir intervallet 3,9–4,4 EUR/MWh.

Ingen större skillnad i priserna noterades när vi simulerade en utbyggnad med hälften av kapaciteten i SE3 och SE4.

#### År 2030

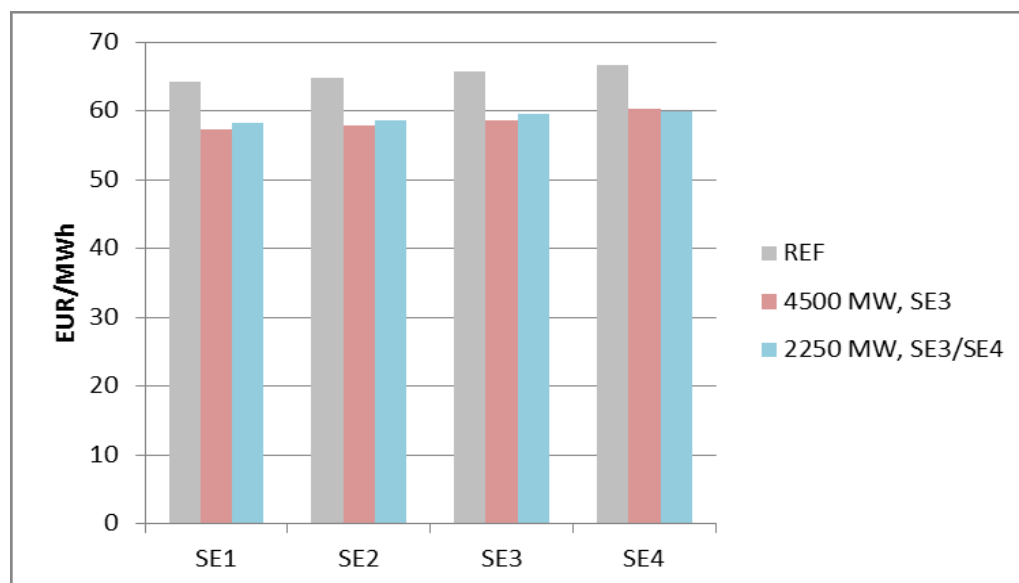
För år 2030 simuleras 2 olika scenarior.

I ett scenario installeras/byggs 4500 MW havsbaserad vindkraft fram till år 2030. Modellering görs för alla elområden var för sig d.v.s. 4500 MW för SE1-SE4.

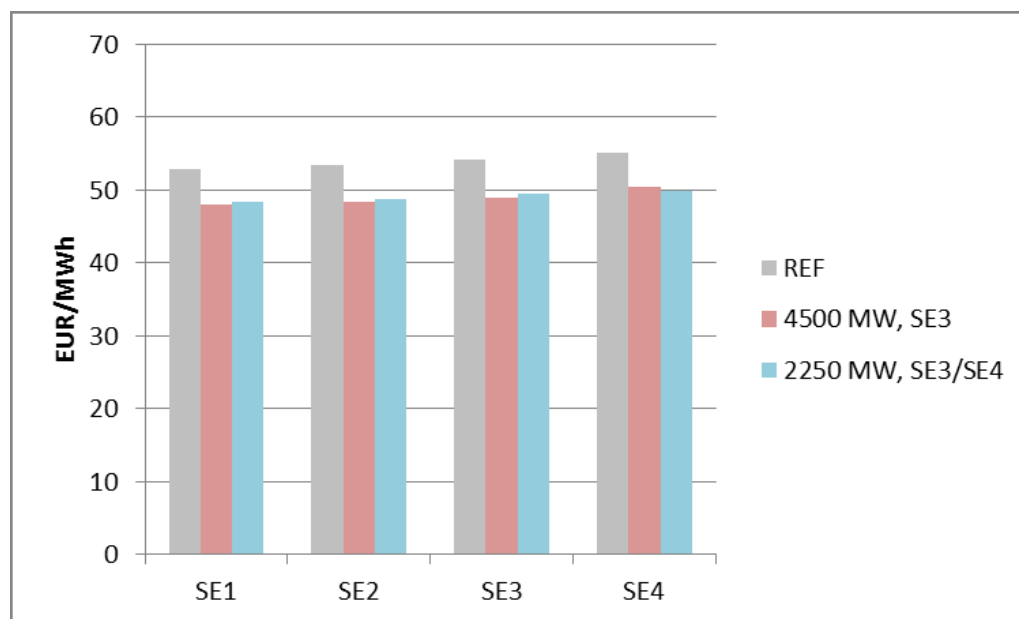
I det sista scenariot fördelas 4500 MW mellan elområdena SE3 och SE4, d.v.s. fram till år 2030 installeras 2250 MW i SE3 och 2250 MW i SE4.

Nedan redovisas scenarierna där vi installerar allt i SE3 och även där vi fördelar kapaciteten mellan SE3 och SE4.

**Figur 21 År 2030, högre bränslepriser, EUR/MWh**



**Figur 22 År 2030, lägre bränslepriser, EUR/MWh**



I referensfallet för högre bränslepriser noteras årsmedelpriser i intervallet 64-67 EUR/MWh. När vi simulerar med lägre bränslepriser så faller elpriset med ca 18 procent och hamnar i intervallet 53-55 EUR/MWh beroende på elområde/prisområde.

Till år 2030 har ytterligare kärnkraft fasats ut och CO2 priset stigit ytterligare vilket bidrar till den förhöjda prisnivån. Även ny utlandsförbindelse till Tyskland från Sverige och utlandsförbindelsen mellan Norge och UK bidrar till ökningen då prisbildningen i dessa länder ligger på en högre nivå än Norden.

Dock dämpas prisökningen av bland annat ny kärnkraft i Finland och produktion via elcertifikatsystemet i Norge och Sverige.

I scenariot där vi installerar 4500 MW till år 2030 i SE3 sjunker elpriserna med 6,3–7,1 EUR/MWh medan i fallet med lägre bränslepriser blir intervallet 4,7–5,2 EUR/MWh.

Ingen större skillnad i priserna noterades när vi simulerade en utbyggnad med hälften i SE3 och SE4.

### **Prisområdesskillnader**

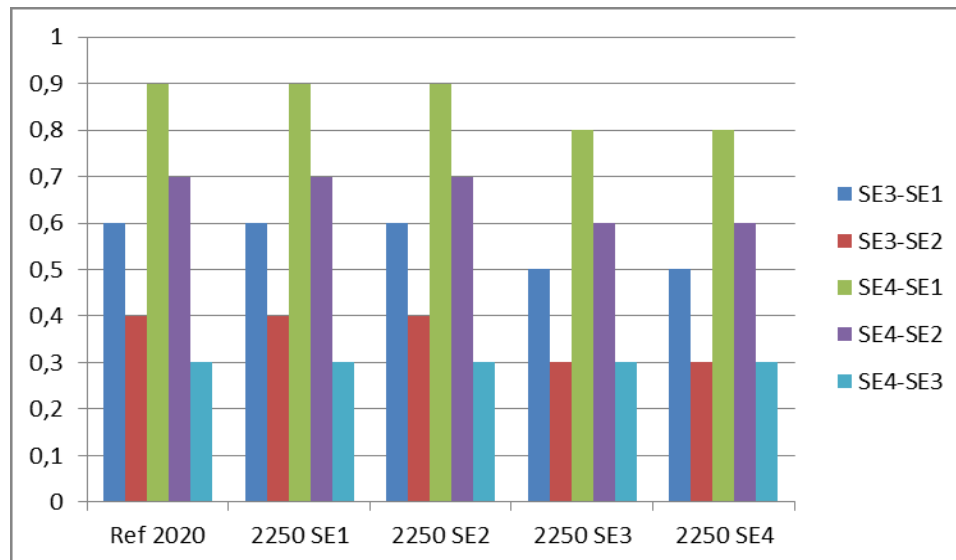
Nedan redovisas prisskillnader mellan olika elområden när installationen sker i respektive elområde. Endast scenarierna med högre bränslepriser redovisas nedan.

Observera olika skalan på y-axeln i bilderna nedan.

*År 2020*

Prisområdesskillnaderna som noteras i referensfallet ändras marginellt i scenarierna med utbyggt havsbaserad vindkraft för år 2020. Prisskillnaden är som mest 0,1 EUR/MWh.

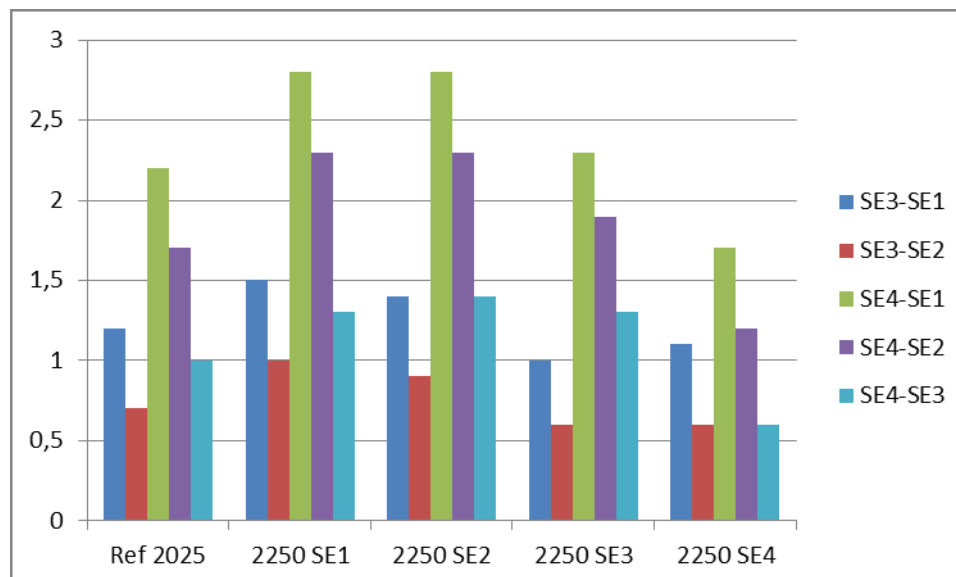
**Figur 23 Prisområdesskillnader, år 2020, 2250 MW, EUR/MWh**



*År 2025*

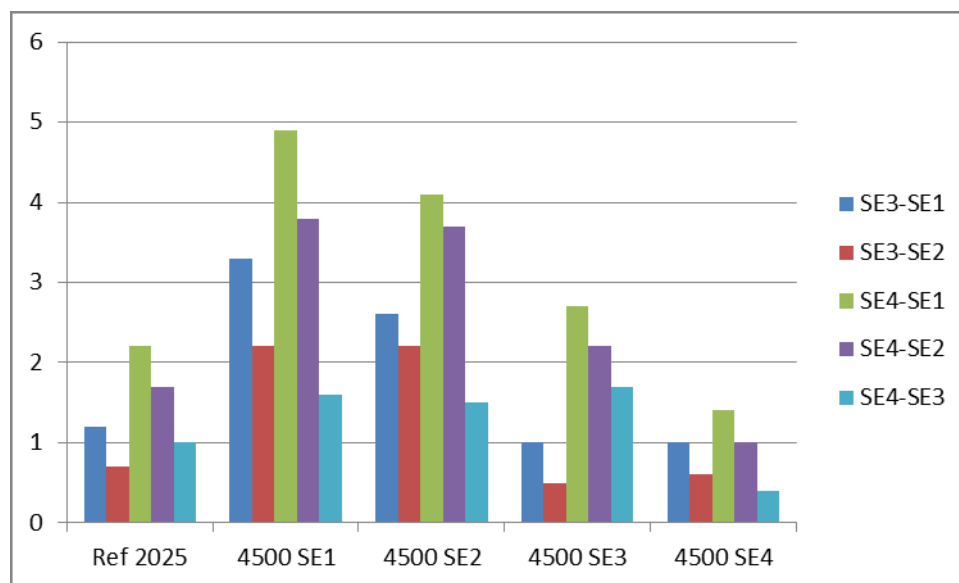
Ett tydligt resultat är att om placeringen sker i SE3 eller SE4 så minskar prisområdesskillnaderna i Sverige jämfört med referensfallet medan de ökar ytterligare om placeringen sker i SE1 eller SE2. Framförallt noteras skillnader när 4500 MW installeras.

**Figur 24 Prisområdesskillnader, år 2025, 2250 MW, EUR/MWh**





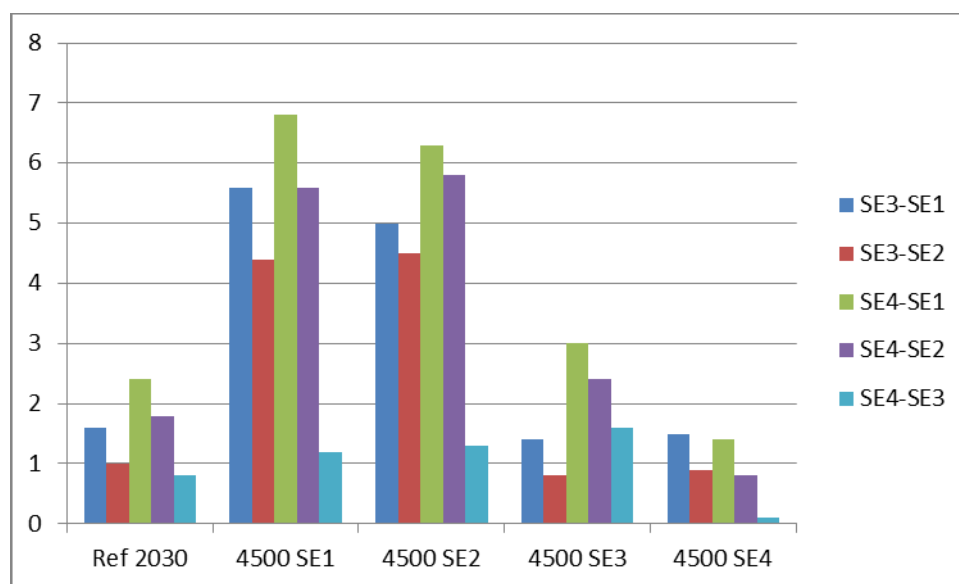
**Figur 25 Prisområdesskillnader, år 2025, 4500 MW, EUR/MWh**



*År 2030*

I dessa scenarier blir det ännu mer tydligt att prisområdesskillnaderna mellan de svenska elområdena minskar om den havsbaserade vindkraften placeras i SE3 eller SE4 och den ökar om den placeras i SE1 eller SE2.

**Figur 26 Prisområdesskillnader, år 2030, 4500 MW, EUR/MWh**



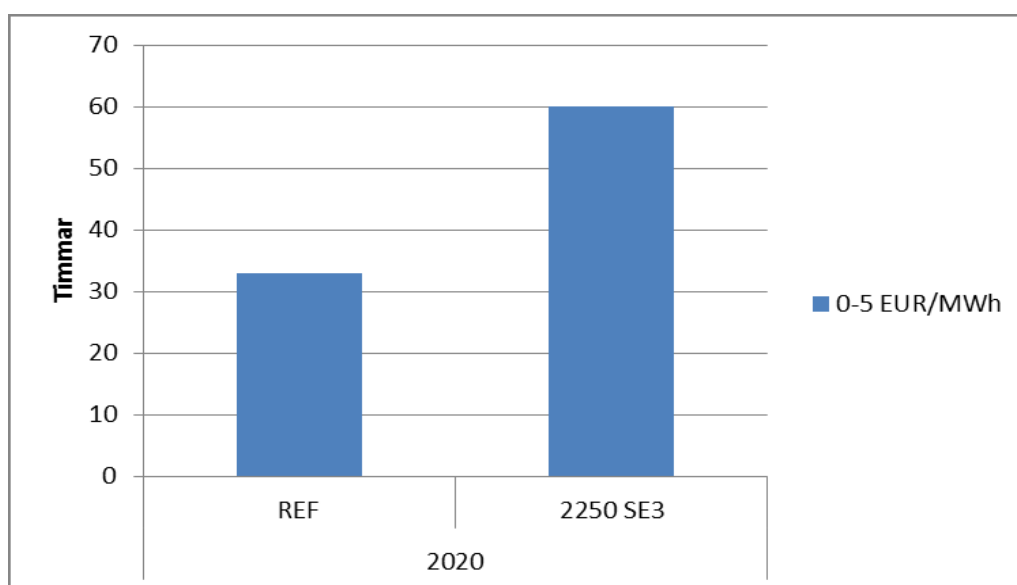
### Antal timmar med höga och låga priser

Nedan redovisas antal timmar under ett år som hamnar i prisintervallet 0-5 EUR/MWh d.v.s. nära nollpriser för elområde 3 i fallet med högre bränslepriser. Detta för att visa hur prisbilden förändras när vi bygger ut havsbaserad vindkraft. I bilaga 1 redovisas alla scenarier för prisområde 3 och 4 och där redovisas även samtliga timmar under året i intervaller.

### År 2020

I referensfallet noteras 33 timmar med priser inom intervallet 0-5 EUR/MWh. Vid en utbyggnad av 2250 MW havsbaserad vindkraft i elområde 3 så ökar dessa timmar till 60, en ökning med 82 procent.

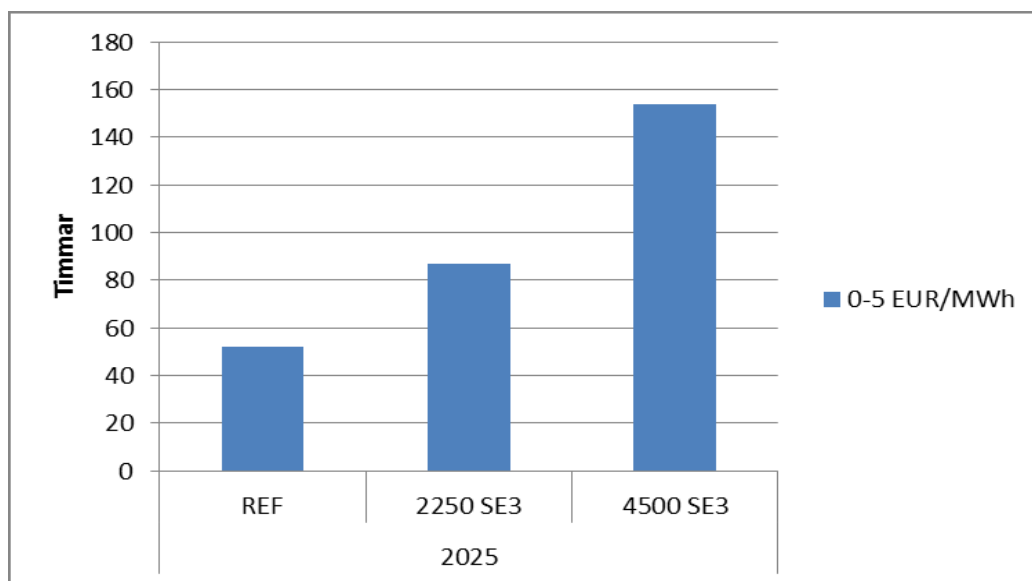
**Figur 27 Antal timmar med priser i intervallet 0-5 EUR/MWh, år 2020, SE3**



### År 2025

I referensfallet har nu nära nollpriserna ökat till 52 timmar per år. När vi installerar 2250 MW havsbaserad vindkraft så ökar antalet timmar till 87 och i scenariot med 4500 MW så ökar timmarna till 154 stycken.

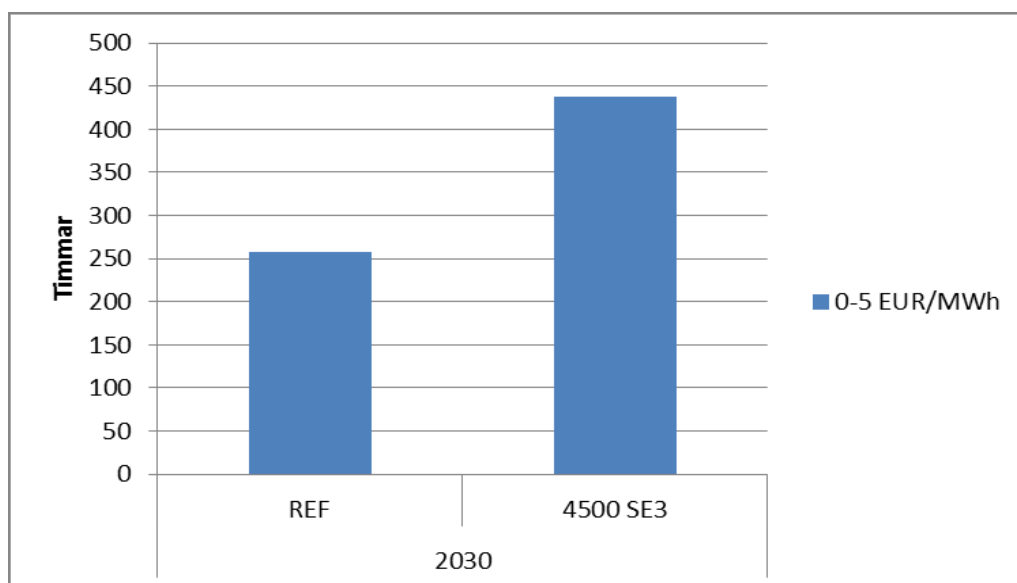
**Figur 28** Antal timmar med priser i intervallet 0-5 EUR/MWh, år 2025, SE3



*År 2030*

I referensfallet har nu nära nollpriserna ökat till 257 timmar per år. När vi installerar 4500 MW havsbaserad vindkraft så ökar timmarna till 438 stycken.

**Figur 29** Antal timmar med priser i intervallet 0-5 EUR/MWh, år 2030, SE3



## Tabeller

Nedan redovisas elpriserna på årsbasis för alla scenarier uppdelade på alla prisområden och skillnaden i pris mot referensfallet. Alla priser i EUR/MWh. Se detaljer om scenarierna i avsnitt 2, "Uppdraget".

2020

Scenario 1

**Tabell 12 Priser i scenario 1 & skillnaden mot referensfallet, höga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2020	2250 SE1	2250 SE2	2250 SE3	2250 SE4		Diff SE1	Diff SE2	Diff SE3	Diff SE4
SE1	32,6	31,2	31,2	31,3	31,3		-1,4	-1,4	-1,3	-1,3
SE2	32,8	31,4	31,4	31,5	31,5		-1,4	-1,4	-1,3	-1,3
SE3	33,2	31,8	31,8	31,8	31,8		-1,4	-1,4	-1,4	-1,4
SE4	33,5	32,1	32,1	32,1	32,1		-1,4	-1,4	-1,4	-1,4

**Tabell 13 Priser i scenario 1 & skillnaden mot referensfallet, låga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2020	2250 SE1	2250 SE2	2250 SE3	2250 SE4		Diff SE1	Diff SE2	Diff SE3	Diff SE4
SE1	32,3	30,9	30,9	31,0	31,0		-1,4	-1,4	-1,3	-1,3
SE2	32,5	31,2	31,1	31,2	31,2		-1,3	-1,4	-1,3	-1,3
SE3	32,8	31,5	31,5	31,5	31,5		-1,3	-1,3	-1,3	-1,3
SE4	33,1	31,9	31,8	31,9	31,8		-1,2	-1,3	-1,2	-1,3

**Tabell 14 Antal timmar med priser i intervallen, höga bränslepriser, EUR/MWh**

EUR/MWh	REF 2020	REF 2020	2250 SE3	2250 SE3	2250 SE4	2250 SE4
	SE3	SE4	SE3	SE4	SE3	SE4
2000 - 3000	0	0	0	0	0	0
500 - 2000	0	0	0	0	0	0
100 - 500	0	0	0	0	0	0
50 - 100	610	629	509	531	535	546
10 - 50	8015	8016	7995	7996	7950	7957
5 - 10	78	58	172	149	173	155
0 - 5	33	33	60	60	78	78

## Scenario 2

**Tabell 15 Priser i scenario 2 & skillnaden mot referensfallet, höga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2020	1125 SE3/1125 SE4		Diff SE3/SE4
SE1	32,6	31,3		-1,3
SE2	32,8	31,5		-1,3
SE3	33,2	31,9		-1,3
SE4	33,5	32,2		-1,3

**Tabell 16 Priser i scenario 2 & skillnaden mot referensfallet, låga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2020	1125 SE3/1125 SE4		Diff SE3/SE4
SE1	32,3	31,0		-1,3
SE2	32,5	31,2		-1,3
SE3	32,8	31,6		-1,2
SE4	33,1	31,9		-1,2

**Tabell 17 Antal timmar med priser i intervallen, höga bränslepriser, EUR/MWh**

EUR/MWh	REF 2020	REF 2020	1125/1125 SE3/SE4	1125/1125 SE3/SE4
	SE3	SE4	SE3	SE4
2000 - 3000	0	0	0	0
500 - 2000	0	0	0	0
100 - 500	0	0	0	0
50 - 100	610	629	522	546
10 - 50	8015	8016	7976	7975
5 - 10	78	58	173	150
0 - 5	33	33	65	65

# 2025

## Scenario 3

**Tabell 18 Priser i scenario 3 & skillnaden mot referensfallet, höga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2025	2250 SE1	2250 SE2	2250 SE3	2250 SE4		Diff SE1	Diff SE2	Diff SE3	Diff SE4
SE1	55,5	52,7	52,6	53,0	53,1		-2,8	-2,9	-2,5	-2,4
SE2	56,0	53,2	53,1	53,4	53,6		-2,8	-2,9	-2,6	-2,4
SE3	56,7	54,2	54,0	54,0	54,2		-2,5	-2,7	-2,7	-2,5
SE4	57,7	55,5	55,4	55,3	54,8		-2,2	-2,3	-2,4	-2,9

**Tabell 19 Priser i scenario 3 & skillnaden mot referensfallet, låga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2025	2250 SE1	2250 SE2	2250 SE3	2250 SE4		Diff SE1	Diff SE2	Diff SE3	Diff SE4
SE1	48,1	45,4	45,5	45,8	46,0		-2,7	-2,6	-2,3	-2,1
SE2	48,5	45,8	45,9	46,2	46,3		-2,7	-2,6	-2,3	-2,2
SE3	49,0	46,6	46,7	46,7	46,9		-2,4	-2,3	-2,3	-2,1
SE4	50,1	48,1	48,1	48,1	47,5		-2,0	-2,0	-2,0	-2,6

**Tabell 20 Antal timmar med priser i intervallen, höga bränslepriser, EUR/MWh**

EUR/MWh	REF 2025	REF 2025	2250 SE3	2250 SE3	2250 SE4	2250 SE4
	SE3	SE4	SE3	SE4	SE3	SE4
2000 - 3000	2	2	2	2	2	2
500 - 2000	0	0	0	0	0	0
100 - 500	28	31	26	28	26	29
50 - 100	5278	5409	4517	4731	4623	4682
10 - 50	3312	3185	3983	3799	3858	3809
5 - 10	64	56	121	88	133	90
0 - 5	52	53	87	88	94	124

## Scenario 4

**Tabell 21 Priser i scenario 4 & skillnaden mot referensfallet, höga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2025	1125 SE3/1125 SE4		Diff SE3/SE4
SE1	55,5	53,1		-2,4
SE2	56,0	53,5		-2,5
SE3	56,7	54,1		-2,6
SE4	57,7	55,0		-2,7

**Tabell 22 Priser i scenario 4 & skillnaden mot referensfallet, låga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2025	1125 SE3/1125 SE4		Diff SE3/SE4
SE1	48,1	45,9		-2,2
SE2	48,5	46,2		-2,3
SE3	49,0	46,8		-2,2
SE4	50,1	47,6		-2,5

**Tabell 23 Antal timmar med priser i intervallen, höga bränslepriser, EUR/MWh**

EUR/MWh	REF 2025	REF 2025	1125/1125 SE3/SE4	1125/1125 SE3/SE4
	SE3	SE4	SE3	SE4
2000 - 3000	2	2	2	2
500 - 2000	0	0	0	0
100 - 500	28	31	25	28
50 - 100	5278	5409	4565	4668
10 - 50	3312	3185	3936	3842
5 - 10	64	56	117	86
0 - 5	52	53	91	110

## Scenario 5

**Tabell 24 Priser i scenario 5 & skillnaden mot referensfallet, höga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2025	4500 SE1	4500 SE2	4500 SE3	4500 SE4		Diff SE1	Diff SE2	Diff SE3	Diff SE4
SE1	55,5	47,9	48,4	50,2	50,7		-7,6	-7,1	-5,3	-4,8
SE2	56,0	49,0	48,8	50,7	51,1		-7,0	-7,2	-5,3	-4,9
SE3	56,7	51,2	51,0	51,2	51,7		-5,5	-5,7	-5,5	-5,0
SE4	57,7	52,8	52,5	52,9	52,1		-4,9	-5,2	-4,8	-5,6

**Tabell 25 Priser i scenario 5 & skillnaden mot referensfallet, låga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2025	4500 SE1	4500 SE2	4500 SE3	4500 SE4		Diff SE1	Diff SE2	Diff SE3	Diff SE4
SE1	48,1	41,6	42,1	43,7	44,1		-6,5	-6,0	-4,4	-4,0
SE2	48,5	42,5	42,4	44,1	44,4		-6,0	-6,1	-4,4	-4,1
SE3	49,0	44,3	44,1	44,6	44,9		-4,7	-4,9	-4,4	-4,1
SE4	50,1	46,0	45,8	46,2	45,3		-4,1	-4,3	-3,9	-4,8

**Tabell 26 Antal timmar med priser i intervallen, höga bränslepriser, EUR/MWh**

EUR/MWh	REF 2025	REF 2025	4500 SE3	4500 SE3	4500 SE4	4500 SE4
	SE3	SE4	SE3	SE4	SE3	SE4
2000 - 3000	2	2	2	2	2	2
500 - 2000	0	0	0	0	0	0
100 - 500	28	31	25	25	23	26
50 - 100	5278	5409	3949	4315	4245	4289
10 - 50	3312	3185	4384	4053	4083	4017
5 - 10	64	56	222	186	196	171
0 - 5	52	53	154	155	187	231



## Scenario 6

**Tabell 27 Priser i scenario 6 & skillnaden mot referensfallet, höga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2025	2250 SE3/2250 SE4		Diff SE3/SE4
SE1	55,5	50,5		-5,0
SE2	56,0	50,9		-5,1
SE3	56,7	51,5		-5,2
SE4	57,7	52,3		-5,4

**Tabell 28 Priser i scenario 6 & skillnaden mot referensfallet, låga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2025	2250 SE3/2250 SE4		Diff SE3/SE4
SE1	48,1	43,9		-4,2
SE2	48,5	44,2		-4,3
SE3	49,0	44,7		-4,3
SE4	50,1	45,5		-4,6

**Tabell 29 Antal timmar med priser i intervallen, höga bränslepriser, EUR/MWh**

EUR/MWh	REF 2025	REF 2025	2250/2250 SE3/SE4	2250/2250 SE3/SE4
	SE3	SE4	SE3	SE4
2000 - 3000	2	2	2	2
500 - 2000	0	0	0	0
100 - 500	28	31	24	24
50 - 100	5278	5409	4096	4233
10 - 50	3312	3185	4233	4106
5 - 10	64	56	211	177
0- 5	52	53	170	194

## 2030

### Scenario 7

**Tabell 30 Priser i scenario 7 & skillnaden mot referensfallet, höga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2030	4500 SE1	4500 SE2	4500 SE3	4500 SE4		Diff SE1	Diff SE2	Diff SE3	Diff SE4
SE1	64,2	54,1	53,9	57,3	58,5		-10,1	-10,3	-6,9	-5,7
SE2	64,8	55,3	54,4	57,9	59,1		-9,5	-10,4	-6,9	-5,7
SE3	65,8	59,7	58,9	58,7	60,0		-6,1	-6,9	-7,1	-5,8
SE4	66,6	60,9	60,2	60,3	59,9		-5,7	-6,4	-6,3	-6,7

**Tabell 31 Priser i scenario 7 & skillnaden mot referensfallet, låga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2030	4500 SE1	4500 SE2	4500 SE3	4500 SE4		Diff SE1	Diff SE2	Diff SE3	Diff SE4
SE1	52,9	44,9	44,7	47,9	48,5		-8,0	-8,2	-5,0	-4,4
SE2	53,4	45,6	45,1	48,3	48,9		-7,8	-8,3	-5,1	-4,5
SE3	54,2	49,4	48,8	49,0	49,6		-4,8	-5,4	-5,2	-4,6
SE4	55,1	50,7	50,1	50,4	49,5		-4,4	-5,0	-4,7	-5,6

**Tabell 32 Antal timmar med priser i intervallen, höga bränslepriser, EUR/MWh**

EUR/MWh	REF 2030	REF 2030	4500 SE3	4500 SE3	4500 SE4	4500 SE4
	SE3	SE4	SE3	SE4	SE3	SE4
2000 - 3000	12	12	11	11	11	11
500 - 2000	0	0	0	0	0	0
100 - 500	157	168	133	139	140	145
50 - 100	6143	6150	4637	4895	4823	4803
10 - 50	2064	2045	3299	3066	3111	2998
5 - 10	103	93	218	181	210	194
0 - 5	257	268	438	444	441	585

### Scenario 8

**Tabell 33 Priser i scenario 8 & skillnaden mot referensfallet, höga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2030	2250 SE3/2250 SE4		Diff SE3/SE4
SE1	64,2	58,2		-6,0
SE2	64,8	58,7		-6,1
SE3	65,8	59,6		-6,2
SE4	66,6	60,0		-6,6

**Tabell 34 Priser i scenario 8 & skillnaden mot referensfallet, låga bränslepriser, EUR/MWh**

	REF 2030	2250 SE3/2250 SE4		Diff SE3/SE4
SE1	52,9	48,3		-4,6
SE2	53,4	48,7		-4,7
SE3	54,2	49,4		-4,8
SE4	55,1	49,9		-5,2

**Tabell 35 Antal timmar med priser i intervallen, höga bränslepriser, EUR/MWh**

EUR/MWh	REF 2030	REF 2030	2250/2250 SE3/SE4	2250/2250 SE3/SE4
	SE3	SE4	SE3	SE4
2000 - 3000	12	12	11	11
500 - 2000	0	0	0	0
100 - 500	157	168	139	142
50 - 100	6143	6150	4687	4801
10 - 50	2064	2045	3257	3079
5 - 10	103	93	189	173
0 - 5	257	268	453	530

## Bilaga 3: Styrning av havsbaserad vindkraft till södra Sverige

I uppdraget till Energimyndigheten ingår att analysera om det är samhälls-ekonomiskt försvarbart att styra så att den havsbaserade vindkraften placeras i södra Sverige. Med södra Sverige antas här antingen bara elområde fyra, eller både elområde tre och fyra. I fortsättningen benämns elområdena SE1 till SE4.

Den centrala frågan är vilka konsekvenser den havsbaserade vindkraften får på kraftsystemet om den placeras i olika prisområden. Några viktiga analyser är:

- Behov av riktat stöd
- Konsekvenser för elpriset
- Skillnader i elpriset mellan de olika elområdena
- Nätförstärkningsbehov
- Konsekvenser för elmarknaden
- Konsekvenser för befintliga stöd
- Praktiska aspekter

Indelningen av Sverige i olika elområden genomfördes som en konsekvens av en anmälan från Danmark men med syfte att ge incitament till marknadens aktörer för att bli lokaliserade nya elproduktionsanläggningar till de elområden där de bäst behövs. Sedan 1 november 2011 är Sverige indelat i fyra elområden.

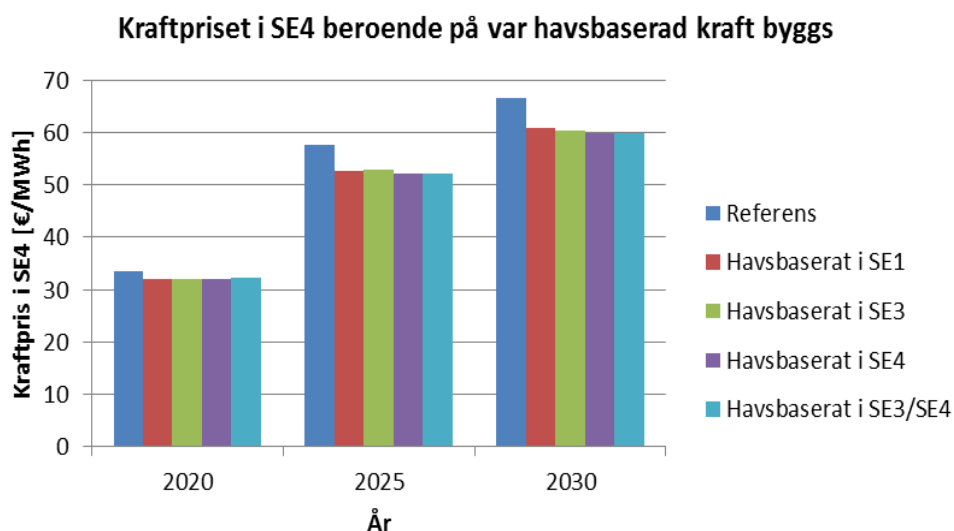


Figur 30 Sveriges fyra elområden. Källa Svensk Energi.

### Påverkan på elpriset i elområdena

Ett sätt att analysera konsekvenserna av att placera den havsbaserade vindkraften i södra Sverige är att jämföra vad som händer med elpriset i SE4 om havsbaserad vindkraft placeras i olika elområden. Därför har Energimyndigheten genomfört olika modellerade scenarier där den havsbaserade vindkraft på 2 250 MW (cirka 7,5 TWh) placerats i vart och ett av elområdena, varefter elpriset har beräknats. Därefter har de 2 250 MW spridits ut över alla elområden och även i bara SE3 och SE4. För år 2025 och 2035 har 4 500 MW (cirka 15 TWh) havsbaserad vindkraft placerats i de olika elområdena och elpriset har beräknats. Elpriset i alla prisområden har uppskattats för år 2020, 2025 och 2030 för ett referensfall med högt bränslepris och ett med lågt bränslepris. Samtliga antagande som har använts i dessa körningar och resultat redovisas i bilaga 1.

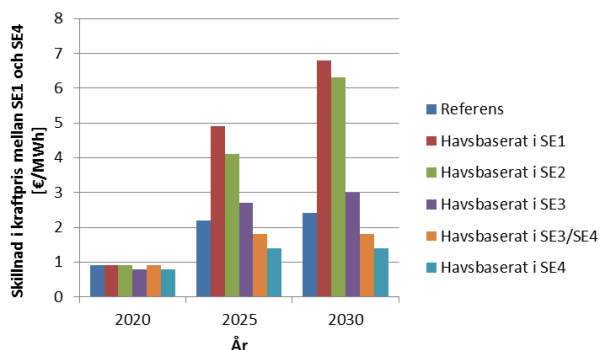
Resultatet i fallet med högt bränslepris presenteras i Figur 31. Den visar att en stor mängd havsbaserad vindkraft pressar ner elpriset i SE4 oavsett i vilket prisområde den placeras. Störst prisnedgång fås om den havsbaserade vindkraften placeras i SE4 eller delas upp mellan SE3 och SE4 men skillnaderna är små i alla scenarier. Ett viktigare samband är i stället att om elpriset är lågt initialt påverkas elpriset mindre av den nya produktionen än vid en situation med ett högt elpris och en stor mängd tillkommande havsbaserad vindkraft. Samma resultat kan observeras vid låga bränslepriser.



**Figur 31 Elpriset i SE4 beroende på var den havsbaserade vindkraften byggs. Alla resultat är från modellerade scenarier med högt bränslepris.**

Det är alltså svårt att motivera en placering av den havsbaserade vindkraften i SE4 för att åstadkomma en sänkning av elpriset i området. I Figur 32 har istället

skillnaden mellan SE1 och SE4 beräknats för olika placeringar av havsbaserad vindkraft och olika årtal. Under år 2020 blir det ingen större förändring av prisskillnaderna mellan elområdena. År 2025 och 2030 däremot förstärks prisskillnaden mellan elområdena kraftigt, om den havsbaserade vindkraften placeras i SE1 och SE2. Om produktionen istället placeras i SE3 förstärks prisskillnaden bara något medan den minskar om allt placeras i SE4 eller fördelas jämnt över SE3 och SE4. Resultatet blir liknande i fallet med lägre bränslepriser.



**Figur 32 Skillnaden mellan SE1 och SE4 beroende på vilket prisområde den havsbaserade vindkraften placeras i. Alla resultat är från modellerade scenarier med högt bränslepris.**

### Påverkan på stödbehovet

Om stödet utformas så att en havsbaserad vindkraftspark ges stöd utifrån projektets totala ersättningsbehov och elpriset i det elområde som den är lokaliserad till, kommer staten behöva ge mer stöd åt en anläggning i norra Sverige än södra Sverige, eftersom elpriset är lägre i norra Sverige. I Tabell 36 redovisas merkostnaden för hela stödbehovet beroende på vilket prisområde den havsbaserade vindkraft lokaliseras till. Det går dock att undvika denna merkostnad genom speciella budgivningsprocesser eller ett ersättningsnivå som inte bygger på priset i elområdet.

**Tabell 36 Den totala merkostnaden för stöd till 15 TWh havsbaserad vindkraft om den placeras i något annat elområde än SE4.**

	Merkostnad [Mkr]
Havsbaserat i SE1	3 150
Havsbaserat i SE2	2 695
Havsbaserat i SE3	1 015

Vidare så kan även en styrning av stöd få konsekvenser för det befintliga elcertifikatsystemet. Som framgår av Figur 33 så kommer i princip kostnaden för elcertifikat gå mot noll vid senare utbyggnad. Om den havsbaserade vindkraften placeras i ett visst område och sänker elpriset i detta område mycket kommer inte längre exempelvis landbaserad vindkraft kunna byggas ut på bara elpriset och

elcertifikatstödet måste öka. Detta är extra tydligt i norra Sverige där mycket produktion byggs men det är också där elpriset går ner extra mycket vid placering av mycket kraft. Enligt figuren kan det röra sig om en kostnad på cirka 10 miljarder.

<b>Elcertifikat</b>						
Utbyggnad från år 2018				Utbyggnad från år 2025		
Utbyggnad [TWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	Kostnad för elkunden [öre/kWh]	Genomsnittligt stöd [öre/kWh]	Total kostnad [miljarder]	Kostnad för elkunden [öre/kWh]
0,5	7	1	0,0	0,0	0,0	0,00
5	7	5	0,3	0,1	0	0,0
10	6	9	0,6	0,2	0	0,0
15	6	14	0,8	0,7	2	0,1

**Figur 33** Kostnaden för olika utbyggnader av förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet.

### Elkundens kostnad

Elkundens kostnad för elprist blir lägre vid placering av havsbaserad vindkraft i SE1 - SE3 jämfört men placering i SE4. Kostnaden för hela elkundskollektivet under de tre modellåren har uppskattats utifrån det modellerade elpriset och elanvändningen i de olika prisområdena under år 2011. Om varje modellår enligt figuren multipliceras med 5 och adderas med varandra fås en approximativ totalkostnad för elkunder under 15 år (dvs samma tid som stöd även betalas ut). Skillnaden mellan de olika totalkostnaderna blir 2,5 till 7 miljarder lägre vid placering i SE1 till SE3.

**Tabell 37.** Den sammanlagda totalkostnaden av elpriset för elkunderna beroende på placering av havsbaserad vindkraft för olika år. Utgår från modellering med högt bränslepris.

	2020	2025	2030
Havsbaserad i SE1 [Mkr]	44 243	71 007	8 215
Havsbaserad i SE2 [Mkr]	44 243	70 788	8 112
Havsbaserad i SE3 [Mkr]	44 269	71 555	8 189
Havsbaserad i SE4 [Mkr]	44 269	71 911	8 324

### Svenska Kraftnäts perspektiv

Enligt Svenska kraftnät finns det största produktionsunderskottet idag i SE4 men givet en kärnkraftsutfasning kommer det istället vara i SE3 som det största underskottet finns<sup>98</sup>. Det innebär sannolikt en mindre nätinvesteringskostnad att

<sup>98</sup> Svk:s yttrande på förfrågan från Energimyndigheten. Svk Dnr 2015/385

förlägga havsbaserad vindkraft i södra Sverige jämfört med i norra Sverige. Generellt så behövs det emellertid göras investeringar oavsett var ny produktion ansluts. Genom att förlägga produktion närmare förbrukningscentra och utlandsförbindelser minskar överföringsbehovet och därmed delar av nätinvesteringarna jämfört med ett scenario där samma mängd produktion hade förlagts i landets norra delar. Det är däremot inte uppenbart så att nätinvesteringarna reduceras i proportion till den tillkommande mängden produktion. Svenska kraftnät kan inte utan en mer noggrann analys rangordna mellan SE3 och SE4.

Några kostnader för nätförstärkningar har inte heller gjorts för placeringar i olika prisområden. Men exempelvis anslutningar av nya anläggningar kostar enligt Svenska kraftnäts perspektivplan i storleksordning 17 miljarder fram till 2025. Sydvästlänken kostar ungefär 7 miljarder. En rimlig uppskattning är därför att detta är storleksordningen för nätkostnaden vid placering i norr. Utifrån dessa siffror är det rimligt att nätkostnaderna för placering i norra Sverige är större än de minskade kostnaderna för elkunden på mellan 2 – 7 miljarder men för en mer noggrann analys krävs en beräkning från Svk.

#### **SE4 i ett EU-perspektiv**

En viktig aspekt som inte tas hänsyn till i de modellerade scenarierna är vädersystemens utbredning. Ju närmare vindkraftverk står varandra desto mer påverkas de av samma vädersystem och producerar mer lika. Ur ett kraftsystemsperspektiv är det en fördel med en jämn produktion om inte produktionen är styrbar. Det kan därför vara en fördel att produktionen är spridd över stora områden.

Utgående från sydligaste delen av danska Jylland kan man på en radie på 50 mil nå i princip hela Holland inklusive dess kust, norra halvan av Tyskland inklusive all havskust, nästan all kust i Polen och hela elprisområdet 4 i Sverige. I detta område finns en mycket stor andel av Europas befintliga och planerade havsbaserade vindkraftsparker, och större delen av exempelvis Tysklands landbaserade vind. Ur ett europeiskt perspektiv är det alltså ett område med mycket hög koncentration av vindkraft som kan påverkas av samma vädersystem. I ett svensk perspektiv kan det innebära problem med export när det blåser mycket och problem med import vid vindstilla eller storm.

Det kan alltså vara problematiskt att allt för mycket styra produktionen till ett visst område utan att ha ett internationellt eller åtminstone nordiskt (Nord Pool) perspektiv.

#### **Konsekvenser för förnybar elproduktion och elsystemet**

En direkt utpekning av områden för elproduktionen från staten sig får också övergripande konsekvenser på elsystemet då det sätter andra marknadssignaler ur spel.

I södra Sverige finns möjlighet att bygga ut annan förnybar elproduktion än havsbaserad vindkraft. Det finns fortfarande potential för viss landbaserad



vindkraft i SE4 men framför allt i SE3. Det finns även potential för biokraft i både kraftvärmen och industrin, framför allt vid högre elpriser och i ett kraftsystem med mycket variabel elproduktion där jämn eller enkelt styrbar elproduktion gynnas. Att från statligt håll bestämma att produktionen ska hamna i ett visst område kan missgynna marknadens vilja till investering i dessa områden. I dagsläget är elpriset i alla Sveriges elområden för lågt för i princip alla typer av marknadsmässiga investeringar i kraftsystemet. Därför är det också svårt att avgöra om det finns ett marknadsmisslyckande som ger ett behov av nya styrningar.

### **Prissignaler och viktade budgivningar**

En viktig egenskap med elområden är att de till viss del kan styra produktion till områden med högre elpriser (och elanvändning till områden med lägre elpriser). Om man i en budgivningsprocess utgår från att den havsbaserade vindkraften som kräver minst stöd vinner budgivningen så kommer det högre elpriset i SE4, och möjligen SE3, gynna utbyggnad i dessa områden.

Problemet är att det förslag till anbudsprocess som Energimyndigheten presenterar utgår från anläggningens totala ersättningsbehov, som inte beror av elpriset, utan av projektets kostnader. Det är dock möjligt att i anbudsprocessen vikta de olika elprisområdena utifrån tidigare eller prognostiserade elprisskillnader.

Båda ovan nämnda viktningsskottmetoderna har sina nackdelar. Elpriser några år före anbudet säger väldigt lite om vad elpriset är när stödet ska betalas ut 6 år till 21 år efter anbudet (om man räknar drifttiden till fem år efter beslut).

Prognoser kan vidare vara ganska osäkra och om man inte på förhand vet var kraften byggs kan man inte heller utifrån simuleringarna säga vad prisområdesskillnaden blir. Den varierar mellan 1,5 till nästan 7 öre per kWh år 2030 enligt Figur 33, i Energimyndighetens modellerade scenarier.

De tre senaste åren har prisskillnaden mellan SE1 och SE4 varit i genomsnitt 1,5 öre per kWh<sup>99</sup>. Under vecka 15 2015 låg terminspriserna (EPAD – kontrakten) på finansiella marknaden något mindre än 2 öre per kWh högre för SE4 än SE1 för år 2016<sup>100</sup>.

En slutsats av detta är att givet två projekt med samma ersättningsbehov blir kostnaden större för staten om projektet ligger i norra än i södra Sverige. Detta eftersom elpriset är högre i söder. Om däremot de faktiska prisområdesskillnaderna nyttjades i en anbudsprocess, exempelvis genom viktning, skulle anläggningen i södra Sverige vinna. För att en anläggning i norra Sverige skulle vinna ett anbud krävs att projektets ersättningsbehov (alltså den totala projektkostnaden) är så mycket lägre att det överväger elområdesskillnaden.

---

<sup>99</sup> Nord Pool Spot

<sup>100</sup> Läget på elmarknaden v15, Energimarknadsinspektionen och Energimyndigheten.

Istället för att välja viktade budgivningar kan istället systempriset eller ett svenskt medelvärde på spotpriset kunna användas som referens när stödnivån ska fastställas. Detta är också Energimyndighetens huvudförslag. Vid ett sådant förfarande måste varje investerare uppskatta elområdets betydelse och andra marknadssignaler så som vindkraftens påverkan på elpriset.

### **Praktiska aspekter**

Det finns idag (maj 2015) endast sju tillståndsgivna havsbaserade vindkraftsprojekt i Sverige. Eftersom det är mycket viktigt att få ett högt deltagande vid en budgivning kan uteslutande av vissa projekt påverka budgivningsprocessen negativt.

Vad innebär då en uteslutning av SE1 och SE2? Till att börja med utgör SE3 och SE4 tillsammans hela svenska västkusten och ungefär halva östkusten. De har alltså redan från början ett ”geografiskt” övertag jämfört med SE1 och SE2. Tittar man närmare på de tillståndsgivna projekt som finns visar det sig att samtliga tillståndsgivna projekt utom ett finns i SE4. De projekt där tillståndprocess pågår ligger alla i SE4 och SE3.

Ett riktat stöd mot södra Sverige skulle i dagsläget inte få så stora konsekvenser förutom på ett enskilt projekt.

### **Sammanfattning**

Skillnaden mellan olika placeringar i landet av den havsbaserade vindkraften är att elkundens kostnad för elpriset blir dyrare vid placering i söder jämfört med i norr, medan kostnaden för nätförstärkningar blir det omvända. Troligtvis ligger nätkostnaden något högre än kostnaden för elpriset men det skulle behövas mer analyser från Svenska kraftnät för att svara på det.

I praktiken ligger de flesta tillståndsgivna projekten och de som sökt tillstånd i södra Sverige, främst i SE4. Fördelarna med att ha ett tillräckligt antal budgivare kan också vara ett skäl att inkludera så många som möjligt i anbudsprocessen även om risken finns att en liten del av produktion hamnar i norr.

Om stödsystemet utformas enligt Energimyndighetens förslag kommer det finnas marknadssignaler som borde styra de havsbaserade vindkraftsprojekten till de områden där de är bäst lämpade. Exempel på sådana signaler är genomsnittligt elpris i elområdet, balanskostnad, vindprofilkostnad och differentierade nättariffer.

Energimyndighetens slutsats är att en placering av havsbaserad vindkraft inom samma del av landet både har för- och nackdelar, och Energimyndigheten ser snarare en risk med att placera all havsbaserad vindkraft inom ett mindre geografiskt område. Troligtvis skulle det vara samhällsekonomiskt mer kostsamt att placera *all* havsbaserad vindkraft i norra Sverige än *all* i södra Sverige. Men både ur ett ekonomiskt och praktiskt synsätt så är ett sådant scenario osannolikt. Energimyndigheten anser därför att ett stöd uteslutande riktat för havsbaserade vindkraftsparker i söder inte är nödvändigt.