

Produktions- kostnader för vindkraft i Sverige

ER 2016:17

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

© Statens energimyndighet

ER [erhålls från publikationsservice]

ISSN 1403-1892

Förord

Den här rapporten har tagits fram i syfte att öka Energimyndighetens kunskaper om vindkraftens produktionskostnader. Goda kunskaper om vindkraftens förutsättningar är viktiga för Energimyndigheten, eftersom utvecklingen på vindkraftsmarknaden påverkar övriga kraftslag och energisystemet i stort. Dessutom har teknik- och kostnadsutvecklingen gått snabbt inom vindkraftsområdet, vilket gör det viktigt att hålla sig uppdaterad med aktuell information. Energimyndigheten genomförde en bedömning av vindkraftens produktionskostnader för första gången 2014. I den här kostnadsbedömningen har både uppgifter om aktuell teknik, projekt och kostnader uppdaterats. Dessutom har bedömningsmetodiken utvecklats. Antaganden i den här studien baseras i stor utsträckning på de uppgifter som inhämtats via intervjuer med de aktörer som varit aktiva på den svenska vindkraftsmarknaden under de senaste åren.

Rapporten är framtagen av Daniel Kulin, Kristina Eriksson och Maria Stenkvist.

Zofia Lublin

Maria Stenkvist

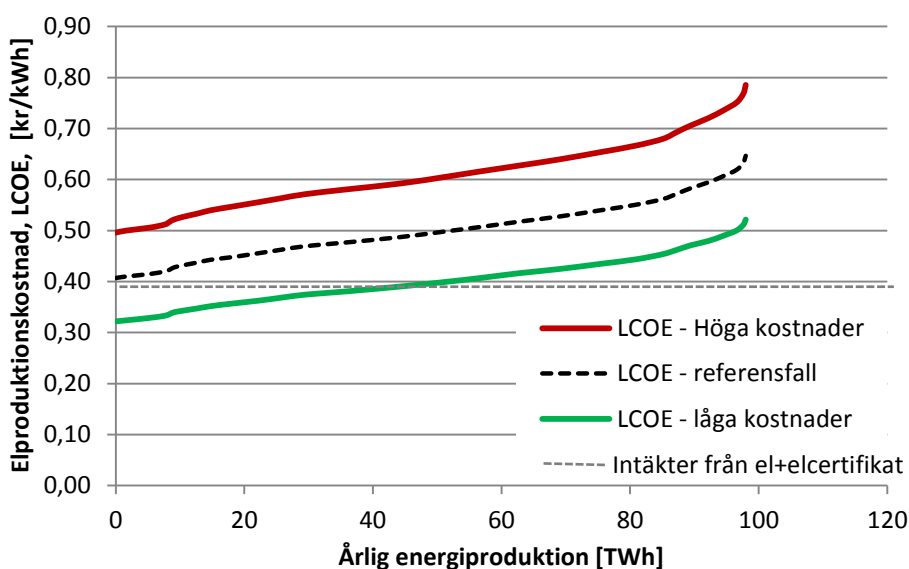
Innehåll

Sammanfattning	7
1 Inledning	9
2 Bakgrund	10
2.1 Utvecklingen på vindkraftmarknaden.....	10
2.2 Utvecklingen i Sverige	11
2.5 Investeringskostnader	14
2.6 Utveckling av totala elproduktionskostnaderna för vindkraft	17
2.7 Framtida produktionskostnader för vindkraft.....	20
2.8 Utvecklingen av produktionskostnaderna i Sverige	22
3 Metod	25
3.1 Genomgång av synpunkter på förra bedömningen.....	25
3.2 Intervjuer med aktörer	25
3.3 Projektdata från Vindbrukskollen.....	25
4 Resultat	35
4.1 Känslighetsanalyser	36
4.2 Olika variabler slår olika hårt mot kostnaden.....	38
5 Slutsatser	42
5.1 Fortsatt sjunkande produktionskostnader	42
5.2 Många projekt som kan byggas till låga kostnader	42
5.3 Kostnaderna förändras i snabb takt.....	42
5.4 Investeringar i de bästa projekten och med låga avkastningskrav.....	43
5.5 Stor efterfrågan på projekt med låg risk	43
5.6 Jämförelsevis låga produktionskostnader i Sverige.....	44
6 Referenser	45
Bilaga 1. Resultatet i tabellform	46

Sammanfattning

Energimyndigheten har analyserat produktionskostnaderna för vindkraft som planeras i Sverige idag. Resultatet visas i form av en kostnadskurva för Sveriges alla planerade vindkraftsprojekt som visar hur stor potentialen bedöms vara och hur kostnadsbilden ser ut för dessa projekt.

Beräkningarna baseras på uppgifter om kostnader, avkastningskrav och tekniska förutsättningar som Energimyndigheten inhämtat vid ett tjugotal intervjuer av projektörer, turbinleverantörer och investerare som är aktiva på den svenska vindkraftsmarknaden. Uppgifter om möjliga projekt och vindförhållanden har hämtats från projektdatabasen Vindbrukskollen¹.



Figur 1 Kostnadskurva för planerade landbaserade vindkraftsprojekt i Sverige, kr/kWh och intäktsnivå från försäljning av el (spotpris) och elcertifikat (aug 2016). De antagande som använts i olika fallen är (redovisade i ordningen 1) låga kostnader, 2) referensfall 3) höga kostnader): kalkylränta 5, 6,8 och 8 %, driftskostnad 0,12, 0,148 och 0,17 kr/kWh, livslängd 20, 23,5 och 25 år, förluster i vindkraftparkerna 10, 14 och 20 %. Källa: Energimyndigheten 2016.

Analysen visar att det finns många planerade vindkraftsprojekt som skulle kunna byggas till en förhållandevis låg produktionskostnad. Den visar också att det är stora variationer i produktionskostnaderna. Den totala potentialen för de planerade vindkraftsprojekten i Sverige uppgår enligt den här bedömningen till omkring 100 TWh. Av denna potential kan omkring 50 TWh vindkraft realiserats till en kostnadsnivå mellan 0,40 och 0,50 kr/kWh. Ytterligare 40 TWh ligger i kostnadsintervallet 0,50 - 0,60 kr/kWh och 20 TWh har kostnader som är högre än 0,60 kr/kWh.

¹ Vindbrukskollen är en databas som visar samtliga pågående vindkraftsprojekt i Sverige.

I jämförelse med Energimyndighetens produktionskostnadsbedömning från 2014² ligger den här kostnadskurvan på en lägre kostnadsnivå. Det beror delvis på snabb teknikutveckling inom vindkraftsområdet, men även på hård konkurrensen på elmarknaden på grund av låga el- och elcertifikatpriser. Dessa förhållanden främjar aktörer med lägre avkastningskrav, varför avkastningskraven har antagits ligga lägre i dessa beräkningar än i bedömningen från 2014.

Ytterligare en skillnad mot produktionskostnadsbedömningen från 2014 är att potentialen i denna bedömning är mindre. Endast 50 % av de projekt som är under prövning ingår i dessa potentialberäkningar samtidigt som projekt databasen Vindbrukskollen har rensats från inaktuella projekt. Kostnadsvariationen mellan de billigaste och dyraste projekten är också större, vilket förutom skillnader i medelvind beror på ett antagande om att kostnaderna för elanslutning ökar för projekten längs kurvan.

För att illustrera variationerna i kostnadsbilden för de projekt som planeras idag har två känslighetsfall tagits fram, ett fall med låga kostnader och ett med höga kostnader, vilka beskrivs närmare i kapitel 4.1.1. Kostnaderna varierar från 0,30 kr/kWh för de billigaste projekten till närmare 0,80 kr/kWh för de dyraste projekten. Båda dessa fall bedöms vara realistiska variationer av förutsättningar på vindkraftsmarknaden idag.

Viktigt att tänka på är att kostnadskurvan visar den energiproduktion som *skulle kunna* realiseras, givet vissa förutsättningar. I den här studien har ingen bedömning gjorts av hur mycket vindkraft som kommer att byggas ut under de närmaste åren. Det finns dessutom många faktorer, bortsett från projektets kostnadsbild, som påverkar om ett projekt blir av eller inte. Det gäller exempelvis utfallet i prövningsprocessen för de som inte har tillstånd, hur förutsättningarna för elanslutning och finansiering ser ut när det är dags för investeringsbeslut.

Den snabba tekniska utvecklingen på vindkraftsmarknaden gör att kostnadsbilden förändras i snabb takt. Turbinernas produktion ökar kontinuerligt tack vare ökad turbinkapacitet, vilket resulterar i att turbinerna blir allt mer kostnadseffektiva. Denna utveckling har bidragit till att el- och elcertifikatpriser pressats nedåt och har på så sätt bidragit till att vissa investeringar som genomfördes för några år sedan idag inte är lönsamma. Det har i sin tur har medfört att många företag i vindkraftsbranschen har ekonomiska svårigheter.

Det kan också vara värt att nämna att intäkterna från försäljning av el på den nordiska elmarknaden idag ligger runt 0,40 kr/kWh, alltså i nivå med produktionskostnaderna för de billigaste projekten i referensfallet. Med tanke på hur kostnadsbilden ser ut idag är det troligt att det bara är de bästa vindkraftsprojekten som kommer att förverkligas och att det är investerare som har projekt med mycket goda vindlägen, låga kostnader och låga avkastningskrav som kommer att investera i svensk vindkraft under de närmaste åren.

² Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige, ER 2014:16.

1 Inledning

Eftersom vindkraften är det elproduktionsslag har ökat snabbast under senare år är god kunskap om vindkraftens förutsättningar viktiga för Energimyndigheten. Vad som händer på vindkraftsmarknaden påverkar energisystemets möjliga utveckling i stort, t.ex. vad gäller behov av nätutbyggnad och reglerkraft men även för elcertifikatsystemets utveckling och funktion.

Teknik- och kostnadsutvecklingen har gått snabbt inom vindkraftsområdet, vilket lett till att förutsättningarna för vindkraften förändras kontinuerligt. Dessa omständigheter gör att det finns ett behov av att uppdatera bedömningen av produktionskostnaden och potentialen regelbundet.

Syftet med den här rapporten är att uppdatera Energimyndighetens bedömning av produktionskostnaderna och den potential för vindkraft som finns i Sverige som genomfördes 2014 (Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige, ER 2014:16).

Ett ytterligare syfte med projektet är att vidareutveckla den metod för att beräkna produktionskostnaderna, som togs fram i samband med studien 2014. Utvecklingen handlar bland annat om att se över urvalet av vindkraftsprojekt från projektdatabasen Vindbrukskollen och att öka kunskapen om skillnaderna i kostnader mellan olika projekt.

1.1 Avgränsningar

Den här studien omfattar endast vindkraftsprojekt som planeras idag och fram till 2020 på land i Sverige. Havsbaserad vindkraft har exkluderats. Energimyndigheten kommer att ta fram kostnadsdata för havsbaserad vindkraft i Energimyndighetens regeringsuppdrag om havsbaserad vindkraft. Beräkningarna av potentialen och kostnaderna i den här studien baseras på uppgifter i projektdatabasen Vindbrukskollen. Vindbrukskollen uppskattas omfatta 90 % av pågående vindkraftsprojekt i Sverige, vilket innebär att alla projekt inte ingår i potentialbedömningen. I bedömningarna av produktionskostnaderna har vi använt data om medelvindhastigheter från vindkarteringen MIUU 2011³. Vindkarteringen har som alla modeller vissa svagheter, men bedöms ge tillräckligt goda vinddata i projektområdena för att det ska vara möjligt att göra en potentialbedömning.

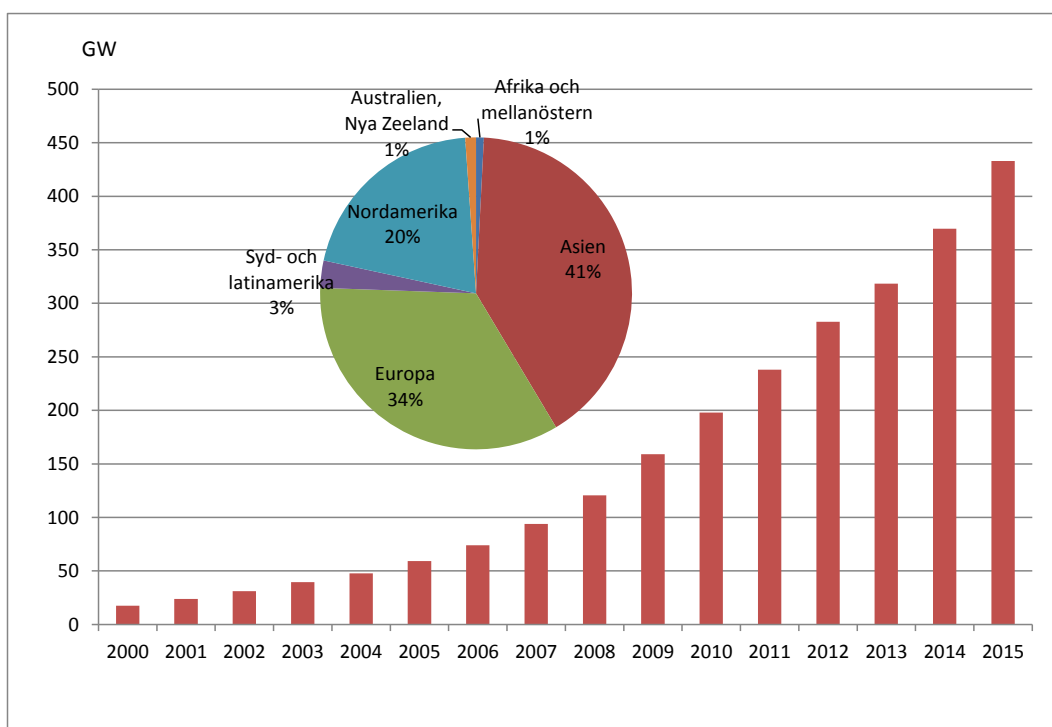
³ MIUU-modellen har utvecklats av den f.d. meteorologiska institutionen Uppsala universitet, vilken numera så ingår i institutionen för geovetenskaper. MIUU 2011 har använts för den senaste nationella vindkarteringen som genomfördes 2011.

2 Bakgrund

Vindkraften är idag en mogen teknik som är konkurrenskraftig med de flesta konventionella kraftslag. Tack vare denna utveckling har vindkraften expanderat kraftigt i världen under de senaste femton åren. I det här kapitlet beskrivs vindkraftens utveckling både på den internationella och svenska vindkraftsmarknaden när det gäller marknadsförutsättningar och teknikutveckling och produktionskostnader.

2.1 Utvecklingen på vindkraftmarknaden

Idag finns det vindkraftverk i över 80 av världens länder⁴ och den totala globala installerade kapaciteten har ökat från drygt 17 Gigawatt år 2000 till 432 Gigawatt vid slutet av 2015. År 2015 var ett år med rekordstor årlig ökning av den installerade kapaciteten i världen, 63 Gigawatt. Störst andel vindkraftskapacitet finns idag i Asien med 41 % av den totala globala installerade kapaciteten, följt av Europa, som står för 34 % och Nordamerika som har 20 % av vindkraftskapaciteten i världen. □

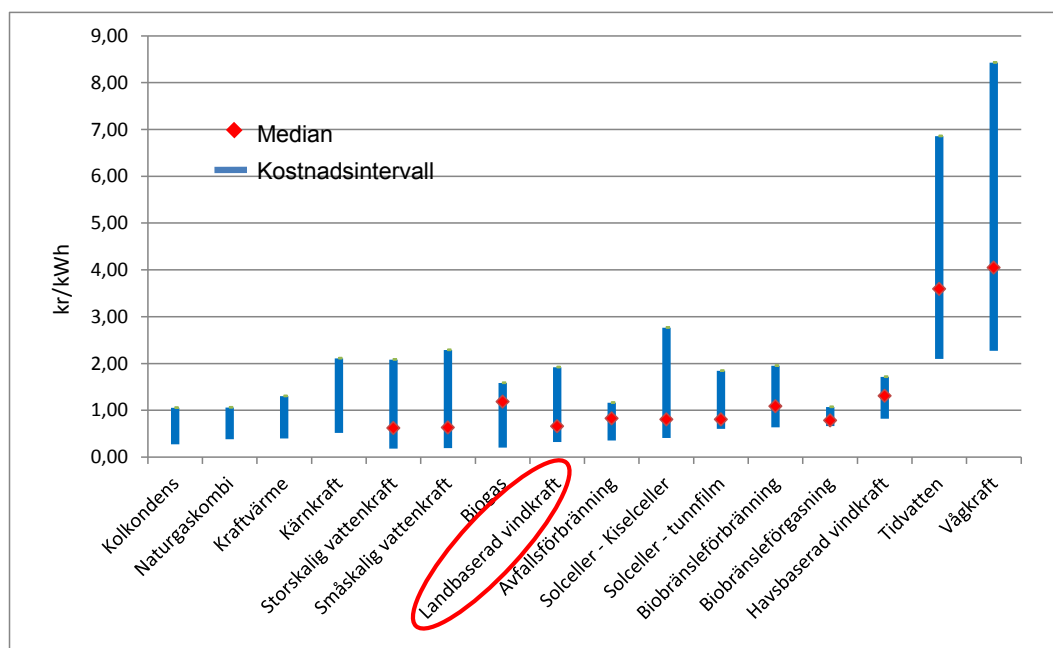


Figur 2.1 Utvecklingen av den installerade kapaciteten av vindkraft i Världen 2000 till 2015, GW. Källa: GWEC.

⁴ www.gwec.net/global-figures/interactive-map/

De länder som 2015 hade mest installerad kapacitet i världen är Kina (148 GW), USA (74 GW), Tyskland (45 GW), Indien (25 GW) och Spanien (23 GW).

En viktig förklaring till den kraftiga expansionen är att produktionskostnaderna för vindkraft har sjunkit kraftigt, vilket gjort att vindkraft idag är konkurrenskraftigt med de flesta konventionella kraftslag. Detta visas i Figur . I flera länder är det till och med ett av de billigaste kraftslagen.

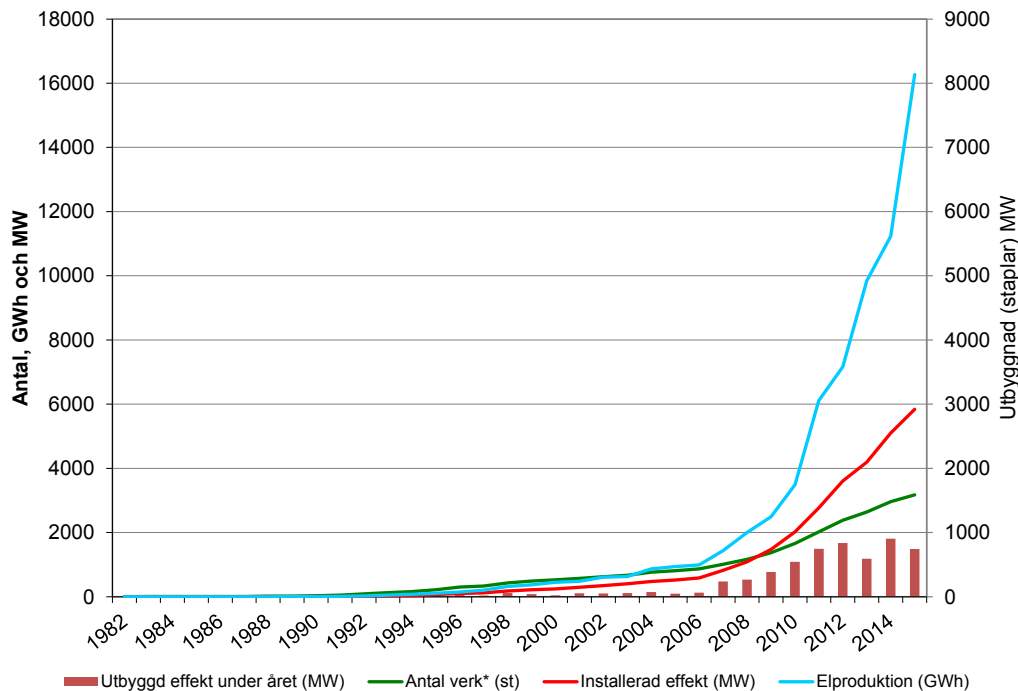


Figur 2.2 Produktionskostnader för nya elproduktionsanläggningar för olika kraftslag, uttryckta som kostnadsintervall och medelscenario. Källa: Levelised cost of electricity update H1 2016, BNEF april 2016. Anm: Kostnadsintervallen är uppbyggda på projektdata från typiska projekt på några regionala marknader. Medelscenariot består av en blandning av indata från konkurrenskraftiga projekt på mogna marknader.

2.2 Utvecklingen i Sverige

I Sverige dröjde det till 2007 innan vindkraftsutbyggnaden tog fart. Sedan dess har den installerade effekten ökat från 822 megawatt 2007 till 5800 megawatt i slutet av 2015, vilket visas i figuren nedan. Under de senaste åren har mer än 500 megawatt installerats årligen. 2015 fanns det drygt 3000 vindkraftverk i Sverige som tillsammans producerade 16 TWh el. Det motsvarar 10 % av den totala elproduktionen i landet.

En tydlig trend sedan 2007 är att vindkraftsprojekten har blivit allt större. De parker som byggdes 2007 hade en genomsnittlig sammanlagd installerad kapacitet på 4 MW, medan motsvarande uppgift var 40 MW för de parker som byggdes 2015⁵.



Figur 2.3 Utvecklingen av installerad effekt, antal verk och elproduktion från vindkraften i Sverige 1982-2015. Källa: Vindkraftstatistik 2016, ES 2016:01, Energimyndigheten.

2.3 Den tekniska utvecklingen

Sedan 1980-talet har det skett en betydande teknisk utveckling inom vindkraftsområdet. Den tydligaste trenden under perioden har varit att turbinerna har blivit allt större i alla avseende, både vad gäller installerad effekt, navhöjd och rotordiameter. Högre torn leder till högre vindhastigheter och lägre turbulens vid navhöjd och ger också möjlighet att installera större rotor. Större rotor fångar mer vind och levererar högre effekt till generatorm. En högre vindhastighet och svepyta gör det möjligt att öka effekten på generatorm⁶.

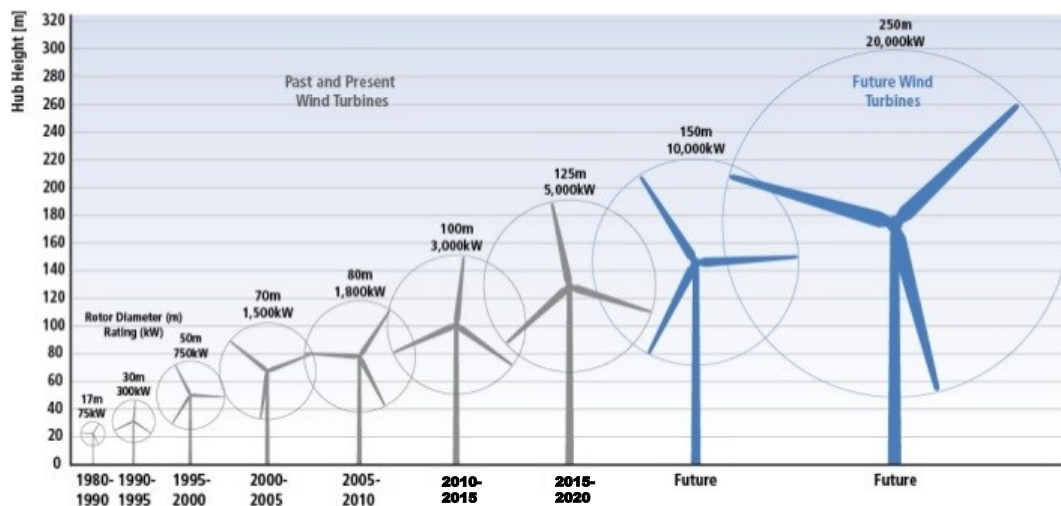
Viktigast av ovanstående faktorer är vindhastigheten. Energin (E_k) i vinden ökar med kvadraten på vindhastigheten. Det innebär att om vindhastigheten fördubblas, ökar produktionen 2x2 d.v.s. fyra gånger.

$$E_k = \frac{1}{2}mv^2$$

⁶ En större rotordiameter ger en större svept area (A) och den massa (m) som passerar en turbin under en viss tid beror just på tvärsnittsarean, luftdensiteten och hastigheten ($A \cdot \rho \cdot v$). Vindens effekt är proportionell mot vindens hastighet upphöjd till tre. Det innebär att när vindhastigheten fördubblas ökar effekten åtta gånger

$$P_{Ek} = \frac{1}{2}(A \cdot \rho \cdot v)v^2 = \frac{1}{2}(A \cdot \rho)v^3$$

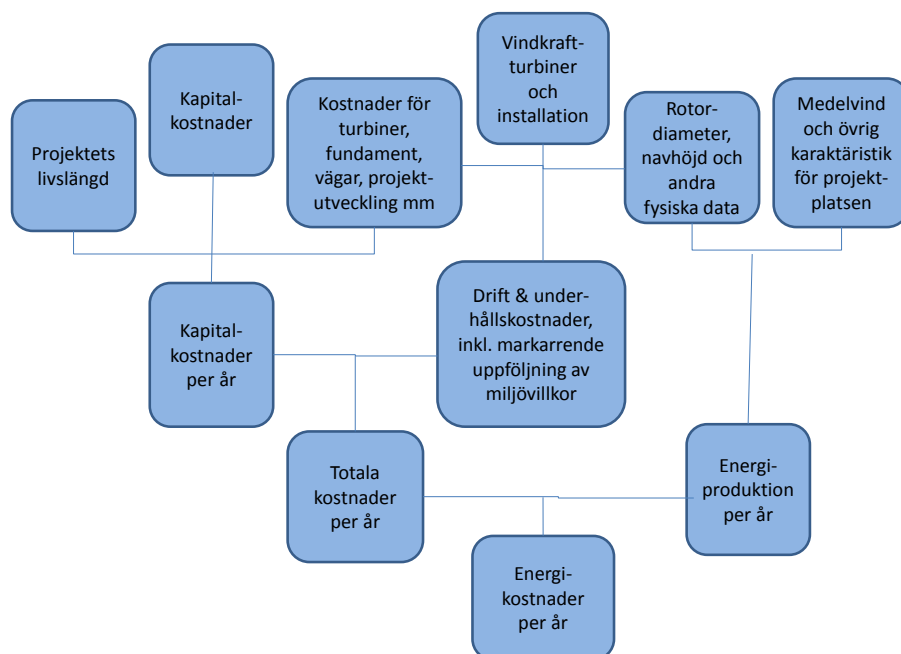
Under 1980-talet hade en typisk vindturbin en installerad kapacitet på 0,075 megawatt och en rotordiameter på 17 meter. Idag är det vanligt med turbiner som har en installerad kapacitet på 3-5 megawatt och en rotordiameter på 125 meter. Utvecklingen mot allt större turbiner ser ut att fortsätta, vilket visas i Figur 2.4.



Figur 2.4 Utveckling av vindkraftverkens utformning sedan 1980. Källa: Special reports on renewable energy sources (SRREN); Wind energy, IPCC 2016 and www.ewea.org, 2016.

2.4 Produktionskostnadernas uppbyggnad

Vindkraft är ett kapitalintensivt elproduktionslag, där kapitalkostnaderna står för en stor del av den totala elproduktionskostnaden, medan driftkostnaderna är förhållandevis låga, eftersom vindkraften inte har några bränslekostnader. De faktorer som påverkar produktionskostnaderna för ett vindkraftprojekt visas i figuren nedan.



Figur 2.5 Illustration av faktorer som påverkar vindkraftprojekts ekonomi. Källa: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind power, Irena June 2012.

De parametrar som främst bestämmer produktionskostnaderna är investeringskostnaderna, vindresursen på vald plats, turbinernas tekniska egenskaper och avkastningskraven på investeringen. Turbinens tekniska egenskaper bestämmer tillsammans med vindförhållanden produktionens storlek. Övriga faktorer som påverkar kostnaderna är drift- och underhållskostnader, kostnader för projektutvecklingen, infrastrukturkostnader och kostnader för att uppfylla miljötillståndets krav och säkra markåtkomst. Dessutom påverkar nättariffen för att ansluta verken till elnätet, vilken varierar med anslutningsplats.

2.5 Investeringsskostnader

För landbaserad vindkraft står turbinkostnaden för merparten av investeringskostnaderna. I genomsnitt ligger turbinkostnaden andel runt 65 %⁷. Andelen varierar dock mellan olika länder. Enligt data från 2013 för ett antal utvalda länder stod turbinkostnadernas för mellan 50 % och 80 % av de totala investeringskostnaderna. Lägst andel återfanns i Kina⁸.

Fördelningen mellan olika kostnadsposter för typiska landbaserade projekt visas i tabellen nedan. Den totala investeringskostnaden uppgår till mellan 11 och 30 miljoner kronor per megawatt för landbaserad vindkraft.

⁷ Wind power, Technology Brief, Irena March 2016.

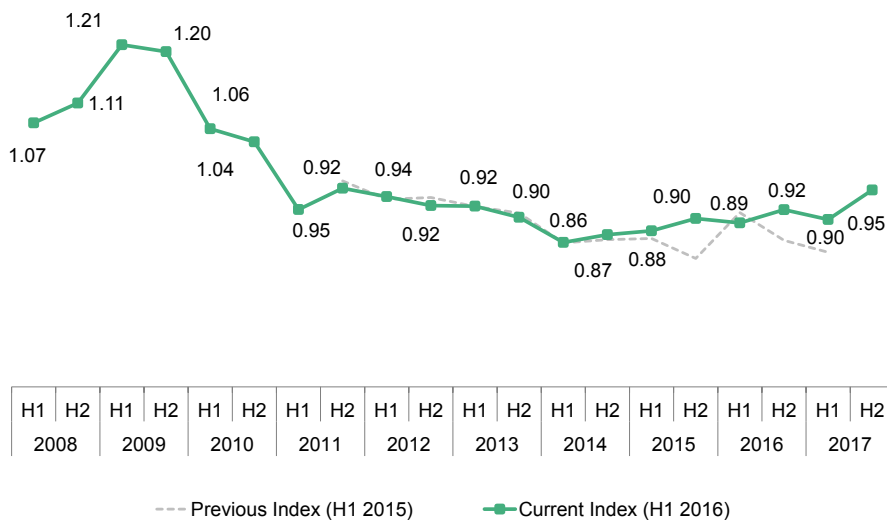
⁸ 2014 JRC wind status report, Technology, market and economic aspects of wind in Europe, 2015

Tabell 2.5.1 Investeringsskostnadernas fördelning på olika kostnadsposter för typiska landbaserad och havsbaserad vindkraftprojekt samt totala investeringsskostnader. Källa: Wind power, Technology Brief, Irena March 2016.

	Landbaserad Andel av investeringsskostnad, %
Turbinkostnader	65-84
Nätanslutningskostnader	9-14
Bygg- och anläggningskostnader	4-10
Övriga investeringsskostnader	4-10
Totala investeringsskostnader, miljoner kr/MW	11 – 30

Eftersom turbinkostnaden står för så stor del av de totala investeringsskostnaderna är utvecklingen av denna kostnadspost särskilt intressant. Utvecklingen av turbinkostnaderna, uttryckta i miljoner Euro per megawatt, sedan 1980 visas därför i Figur 2.6.

Turbinpriserna steg under 2000-talets första decennium ända fram till år 2009. Det kan förklaras med att både råvarupriser och kostnader för arbetskraft steg under perioden, samtidigt som vinstmarginalerna hos turbintillverkarna ökade. Dessutom bidrog utvecklingen mot att utnyttja allt större turbiner till prisstegringen (eftersom prisutvecklingen redovisas per megawatt, inte per producerad kilowattimme). Därefter har turbinspriserna sjunkit, relativt kraftigt mellan 2009 och 2011 och efter det i lugnare takt. Sedan första halvåret 2014 är priserna svagt uppgående igen enligt Bloomberg (se Figur 2.6) , som även antagit fortsatt ökade kostnader i prognoserna för andra halvåret 2016 och 2017.



Figur 2.6 Turbinprisindex 2008-2017, MEUR/MW. Källa: Q2 2016 Global Wind Market Outlook, BNEF, juni 2016.

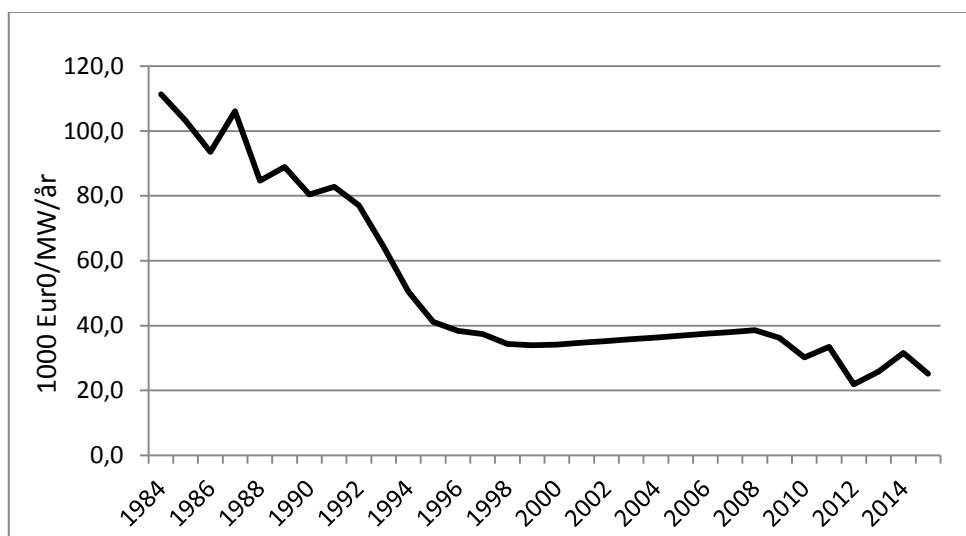
2.5.1 Drift- och underhållskostnader

Även om drift- och underhållskostnaderna för vindkraft är förhållandevis låga i jämförelse med andra elproduktionsslag på grund av vindkraften inte har några bränslekostnader, är det en kostnadspost som har betydelse för den totala elproduktionskostnaden. Drift och underhållskostnaderna står normalt för 25-30 % av de totala produktionskostnaderna för vindkraft⁹. Vilka kostnadsposter som ingår i drift- och underhållskostnader varierar dock mellan olika källor. Normalt ingår alla kostnader som härrör till underhåll av ett vindkraftverk som är i drift, men även andra kostnader som uppstår i driftskedet som försäkringar, markarrende, skatter och administrativa kostnader bör räknas med i dessa kostnader. I figuren nedan redovisas utvecklingen av de globala drift- och underhållskostnader för landbaserad vindkraft sedan 1984. Kostnaderna har sjunkit kraftigt sedan 1980-talet. Förklaringar till att kostnaderna har sjunkit under perioden är att konkurrensen har ökat på eftermarknaden och att trenden mot allt större vindkraftparker ger skalfördelar även när det gäller drifts- och underhållskostnader. Under perioden mellan 1996 till 2008 avstannade dock trenden mot sjunkande kostnader och kostnadsnivån stabiliserades. Efter den ekonomiska krisen 2008 sjönk drift- och underhållskostnaderna åter igen, sammanlagt sjönk de med 35 % mellan 2008 och 2015. Uppgången mellan 2012 och 2014 förklaras med att många serviceavtal som tecknades under dessa år omfattade en garanti på teknisk tillgänglighet, som resulterade i högre underhållskostnader.

I Sverige har några stora aktörer valt att ta över driften av vindkraftverken från turbinleverantörerna, i syfte att pressa kostnaderna och optimera driften av verken.

⁹ Renewable Energy Technologies: Cost analysis series, Wind Power, Irena, June 2012

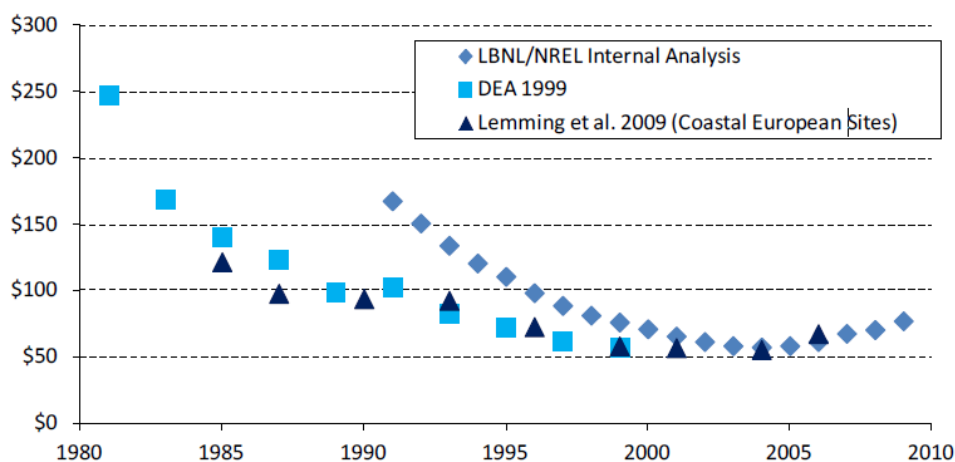
Det bedömer Energimyndigheten kan komma att leda till att drift- och underhållskostnaderna kommer att sjunka ytterligare.



Figur 2.7 Den globala pristrenden (exkl. Kina) för vindkraftens drift- och underhållskostnader mellan åren 1984 och 2015, 1000 EUR/MW/år, inflationskorrigerade till 2014. Källa: The future cost of onshore wind, BNEF aug 2015.

2.6 Utveckling av totala elproduktionskostnaderna för vindkraft

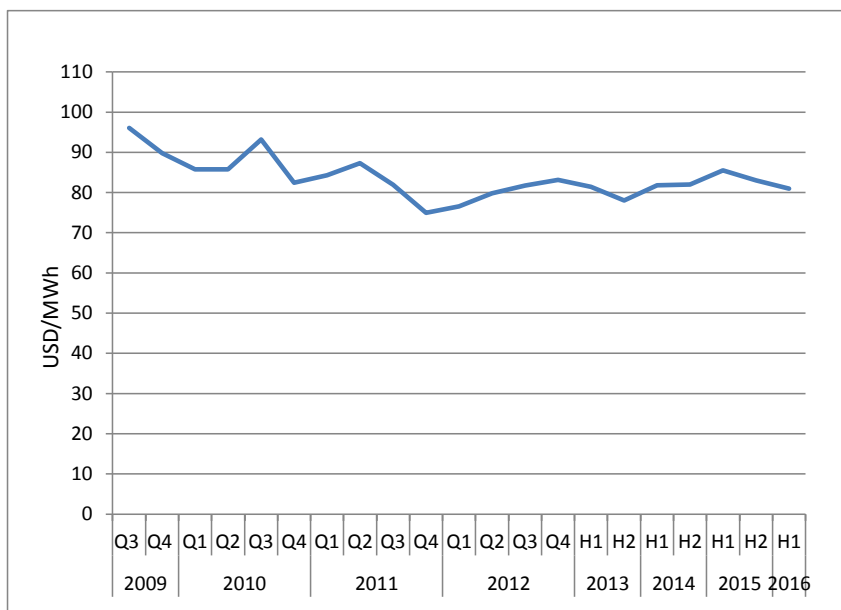
De totala produktionskostnaderna för vindkraft har minskat dramatiskt under de senaste 30-40 åren. Kostnadsdata från Danmark och USA visar att vindkraftens produktionskostnader minskat trefaldigt mellan 1980 och 2000. I början av 1980-talet låg kostnadsnivån runt 150 USD/MWh och vid 2000-talets början hade den sjunkit till omkring 50 USD/MWh. Den främsta förklaring till de sjunkande kostnader är den tekniska utvecklingen av vindkraftturbiner som möjliggjort utvecklingen av större och mer kostnadseffektiva turbiner. Dessutom har stordriftsfördelar i turbintillverkning samt i utformning av vindkraftsprojekt under perioden bidragit till denna utveckling.



Figur 2.8 Uppskattade produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft mellan 1980 och 2009 i USA och Europa, exklusive styrmedel, 2010 USD/MWh. Källa: IEA Wind Task 26, The past and Future Cost of Wind Energy, IEA 2012.

Under första decenniet av 2000-talet avstannade nedgången och istället började kostnaderna stiga. Detta trendbrott berodde på att priserna på vindturbiner börjat öka, vilket i sin tur kan förklaras med flera faktorer. Utvecklingen mot att utnyttja allt större turbiner bidrog till att turbinskostnaderna ökade. Andra förklaringar är att både råvarupriser och kostnader för arbetskraft steg under perioden, samtidigt som vinstmarginalerna hos turbintillverkarna ökade.

Nästa trendbrott skedde runt 2009, då den ekonomiska krisen i världen bidrog till att den pågående kostnadsökningen avstannade och att produktionskostnaderna därefter vände nedåt igen. Sedan dess, under perioden 2009 och 2016, har produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft sjunkit med sammanlagt 16 %. Mellan åren 2009 och 2011 sjönk kostnaderna hastigt och påtagligt, därefter har kostnaderna sakta vänt uppåt igen, med några kortare perioder med kostnadsänkningar under 2013 och 2015. De genomsnittliga produktionskostnaderna för vindkraft i världen idag är enligt Bloomberg 80 USD/MWh, se Figur 2.9, vilket motsvarar cirka 0,68 kr/kWh.

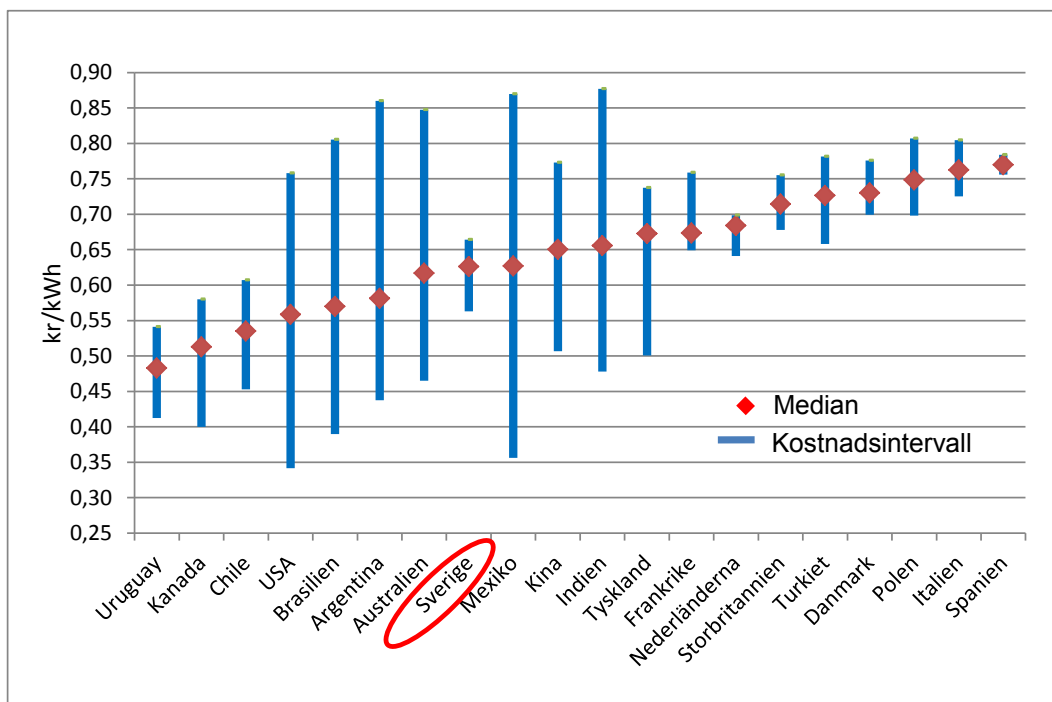


Figur 2.9 Utvecklingen av de globala produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft, USD per MWh, löpande priser. Källa: H1 2016 Wind Levelised Cost of Energy Outlook, BNEF april 2016.

Sett i ett internationellt perspektiv har Sverige låga produktionskostnader för landbaserad vindkraft. De lägsta produktionskostnaderna för vindkraft finns enligt Bloombergs data i några sydamerikanska länder samt i USA, Kanada och Australien, se Figur 2.10. Sverige har lägst produktionskostnader i Europa, med en genomsnittlig nivå på 0,62 kr/kWh. Förklaringen till att kostnaderna är de lägsta i Europa är enligt Bloomberg att Sverige har den högsta kapacitetsfaktorn¹⁰ (medelvärde 33 %) samt relativt låga drift- och underhållskostnader.

¹⁰ Kapacitetsfaktorn uttrycker ett vindkraftverks utnyttjandegrad, det vill säga vindkraftverkets verkliga produktion under ett år jämfört med den teoretiska produktionen vid 100 % kapacitetsutnyttjande. Den beräknas enligt formeln:

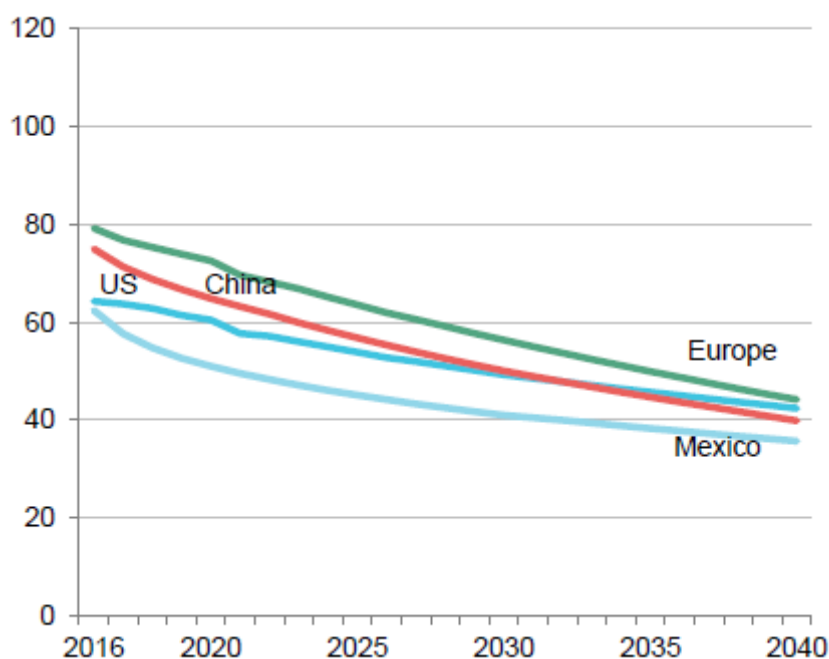
$$\text{Kapacitetsfaktorn } i \% = \frac{\text{Elproduktion}}{\text{Installerad effekt} \times 8766} \times 100$$



Figur 2.10 Elproduktionskostnaderna för vindkraft i några av världens länder 2016, öre/kWh. Källa: H1 2016 Wind Levelised Cost of Energy Outlook, BNEF april 2016.

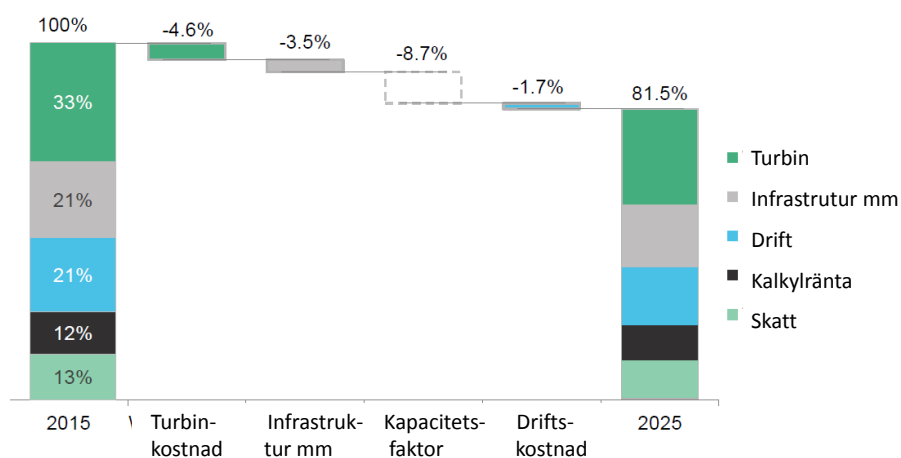
2.7 Framtida produktionskostnader för vindkraft

Utvecklingen mot sjunkande produktionskostnader för vindkraft ser ut att fortsätta även i framtiden enligt många marknadsbedömningar. Bloomberg bedömer att produktionskostnaden för landbaserad vindkraft kommer att sjunka med 18,5 % till 2025 och med 44 % till 2040 jämfört med 2015, vilket visas i Figur 2.11. Den viktigaste förklaringen till de sjunkande produktionskostnaderna är enligt Bloomberg den ökade elproduktionen från vindkraftverken. Det gäller inte bara den tekniska utvecklingen av turbinernas prestanda utan även arbetet med att öka produktion hos de enskilda vindkraftverken genom parkoptimering.



Figur 2.11 Utvecklingen av elproduktionskostnader för landbaserad vindkraft i Europa och ett urval av länder till 2040, USD/MWh (real). Källa: New Energy Outlook 2016, BNEF, juni 2016.

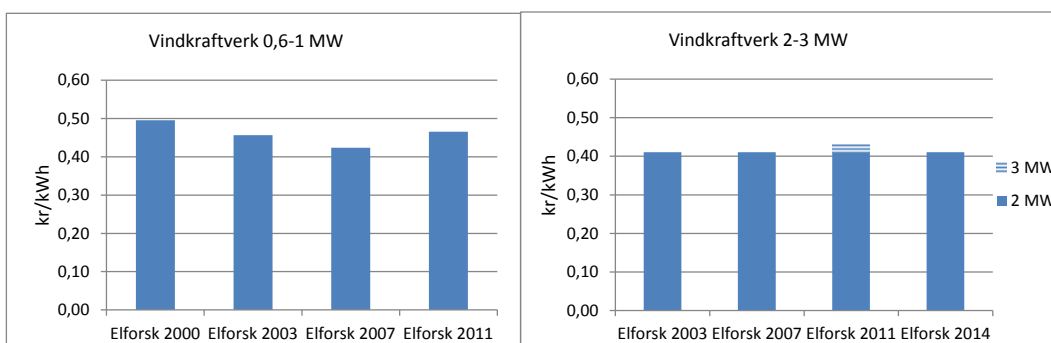
Bloomberg har även analyserat olika faktorerens bidrag till kostnadssänkningarna fram till 2025, vilket redovisas i Figur 2.12. Störst bidrag väntas ökning av kapacitetsfaktor stå för, som alltså resulterar i större elproduktion från turbinerna. Detta väntas ske genom större rotorerna, högre navhöjder och parkutformningar som är siteoptimerade. Andra viktiga bidrag till denna utveckling av sjunkande kostnader för turbiner och infrastruktur, som i sin tur beror av förväntningar om att den installerade vindkraftkapaciteten i världen i det närmaste kommer att fördubblas till 2025. Även driftskostnaderna väntas minska tack vare förbättrat underhållsarbete och siteoptimering av driften.



Figur 2.12 Olika faktorerens bidrag till sjunkande elproduktionskostnader för vindkraft till 2025. Källa: Future costs for wind power of onshore wind, BNEF okt 2015.

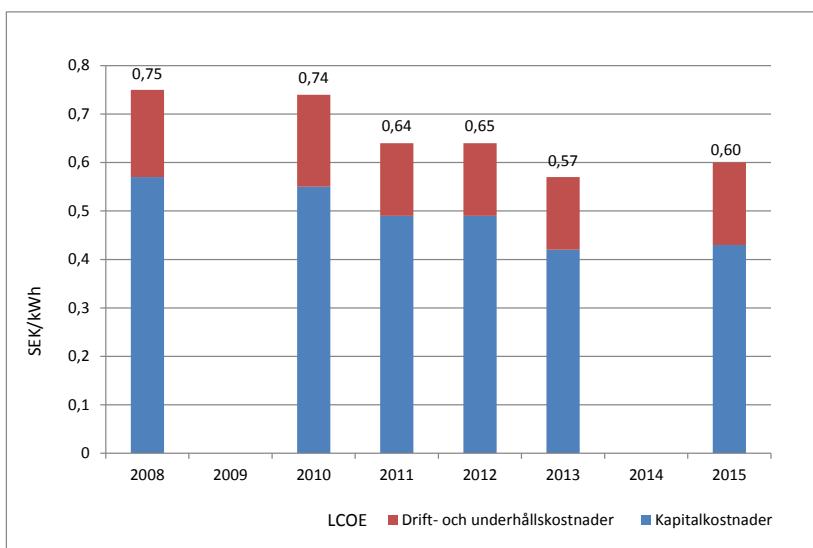
2.8 Utvecklingen av produktionskostnaderna i Sverige

Tillgången till produktionskostnadsdata för vindkraft i Sverige är begränsad. Elforsk har sedan år 2000 studerat elproduktionskostnaderna för nya anläggningar för alla kraftslag vart tredje år i rapporterna "El från nya anläggningar". Den senaste studien genomfördes 2014. Det är dock svårt att utläsa någon kostnadstrend utifrån dessa kostnadsdata, på grund av att de genomförts av vid olika tillfällen av olika aktörer med olika beräkningsmetoder. Kostnadsutvecklingen för vindkraftverk av storleken 2-3 MW ser dock ut att följa den internationella kostnadstrenden med ökade produktionskostnaderna under 2000-talets första decennium, som följts av en kostnadssänkning under de senaste åren, se Figur 2.13. I Sverige vände dock kostnaderna nedåt först runt 2011, vilket var ett par år senare än på den internationella vindkraftmarknaden, där kostnaderna började sjunka 2009.



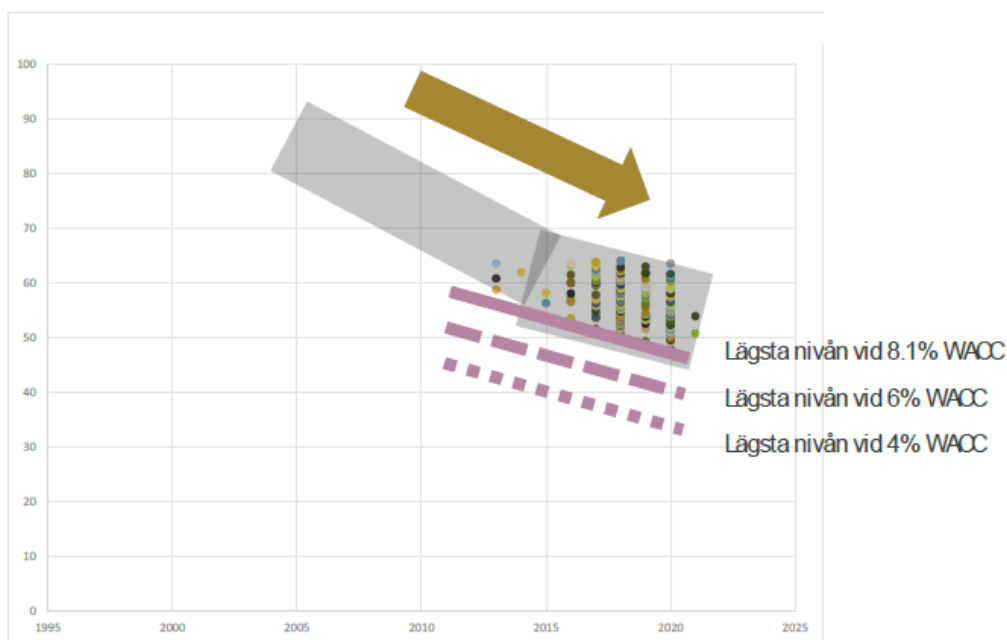
Figur 2.13 Elproduktionskostnader för landbaserad vindkraft enligt Elforsk rapporter "El från nya anläggningar 2000, 2003, 2007, 2011 och 2014, kr/kWh, 2014 års priser.

Under 2015 genomförde Ernst Young en studie av produktionskostnaderna för vindkraft i Sverige, som baserades på kostnads- och produktionsdata från 51 olika vindkraftsprojekt i Sverige där investeringsbeslut fattades under perioden 2008-2015. Resultatet av denna studie redovisas i figur 3. Enligt denna studie har produktionskostnaderna sjunkit från 0,75 kronor/kWh 2008 till 0,60 kr/kWh 2015.



Figur 2.14 Utveckling av elproduktionskostnaderna i Sverige 2008-2015. Källa: Levelised Cost of Energy for Swedish wind farms – an empirical study, Ernst&Young, feb 2015. Anm: För åren 2009 och 2014 fanns det för få projekt för att kunna redovisa någon kostnadsnivå.

På uppdrag av Energikommissionen har Sweco tagit fram en underlagsrapport om ekonomiska förutsättningar för olika kraftslag i april 2016. I denna rapport har Sweco gjort en uppskattning av kostnadsutvecklingen för svensk vindkraft, som visas i Figur .



Figur 2.15 Kostnadsutveckling inom svensk vindkraft med olika WACC: Källa: Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag, en underlagsrapport till Energikommissionen, Sweco april 2016.

I rapporten anger Sweco att det finns en tydlig nedåtgående trend i investeringskostnaden per MW i samtliga nordiska länder samtidigt som kapacitetsfaktorn ökar. Det förklaras i sin tur med att det skett en snabb teknisk utveckling inom vindkraft vad gäller förbättrat energiutbyte och kostnadseffektivitet under de senaste tio åren. Utvecklingen av högre torn, större rotorerna och generatorerna har gjort det möjligt att tillvarata vinden på ett bättre sätt, vilket resulterar i högre energiutbyte per turbin.

Även drift och underhållskostnader har minskat, men är ett område där det fortfarande finns en stor potential för utveckling och optimering enligt Swecos bedömning. Vidare bedömer Sweco att nedmonteringskostnader när verkets ska tas ur drift kommer att förbli konstanta, medan utvecklingen av kostnader för nätet och försäkringskostnader kan betraktas som områden med störst osäkerhet.

I rapporten redovisar Sweco en bedömning av utbudsskurvan för vindkraft i Sverige, beräknad med 4, 6 och 8,1 % kalkylränta. Enligt Swecos uppskattningar uppgår det totala utbudet av vindkraft till knappt 70 TWh och produktionskostnaderna ligger mellan 0,37 och 0,64 kr/kWh vid 6 % kalkylränta och mellan 0,43 och 0,74 kr/kWh med 8,1 % kalkylränta¹¹. Denna utbudskruva ligger på ungefär samma nivå som Energimyndighetens kostnadskurva, som beskrivs närmare i kap 4.

¹¹ Omräknat med växelkurs Euro = 9,2072 SEK (april 2016)

3 Metod

Energimyndigheten har en egenutvecklad metod för att bedöma vindkraftsmarknadens utbudskurva. Metoden togs fram 2014 och har utvecklats i flera avseenden, bland annat vad gäller urvalet av projekt som ingår i potentialbedömningen och de tekniska och ekonomiska antaganden som använts i beräkningarna. I det här kapitlet beskrivs beräkningsmetoden och de antaganden som använts i beräkningarna.

3.1 Genomgång av synpunkter på förra bedömningen

Arbetet inleddes med en genomgång av de synpunkter som inkommit till Energimyndigheten på förra produktionskostnadsbedömningen för att bedöma om det fanns ett behov av att förändra metoden. Genomgången resulterade i att flera förändringar har diskuterats, prövats och genomförts, både vad gäller urvalet av vindkraftsprojekt och de tekniska och ekonomiska antaganden som används i beräkningarna. Genomförda förändringar beskrivs i följande avsnitt.

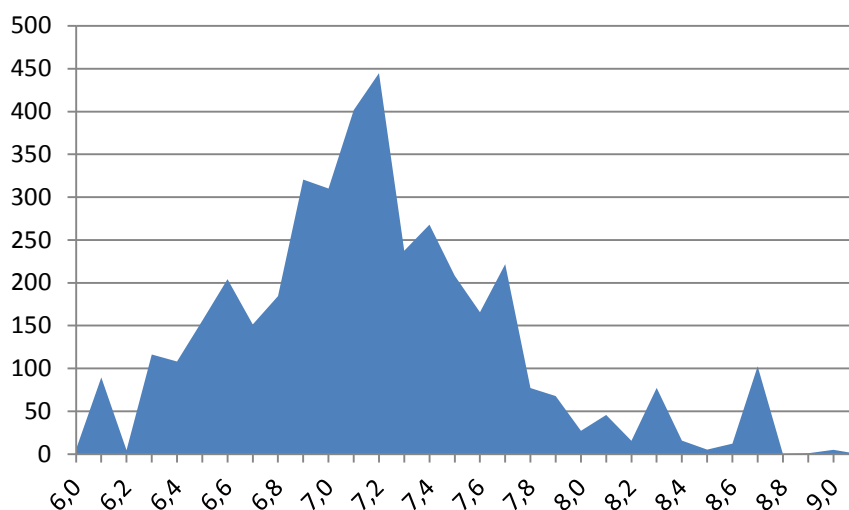
3.2 Intervjuer med aktörer

Ett tjugotal intervjuer har genomförts med projektörer, tillverkare och investerare. Energimyndigheten valde ut de aktörer som varit mest aktiva under de tre senaste åren enligt myndighetens aktörsanalys för åren 2013-2015. Vid intervjuerna inhämtades aktuella kostnadsuppgifter för vindkraftsprojekt som planeras idag och fram till 2020. Dessutom diskuterades de tekniska antaganden som används i beräkningarna och aktörernas syn på framtida teknik- och kostnadsutveckling.

3.3 Projektdata från Vindbrukskollen

För att få fram uppgifter om planerade vindkraftsprojekt inhämtades i april 2016 projektdata från projektdatabasen Vindbrukskollen. Vindbrukskollen innehåller totalt 2975 projektområden på land. De vindkraftsprojekt som ligger till havs har exkluderats ur dessa potentialberäkningar. Exkluderats från urvalet har även de områden där vindkraftverk redan har uppförts, de projekt som fått avslag på tillståndansökan samt de områden där verken har utvecklats. Dessutom har samtliga bygglov och förhandsbesked tagits bort. Detta eftersom ärenden som enbart kräver bygglov handlar om mindre vindkraftverk, som inte stämmer överens med de tekniska antaganden som valts i potentialberäkningarna vad gäller typ av turbin och navhöjd. Det är vidare ytterst få mindre verk som uppförs idag av ekonomiska skäl. Sammanlagt kvarstår 1240 projekt som ingår i beräkningarna av potentialen.

De uppgifter som har hämtats från Vindbrukskollen är förutom status och placering projektområdets yta och medelvinddata.



Figur 3.1 Tillgänglig yta vid viss medelvind, km². Källa: Energimyndigheten 2016

3.3.1 Endast 50 % av vindkraftsärenden som är under prövning ingår

En stor del av de projekt som finns i Vindbrukskollen är projekt som för närvarande är under prövning. Det innebär att det är osäkert om de kommer att kunna förverkligas. För att ta hänsyn till att endast en del av dessa projekt kommer att resultera i ett beviljat tillstånd (eller ”beviljad” miljöanmälan) så har ett antagande gjorts om att endast 50 % av de projektområden som är under prövning ingår i potentialberäkningen. Antagandet baseras på uppgifter från fyra länsstyrelser som anger att omkring 50 % av de vindkraftsärenden där samråd har inletts leder till ett beviljat tillstånd.

Beräkningstekniskt genomförs detta antagandet genom att varje projektområdes yta har begränsats till 50 %, istället för att välja bort 50 % av de projektområden som är under behandling.

Värt att påpeka är också att Vindbrukskollen under 2015 har rensats från inaktuella samrådsärenden, där samrådet inleddes för flera år sedan men där ingenting har hänt sedan dess.

3.3.2 Särskild redovisning av utbudet av tillståndgivna projekt

Det kan även vara intressant att redovisa en alternativ potentialbedömning, som enbart omfattar de projekt som har beviljats tillstånd. Skälet till att det inte valts som huvudalternativ är att erfarenheterna från länsstyrelserna visar att omkring 50 % av de ärenden där prövningsprocessen inletts resulterar i beviljat tillstånd. Energimyndigheten anser vidare att samtliga projekt som kan komma till stånd bör ingå i en potentialbedömning. Därför bör alla projekt som har eller kommer att få tillstånd ingå i potentialberäkningarna, trots att det inte är troligt att alla dessa kommer att förverkligas.

Bedömningen av hur stor andel av dessa projekt som kommer att förverkligas är en fråga som hanteras i de scenarierna som görs över el- och energisystemets utveckling, det görs inte i en potentialbedömning.

3.3.3 Begränsad maximal höjd för verk i tillstånd

Enligt data som finns i vindbrukskollen finns det 153 parker med tillstånd och dessa motsvarar en potential om totalt 21 TWh normalårsproduktion. Av dessa är det många äldre tillstånd där vindkraftverkens höjd är begränsade till maximalt 150 meter, vilket är en faktor som kan behöva beaktas när potentialen ska beräknas. De verk som uppförs idag är oftast omkring 200 meter höga och det bedöms inte vara ekonomiskt rimligt att uppföra verk som endast är 150 meter höga med de förutsättningar som råder på den nordiska elmarknaden idag.

Energimyndigheten har fått hjälp av Länsstyrelsen i Hallands län att granska samtliga beviljade tillstånd där verken ännu inte har uppförts. Genomgången visar att det idag finns 152 parker som totalt omfattar 3051 vindkraftverk som har tillstånd men som inte har byggts. Av dessa är det 51 parker, motsvarande 506 verk som har en begränsning av maxhöjden till 150 meter. Ytterligare 66 parker har en begränsning av maxhöjden som ligger mellan 150 och 200 meter och 34 parker har 200 meter eller mer. Endast en vindkraftpark med beviljat tillstånd saknar begränsning av maximal höjd i tillståndet.

Det är möjligt att ansöka om ändring av tillståndet för att höja den maximala höjden på verken. Erfarenheten från vindkraftsprojekt i Sverige är dock att kommuner i flera fall har avstyrkt etableringar som ansökt om höjning av maximal höjd på verken (enligt bestämmelsen om kommunal tillstyrkan i miljöbalken 16 kap 4 §). Detta på grund att det finns en oro för att höga verk kommer att leda till mer omfattande ljudstörningar för omkringboende och större påverkan på landskapsbilden.

Då det endast är 16 % av de vindkraftverk som har tillstånd men som inte har uppförts som har en maximal höjd begränsad till 150 meter, bedömer Energimyndigheten att detta utgör en marginell begränsning av den totala vindkraftspotentialen (ca 3 %) och att ett antagande om att dessa inte utnyttjas inte skulle ge något synbart utfall på utbudskurvan.

I den alternativa potentialbedömningen, där endast tillståndsgivna projekt redovisas, bedöms det dock vara relevant att räkna bort de tillstånd som har en maximal höjd på 150 meter. Denna potential visas i Figur 4.6.

3.4 Tekniska antaganden

3.4.1 Vindkartering

I studien används vinddata från MIUU vindkartering 2011 på 110 meters höjd. Utifrån vindkarteringens upplösning har sedan ett viktat medelvärde för varje projekt beräknats och projekten tilldelats en medelvind.

Det finns svagheter med att hämta medelvinddata från vindkarteringen. Stora projekt kan få en förhållandevis låg medelvind eftersom ett stort område innefattar både lågvinds- och högvindsytor. Det troliga är att projektören optimerar parkutformningen så att vindkraftverken så långt möjligt placeras i högvindslägen. Det är dock vanligt att möjligheterna att optimera placeringen av verken i projektområdet är begränsade i tillstånden för att skydda värdefulla naturområden. Energimyndighetens slutsats är att varken projektområdets maxvind eller medelvind speglar en vindkraftsparks vindförhållanden helt korrekt, men att medelvinden är mest lämplig att använda för beräkningar av potentialen för projektområdet.

3.4.2 Effekttäthet

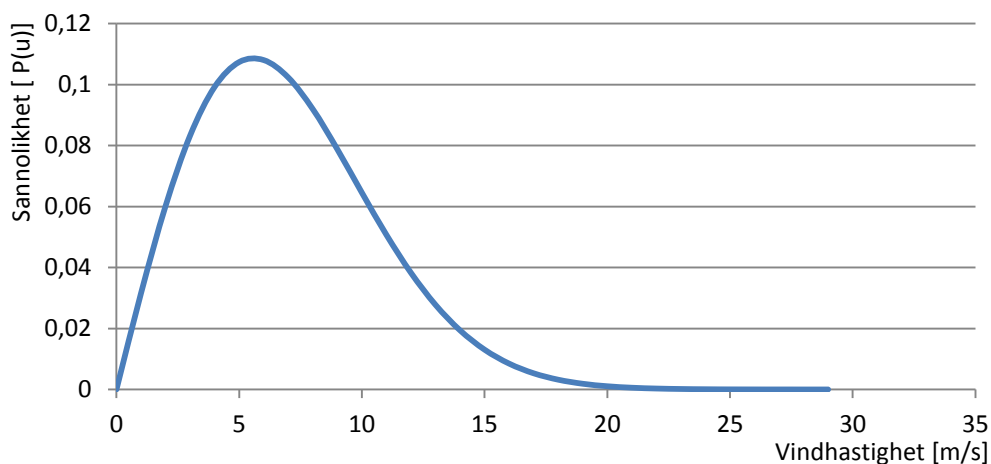
Varje yta kan antas rymma ett visst antal vindkraftverk. Antagandet ska här betraktas både som det antal verk som ryms på en km² och som den effekt som är möjlig att utvinna ur varje del markarea utan att vindresursen på platsen minskar okontrollerat. Notera att antaganden om effekttäthet inte ska förväxlas med antaganden om turbintyp.

Vindkraft leder till att den lokala vindresursen förändras och ger upphov till s.k. vakeffekter och förluster i parkverkningsgrad på grund av att verken skuggar varandra. Antagandet hör därför ihop med antagandet om totala förluster från vindkraftsparker. Det bedöms som sannolikt att marknadsaktörerna kommer att välja sådan utformning som ger så hög avkastning som möjligt. Utifrån de erfarenheter som finns vad gäller effekttätheten som hämtats in vid intervjuerna bedöms ett antagande om 6,8 MW per km² vara rimligt.

3.4.3 Vindresursberäkning och tillgänglighet

Vindens energihåll, d.v.s. antal timmar en viss vindstyrka inträffar på navhöjd, har beräknats utifrån medelvinden och en Weibullfördelning¹², som visas i Figur 3.2.

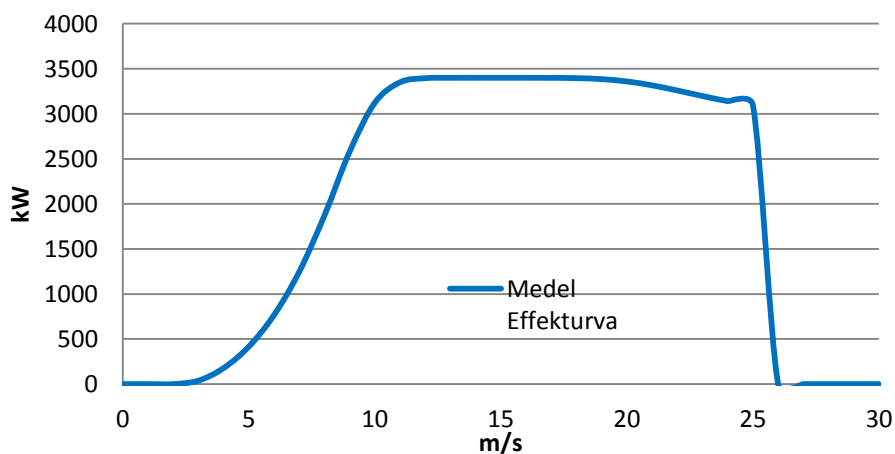
¹² För att beräkna vindens energihåll på en plats måste hänsyn tas till vindhastigheternas olika frekvensfördelning. Det görs med en sannolikhetsfördelning som heter Weibullfördelning. Rayleighfördelningen är en specialvariant av Weibullfördelningen som definieras av att den parameter som kallas formfaktor antas vara 2. Detta är ett brukligt antagande när platsen inte är specificerad.



Figur 3.2 Rayleighfördelning, d.v.s. weibullfördelning med formfaktorn 2, för medelvinden 7 m/s

3.4.4 Effektkurva och turbintyp

Navhöjden antas vara 110 meter då vinddata hämtats från karteringen med den referenshöjden. Effektkurvan har tagits fram utgående från ett genomsnitt av tre typiska IEC klass II-turbiner som idag är aktuella på den svenska marknaden¹³. Genomsnittliga mått för en sådan turbin är rotordiameter på 130 meter och generatoreffekt på 3,4 MW. Den genomsnittliga effektkurvan redovisas i Figur 3.3.



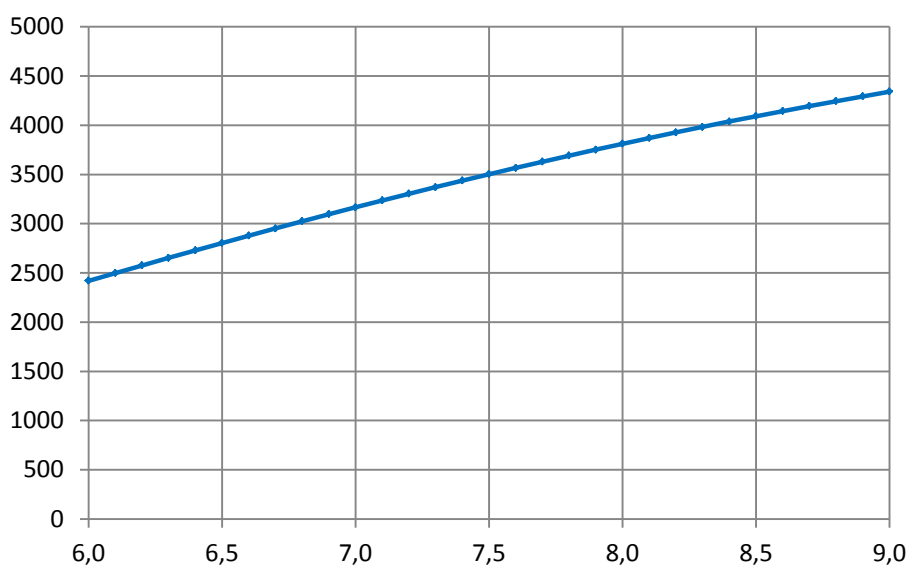
Figur 3.3 Genomsnittlig effektkurva som använts i potentialberäkningarna. Källa: egen bearbetning av data från Siemens, Vestas och Gamesa.

¹³ Källa: Uppgifter från Siemens, Vestas och Gamesa. IEC Klass II står för "International electrotechnical commission" och anger tekniskt standard för vindkraftverk som baseras på många olika parametrar såsom medelvind, turbulens, terrängens lutning, luftens densitet. Klass I, som är den högsta klassen, omfattar turbiner som är utformade för att tåla medelvindar upp till 10 m/s och klass II-turbiner upp till 8,5 m/s.

3.4.5 Ekvivalenta fullasttimmar

Ekvivalenta fullasttimmar har beräknats för varje medelvind som produkten av medelvinden och den genomsnittliga effektkurvan. Ju högre medelvind desto fler ekvivalenta fullasttimmar.

I beräkningarna har ekvivalenta fullasttimmar för samtliga projekt beräknats från samma genomsnittliga effektkurva (se avsnitt 3.4.4). I verkligheten kan det vara aktuellt att välja både klass I och klass III turbiner i vissa av projektområdena, men det har inte beaktats i beräkningarna. Klassgränserna är i realiteten något flytande då vissa komponenter ibland kan ersättas för att nå en annan klass. Dessutom beror val av IEC-klass på betydligt fler parametrar än medelvind.



Figur 3.4 visar hur antalet fullasttimmar varierar med medelvindhastigheten. Kurvan är netto och beräknad utifrån referenseffektkurvan och ett anslagande om 14 % förluster.

Tillgänglighet och förluster

Beräkningarna baseras på 86 % teknisk verkningsgrad. Det betyder att 14 % av den teoretiskt möjliga produktionen uteblir på grund av olika typer av förluster.

Hur stora förluster som antagits i beräkningarna redovisas i matrisen nedan.

<i>Vakförluster</i>	<i>Stillestånd</i>	<i>Is- och profilförlust</i>	<i>Övriga förluster</i>	<i>Totalt</i>
8 %	2,6 %	2,4 %	1 %	14 %

Vakförluster motsvarar 8 % och är förluster som uppstår då turbinerna på en site påverkar varandra. En ensam turbin har inga vakförluster men i en park ger ett verk upphov till förluster i ett annat verk. Vakförlusten brukar definieras som skillnaden mellan energin i den påverkade och den opåverkade vinden. Denna

faktor går att påverka väldigt mycket och beror till största del på hur nära varandra två verk byggs.

Stillestånd är ofrånkomligt och de flesta tillverkare garanterar en viss tillgänglighet under ett antal år. Utifrån enkätsvaren har förlusten p.g.a. stillestånd skattats till 2,6 %.

Förluster på grund av isbildning skiljer sig mellan olika delar av landet. Dessa förluster har kombinerats med förluster beroende på avvikelser mellan verklig vind och den teoretiska effektkurvan. Kall luft väger t.ex. mer och ger ett högre energiutbyte medan turbulens och vindskjuvning är plats specifika parametrar som påverkar det verkliga utbytet i relation till de standardparametrar som använts i denna potentialstudie. Sammantaget har is och vindprofilförluster antagits uppgå till 2,4 %.

Övriga förluster kan vara förluster på grund av elektriska förluster eller stillestånd som inte omfattas av posten ovan. Dessa har här satts till 1 %.

Totalt ger detta således 14 % förluster i referensfallet. Produktionen beräknas alltså som 86 % av de ekvivalenta fullasttimmarna för en given medelvindhastighet.

Variationer i förlustantaganden redovisas även i känslighetsanalysen. I fallet med låga kostnader antas 10 % totala förluster och i fallet med höga kostnader antas 20 % förluster.

3.5 Ekonomiska antagaganden

Kostnaderna som använts i kostnadsberäkningarna har skattats genom att inhämta uppgifter från intervjuer med projektörer, turbinleverantörer och investerare/elanvändare. Kostnaden uttrycks i beräkningarna som en specifik kostnad [Mkr/ MW].

3.5.1 Investeringskostnaden

Investeringskostnaden består av flera kostnadsposter och definieras här som turbinkostnaden, infrastrukturkostnaden och övriga kostnader.

Turbinkostnad

I den här studien antas projekten välja en turbin i teknisk framkant, vilken ger ett högt utbyte per investerad krona. Turbinkostnaden skattas till 9,3 Mkr/MW.

Infrastrukturkostnad

Kostnader för infrastruktur inkluderar kostnader för vägar och elanslutning samt fundament. Vid intervjuerna har det framgått att det råder stora variationer i dessa kostnader mellan olika projekt. Som en tumregel gäller dock att denna kostnadspost står för 25 % av totalkostnaderna. I beräkningarna antas de genomsnittliga infrastrukturkostnaden uppgår till 3 Mkr/ MW.

Ökande anslutningskostnader

Enligt teorin leder en konkurrensutsatt och välfungerande marknad till att de bästa projekten tas i anspråk först. Detta ”bästa” utgår givetvis från befintlig projektportfölj och befintlig teknik. Allt annat lika kan antas att projekt med låg infrastrukturkostnad kommer att byggas först och att den specifika kostnaden per megawatt succesivt kommer att öka.

För att ta hänsyn till dessa ökande anslutningskostnader har en extrakostnad succesivt adderats till utbudskurvan. Extrakostnaden uppgår till 2,1 Mkr/ MW och är baserad på data från Svenska kraftnät och enkätsvaren. Uttryckt som elproduktionskostnad beräknas detta utgöra knappt 0,06 kr/ kWh.

Övriga kostnader

Under posten övriga kostnader räknas här kostnader som är kopplade till finansieringslösningar och projektutvecklingskostnader. Övriga kostnader antas uppgå till 0,5 Mkr/MW.

Total specifik investeringskostnad

Med dessa antagande om kostnader som nämns ovan, blir den totala specifika investeringskostnaden 12,8 Mkr/ MW.

3.5.2 Drift och underhållskostnader

Drift och underhållsarbetet har blivit en allt viktigare del för aktörerna på vindkraftmarknaden. Uppgifter om kostnaderna på den globala marknaden visar att kostnaderna har sjunkit kraftigt under en lång tid. I denna studie antas drift- och underhållskostnader vara 0,148 SEK/ kWh. I denna post inkluderas förutom kostnaderna för drift- och underhållsavtal även markarrende, försäkringar och skatter.

3.6 Beräkning av elproduktionskostnaden

Elproduktionskostnaden uttrycker kostnaden per producerad kilowattimme. För att beräkna elproduktionskostnaden måste den totala investeringskostnaden, uttryckt i SEK/ MW, omräknas till en årlig kostnad. Det görs med hjälp av annuitetsmetoden utifrån kalkylränta, totalkostnad och ekonomisk livslängd.

Till den årliga kostnaden läggs även de årliga drift- och underhållskostnaderna för elproduktionen. Den årliga kostnaden slås sedan ut över den årliga produktionen:

$$\text{Elproduktionskostnaden LCoE} = \frac{\text{Inv}_{\text{år}} + \text{DoU}}{E}$$

där

$\text{Inv}_{\text{år}}$ (SEK/år) = Årlig kostnad för investeringen, totalkostnad omräknad med annuitetsfaktorn

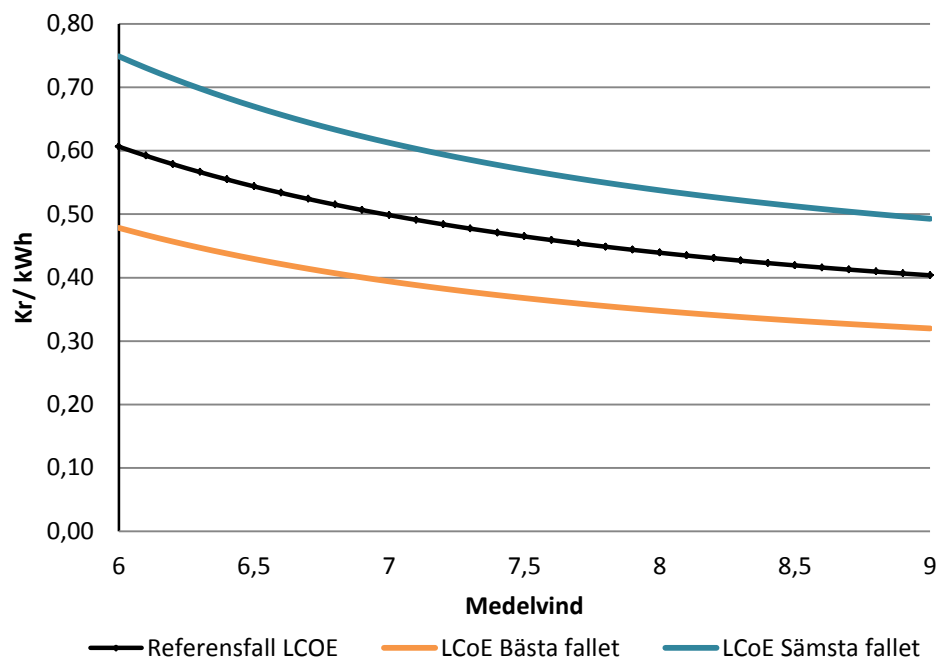
D&U (SEK/år) = Årlig drifts- och underhållskostnad,

E (kWh/år) = Energitotalproduktion per år

Energitotalproduktionen definieras som produkten av maxeffekt och antal fullasttimmar vid projektets givna medelvind:

$$Prod E_{Tot} = Effekt P_{Inst} \cdot T_{fullasttimmar}$$

Fullasttimmarna beror som visats i Figur 3.4Figur 3.5 på vindhastigheten. Elproduktionskostnaden, LCoE, kan därför uttryckas för ett projekt som funktion av dess medelvind, vilket visas i Figur 3.5 nedan.



Figur 3.5 visar hur elproduktionskostnaden, LCoE [kr/ kWh], beror på projektets medelvind. I figuren visas alla känslighetsfall jämte referensscenariot.

3.6.1 Kalkylränta och livslängd

Omräkningen från total investering till en årlig kostnad görs med annuitetsfaktorn, som beräknas enligt formeln:

$$\frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r}$$

där

r (%) = kalkylränta

n (år) = ekonomisk livslängd

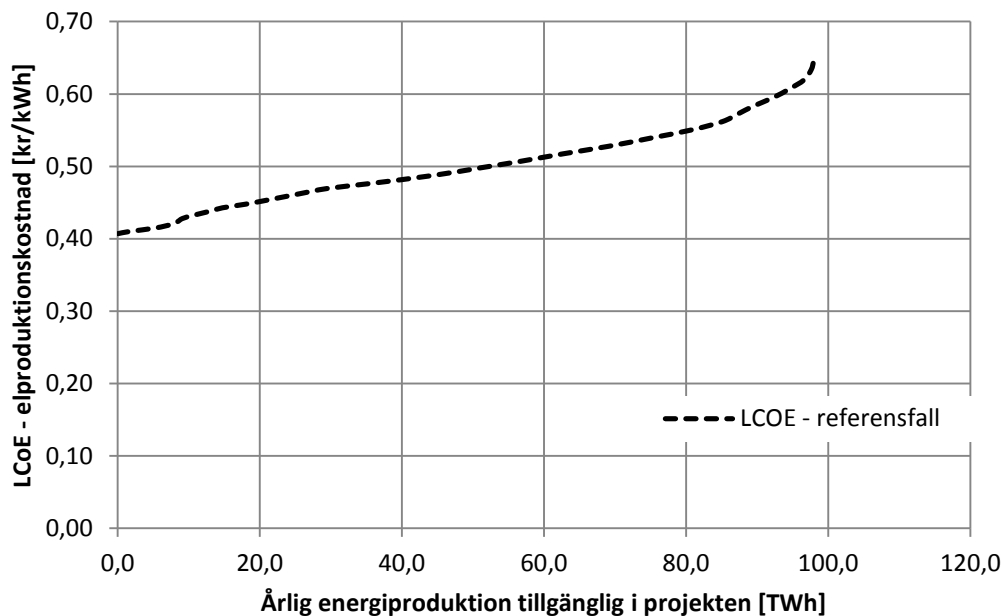
Kalkylräntan som används i referensfallet är medelvärdet av de avkastningskrav som inhämtas vid intervjuerna, 6,8 %. I fallet med låga kostnader är kalkylräntan 5 % och i fallet med höga kostnader 8 %. Räntan representerar avkastningskravet på investeringen.

Den ekonomiska livslängden är den tid då investeringen bedöms vara företagsekonomiskt lönsam i den bemärkelsen att intäkterna finansierar avskrivningar samt drift och underhåll. Den ekonomiska livslängden har utifrån intervjustvaren antagits vara 23,5 år i referensfallet, 20 år i fallet med höga kostnader och 25 år i fallet med låga kostnader.

4 Resultat

Analysen av produktionskostnaderna för planerad vindkraft i Sverige redovisas i form av en kostnadskurva. Kostnadskurvan visar både hur stor potentialen för vindkraft bedöms vara och hur kostnadsbilden ser ut för denna potential. Det är viktigt att komma ihåg att kostnadskurvan ger en bild av situationen på marknaden för de projekt som planeras idag. Det gäller såväl de tekniska antaganden om turbintyp och turbinernas prestanda som ekonomiska antaganden om kostnader och avkastningskrav samt vilka projekt som ingår.

Kostnadskurvan för planerade vindkraftsprojekt i Sverige visas i Figur 4.1 och utgår från de tekniska och ekonomiska antagande som beskrivs i kap 3.4 och 3.5.



Figur 4.1 Kostnadskurva för landbaserade vindkraftsprojekt i Sverige, kr/kWh, beräknad med kalkylränta 6,8 %, driftskostnad 0,148 kr/kWh, 23,5 års livslängd och 86 % total verkningsgrad. Källa: Energimyndigheten 2016.

Enligt denna bedömning uppgår den totala vindkraftspotentialen i Sverige till cirka 100 TWh. Av denna potential kan ca 50 TWh vindkraft realiserars till en kostnadsnivå mellan 0,40 och 0,50 SEK/kWh utifrån referensfallets avkastningskrav och teknikkostnader. Ytterligare 40 TWh ligger i kostnadsintervallet 0,50 - 0,60 SEK/kWh och 20 TWh har kostnader som är högre än 0,60 SEK/kWh. Skillnaden mellan de billigaste och de dyraste projekten uppgår till drygt 0,2 kr/kWh.

I jämförelse med Energimyndighetens produktionskostnadsbedömning från 2014 ligger denna kostnadskurva på en lägre kostnadsnivå. Det kan främst förklaras med att en lägre kalkylränta har använts i dessa beräkningar än i 2014 års bedömning, 6,8 % jämfört med 8 % i referensfallet. Motivet till att en lägre kalkylränta har använts i den här bedömningen är att avkastningskraven på marknaden är lägre idag jämfört med 2014 enligt de intervjuer som har genomförts. Det är en följd av det pressade kostnadsläget på den nordiska elmarknaden, som beror på de låga el- och elcertifikatpriserna. Det pressade kostnadsläget har även enligt de intervjuade aktörerna lett till att turbinpriserna på den svenska marknaden idag ligger lägre än i övriga Europa. Det är en tydlig förändring sedan förra kostnadsbedömningen. Enligt Bloombergs, som samlar in internationella turbinpriser via leverantörskontrakt, var turbinpriserna i Norden omkring 20 % dyrare än i centrala Europa 2013¹⁴.

I jämförelse med förra bedömningen är det större skillnader mellan de billigaste och dyraste projekten i denna bedömning. Det beror på att en extra infrastrukturkostnad, utöver den genomsnittliga kostnaden, har fördelats på projekten längs kostnadskurvan. Detta beskrivs utförligt i kapitel 3.5.1. Extrakostnaden är baserad på de uppgifter om kostnadsvariationer som aktörerna uppgivit vid intervjuerna samt på kostnadsuppgifter från Svenska Kraftnät.

Ytterligare en skillnad mot den tidigare bedömningen är att den totala potentialen är mindre, 100 TWh jämfört med 160 TWh i 2014 års bedömning. Det beror på att urvalet av vindkraftprojekt har förändrats. I denna bedömning ingår endast 50 % av de projekt som är under prövning, medan alla projekt som hade inlett prövningsprocessen ingick i förra bedömningen. Dessutom har vindbrukskollen rensats från inaktuella samrådsärenden under 2015.

4.1 Känslighetsanalyser

4.1.1 Fallen med låga respektive höga kostnader

Resultatet av kostnadsbedömningen är beroende av de tekniska och ekonomiska antaganden som har använts i bedömningen. Energimyndigheten har baserat beräkningens antaganden på data som inhämtats vid intervjuer med aktörer på den svenska vindkraftsmarknaden.

Men eftersom det finns stora variationer i förutsättningar för olika vindkraftsprojekt och för olika aktörer har två känslighetsfall tagits fram, ett fall med höga kostnader och ett med låga kostnader, vilket visas i Figur 4.2.

Det lägsta kostnadsfallet speglar en fiktiv aktör som finansierar projekten med låga kapitalkostnader (5 %), 25 års ekonomisk livslängd¹⁵, en extremt

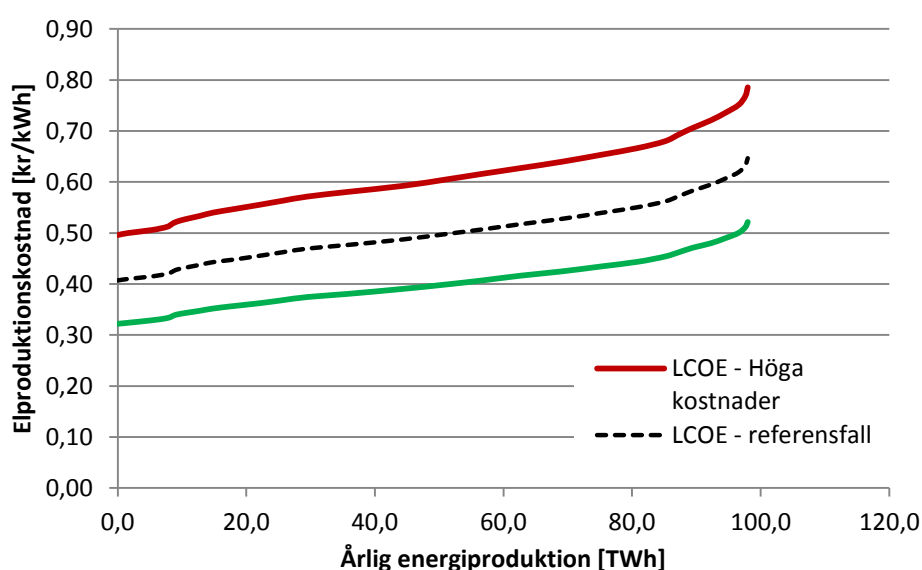
¹⁴ Wind Turbine Price Index BNEF 2013. Omräknat från Euro, 1 Euro = 8,34 SEK (mars 2013).

¹⁵ Det är viktigt att poängtera att turbinerna endast är certifierade för 20 års teknisk livslängd. Utifrån de intervjuer som gjorts förefaller det vanligt att avskrivningen och amortering planeras över 25 år och att det finns en servicestrategi för att hålla vindkraftverket i drift så länge.

kostnadspressad serviceorganisation (12 öre/ kWh) och parker med låga förluster (10 %). Skulle detta vara fallet för hela projektportföljen skulle den gröna kurvan gälla som utbudskurva.

Det högsta kostnadsfallet speglar en fiktiv aktör som finansierar projekten med högre avkastningskrav (8 %), 20 års ekonomisk livslängd, en drift och underhållskostnad på 17 öre/ kWh och en parklayout som ger upphov till stora interna förluster (20 %). Skulle dessa premisser vara gällande för hela projektportföljen skulle den röda kurvan gälla som utbudskurva.

Eftersom antaganden i båda dessa fall bedöms vara realistiska variationer av förutsättningar på marknaden, är slutsatsen att fallen med låga respektive höga kostnader illustrerar inom vilka kostnadsintervall produktionskostnaderna för olika vindkraftsprojekt ligger.



Figur 4.2 kostnadskurva för vindkraftprojekt i Sverige, referensfall samt fallen med låga respektive höga kostnader. I fallet med höga kostnader har kalkylräntan antagits vara 8 %, den ekonomiska livslängden 20 år, driftkostnaderna 0,17 kr/kWh och de totala förlusterna i vindkraftparkerna 20 %. I fallet med låga kostnader antas kalkylräntan vara 5 %, den ekonomiska livslängden 25 år, driftskostnaderna 0,12 kr/kWh och de totala förlusterna 10 %. Källa: Energimyndigheten.

De billigaste projekten ligger på en kostnadsnivå runt 0.30 kr/kWh och de dyraste projekten har kostnader som uppgår till 0,80 kr/kWh enligt dessa beräkningar. I fallet med höga kostnader ligger produktionskostnaderna i intervallet 0,50 - 0,84 SEK/kWh, medan de i fallet med låga kostnader varierar mellan 0,32 och 0,57 kr/kWh. Kostnadsskillnaderna mellan känslighetsfallen är cirka 0,20 kr/kWh, men differensen ökar med ökande kostnader. Detta eftersom de dyraste projekten representeras av de med sämst vindförhållanden och ju färre kWh som produceras, desto färre kWh kan bära projektets kostnader.

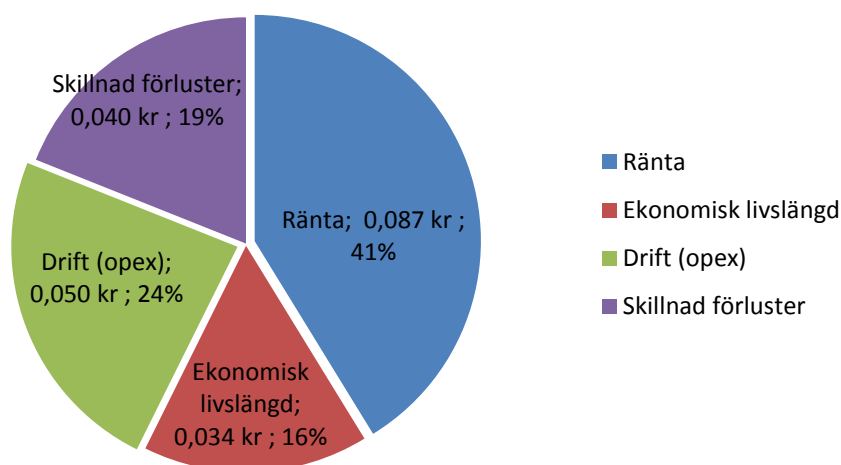
4.2 Olika variabler slår olika hårt mot kostnaden.

För att se hur de olika antagandena påverkar produktionskostnadsnivån har beräkningar gjorts för ett medelprojekt med 7,2 m/s och med variationer av kostnadsantaganden vad gäller ränta, driftkostnader, livslängd och förluster. Den totala kostnadsskillnaden mellan hög och lågkostnadsfallet vid 7,2 m/s är 0,21 kr/kWh.

Kalkylräntan varierades från 5 % till 8 % och står för en kostnadsvariation på knappt 9 öre/ kWh, vilket motsvarar drygt 40 % av den totala kostnadsskillnaden. Av de olika antaganden som använts i beräkningarna har antagandet om kalkylränta således störst påverkan på produktionskostnaderna.

Den ekonomiska livslängden varierades från 20 till 25 år och påverkade kostnaderna med drygt 3 öre. Det betyder att finansieringen sammantaget (ränta och ekonomisk livslängd) står för mer än hälften av variationen.

Driftkostnadens variation från 12 – 17 öre/ kWh utgör en fjärdedel av kostnadsvariationen, eller 5 öre. Fördelningen visas i .



Figur 4.3 Fördelning av den totala kostnadsskillnaden mellan hög- och lågkostnadsfall mellan olika variabler, % och kr/kWh. Källa: Energimyndigheten 2016.”

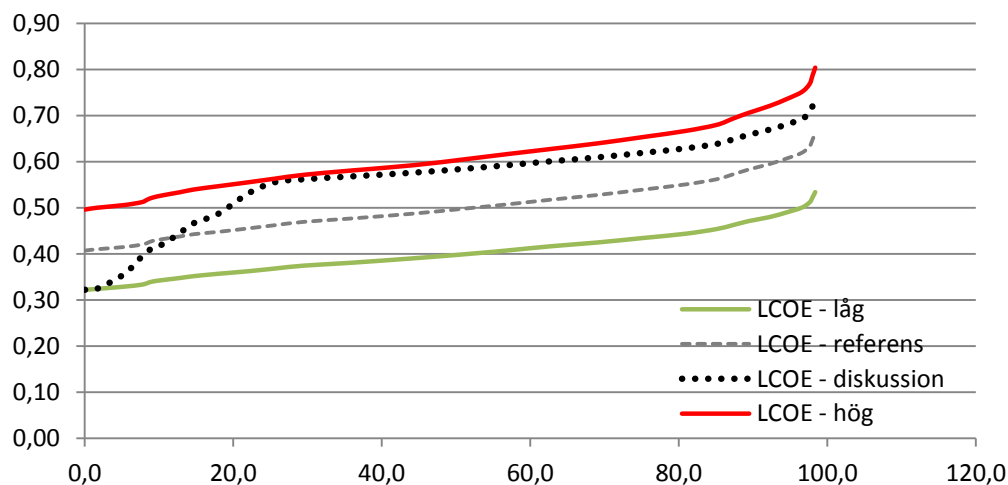
4.2.1 Avkastningskravens påverkan på kostnadskurvan

Eftersom avkastningskraven har en stor påverkan på kostnadsnivån är kunskapen om hur mycket kapital som finns tillgängligt vid olika avkastningskrav en central fråga för en sådan här produktionskostnadsbedömning. Energimyndighetens bedömning är att det finns en begränsad tillgång på kapital med mycket låga avkastningskrav vilket i sin tur påverkar utseendet på den verkliga utbudskurvan. Att tillgången på kapital skulle vara begränsad baseras på kvalitativa bedömningar av intervjuresultaten och den finansiella marknadens möjlighet att hantera stora volymer långa kontrakt på elcertifikat. Det är sannolikt att ett utbudsöverskott av långa kontrakt ganska snart uppstår. Det finns givetvis andra finansieringslösningar där bilaterala kontrakt mellan elproducenter och stora

elanvändare är en viktig del men de stora volymerna antas säljas på öppen elmarknad. Detta visas schematiskt i figuren nedan.

Hur stor del av potentialen som kommer vara intressant för finansiella investerare med låga avkastningskrav är svårt att bedöma och har sannolikt stark koppling mot den globala kapitalmarknaden.

För den prickade svarta kurvan som kallas ”LCOE – diskussion” har antagandet att de bästa projekten kan byggas med villkor hämtade från lågkostnadsfallet och ett avkastningskrav nära 5 % och sedan utgår kurvan från att avkastningskravet stiger succesivt för de första 20 TWh till en nivå nära 8 % samtidigt som även andra parametrar skiftar till högkostnadsscenarioet. Därefter ökar projektkostnaderna måttligt på grund av ökade anslutningskostnader men avkastningskravet ligger konstant. Observerka dock att detta resonemang inte betyder att kostnaderna för att bygga vindkraft förväntas öka i framtiden. Enligt Energimyndighetens bedömning finns det många andra kostnadspåverkande faktorer som sannolikt kommer att utvecklas positivt, inte minst teknikutvecklingen. Kurvan är framtagen för att illustrera hur ett vanligt teoretiskt resonemang ser ut i praktiken.

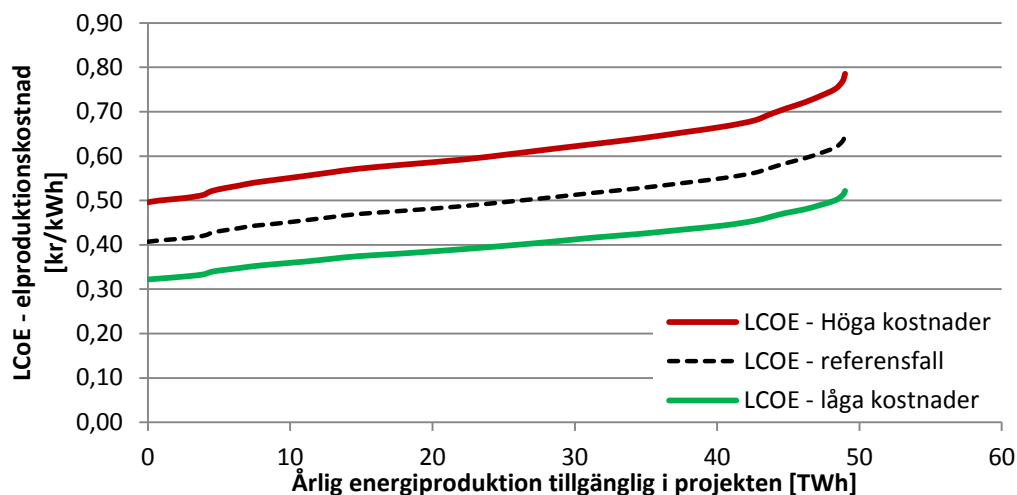


Figur 4.4 visar en alternativ utbudskurva där projektkostnaden stiger succesivt från en nivå lägsta fallet till en nivå nära högsta fallet. Om resonemanget isoleras till avkastningskravet (allt annat lika som referensfallet) motsvarar det en förändring från ca 3,5 % till nära 10 % för de första 20 TWh.

4.2.2 Hälften så stor effekttäthet ger hälften så stor potential

Ett tekniskt antagande som har stor påverkan på potentialens storlek är effekttätheten, alltså hur stor installerad effekt som ryms på en yta (se kap 3.4.2). Därför redovisas ett känslighetsfall där effekttäthet antagits vara hälften så stor som i referensfallet, 3,4 MW/km² istället för 6,8 MW/km². Om effekttätheten är hälften så stor blir även potentialen hälften så stor, det vill säga ca 50 TWh, vilket visas i Figur 4.5. Däremot påverkas inte kostnadsnivån. Lutningen på kurvan blir däremot mer brant.

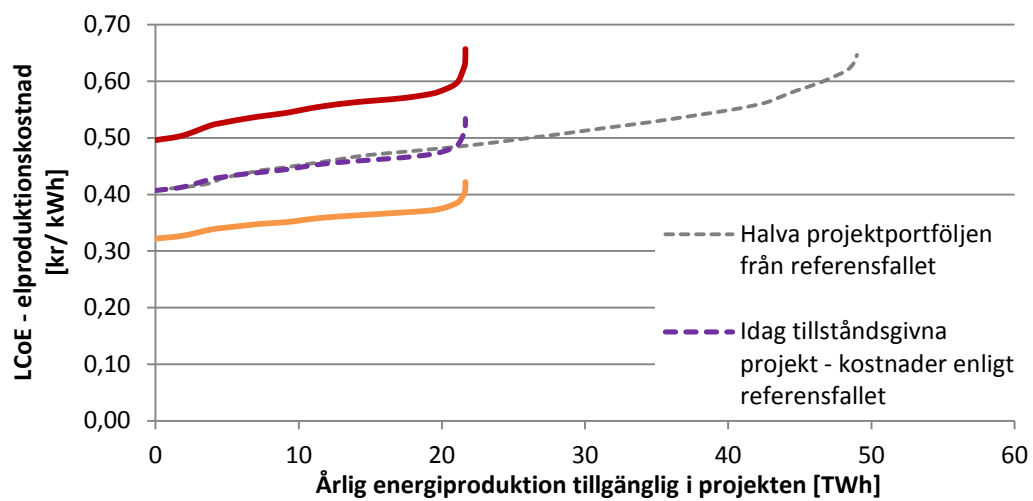
Det finns inte någon källa som kan ge ett säkert svar på hur stor effekttätheten bör vara i en sådan här potentialberäkning som omfattar många projekt av olika storlekar. Energimyndighetens bedömning är dock, utifrån de diskussioner som hållits med marknadsaktörer, att antagandet om 6,8 MW/km² är en rimlig nivå, medan 3,4 MW/km² är alltför lågt räknat.



Figur 4.5 Kostnadskurva för vindkraftsprojekt i Sverige vid en effekttäthet som uppgår till 3,6 MW/km², kr/kWh. Källa: Energimyndigheten 2016

4.2.3 Potentialen med enbart tillståndsgivna projekt är 20 TWh

En ytterligare känslighetsanalys har genomförts, där endast de projekt som har beviljat tillstånd ingår i potentialberäkningarna. I övrigt används samma antagande som i referensfallet. Med dessa antagande hamnar kostnadsnivån på samma nivå som i referensfallet, det vill säga mellan 0,40 och 0,57 kr/kWh, men den totala potentialen uppgår endast till drygt 20 TWh, vilket visas i figur 4.6 Orsaken till att detta urval inte valdes som referensscenario är att erfarenheter från prövningsmyndigheterna visar att omkring hälften av alla projekt som inleder prövningsprocessen resulterar i ett tillstånd: Energimyndigheten ståndpunkt är att samtliga projekt som har eller kommer att få tillstånd bör ingå i potentialen som visar möjliga projekt.



Figur 4.6 Potentialen räknat enbart på tillståndsgivna projekt. Anm: Som referens visas även kostnadskurvan för halva projektportföljen i figuren. Källa: Energimyndigheten 2016.

5 Slutsatser

5.1 Fortsatt sjunkande produktionskostnader

Enligt internationell statistik fortsätter vindkraftens produktionskostnader att sjunka. Det kan förklaras främst med att turbinernas produktion kontinuerligt ökar tack vare utvecklingen mot ökad navhöjd, större rotor och ökad turbinkapacitet. Denna utveckling ger ett ökat energiutbyte per turbin och leder till mer kostnadseffektiva turbiner. En annan förklaring är att drift- och underhållskostnaderna minskar. Däremot uppvisar de globala turbinkostnaderna, uttryckta i kostnad per megawatt, en svagt uppåtgående trend under de senaste åren, vilket kan förklaras med trenden mot allt större turbiner.

5.2 Många projekt som kan byggas till låga kostnader

Slutsatsen av den här analysen är att det finns en god tillgång på planerade vindkraftsprojekt i Sverige som kan byggas till förhållandevis låga produktionskostnader. Analysen visar också att det är stora variationer i produktionskostnaderna. Omkring 50 TWh vindkraft kan enligt denna bedömning byggas till en kostnad mellan 0,40 kr/kWh och 0,50 kr/kWh, ytterligare 40 TWh ligger i kostnadsintervallet 0,50 - 0,60 kr/kWh.

Det är viktigt att tänka på att kostnadskurvan visar den energiproduktion som *skulle kunna* realiseras, givet vissa förutsättningar. I den här studien har ingen bedömning gjorts av hur mycket vindkraft som kommer att byggas ut under de närmaste åren. För att göra en utbyggnadsprognos måste bland annat även intäktsidan och förutsättningarna för övriga kraftslag analyseras, vilket görs i Energimyndighetens prognoser. Dessutom finns det många andra faktorer som påverkar om ett projekt blir av eller inte, bortsett från projektets kostnadsbild enligt dessa kostnadsberäkningar. Det gäller exempelvis utfall i prövningsprocessen (för de som inte har tillstånd idag) och hur förutsättningarna för elanslutning och finansiering ser ut vid investeringsbeslut.

5.3 Kostnaderna förändras i snabb takt

Den redovisade kostnadskurvan speglar förutsättningarna för de projekt som planeras idag och ett par år framåt. Såväl de tekniska som ekonomiska förutsättningarna för vindkraftsetableringar förändras kontinuerligt och i snabb takt, vilket gör att kostnadsbedömningar snabbt blir inaktuella. Därför uppdaterar Energimyndigheten denna kostnadsprognos vartannat år. Denna snabba tekniska och ekonomiska utveckling har även bidragit till att vissa investeringar som genomfördes bara för några år sedan idag inte är lönsamma. Detta har lett till att många företag i vindkraftsbranschen har ekonomiska svårigheter

Den snabba tekniska och ekonomiska utvecklingen är också en förklaring till att kostnadsbilden i Energimyndighetens kostnadsbedömningar skiljer sig markant från de kostnadsnivåer som redovisas i Ernst & Youngs studie från 2015. I Ernst & Youngs studie, som omfattar vindkraftprojekt vars investeringsbeslut fattats under perioden 2008-2015, har de turbin typer och projektutformning valts som var aktuella vid investeringsbeslutstillfället. De turbiner som beräkningarna utgår från i denna studie är de som upphandlas idag. Dessa har större rotor och högre navhöjd än de som fanns på marknaden bara för något eller några år sedan. De ger därför ett större energiutbyte per turbin och är därigenom mer kostnadseffektiva än de turbiner som fanns på marknaden bara för något eller några år sedan.

Värt att påpeka är att Energimyndighetens kostnadskurva ligger på ungefär samma nivå som den som Sweco tagit fram i en underlagsrapport till Energikommissionen i april 2016, som beskrivs närmare i kap 2.8.

5.4 Investeringar i de bästa projekten och med låga avkastningskrav

Det kan vara värt att notera att intäkterna från försäljning av el på den nordiska elmarknaden idag ligger runt 0,40 kr/kWh, alltså i nivå med produktionskostnaderna för de billigaste projekten räknat med medelhöga avkastningskrav (6,8 % kalkylränta). Trots det har inte utbyggnaden av vindkraft avstannat, ökningstakten har bara dämpats. Vindkraften väntas även fortsätta att öka under de närmaste åren, både enligt Energimyndighetens senaste kortsiktsprognos¹⁶ och enligt Svensk Vindenergis prognos¹⁷. Men med tanke på hur kostnadsbilden ser ut idag, med låga intäkter från el- och elcertifikat i förhållande till produktionskostnaden, är det troligt att det enbart är de bästa projekten som kommer att byggas och att det är investerare som har projekt med mycket goda vindlägen, låga kostnader och låga avkastningskrav som kommer att investera i svensk vindkraft under de närmaste åren.

5.5 Stor efterfrågan på projekt med låg risk

Investeringarna på energimarknaden har förändrats. Klassiska investerare såsom projektörer och energibolag har fått sällskap av finansiella aktörer. En finansiell aktör investerar i ett projekt av en projektör utan att vara intresserad av att hantera den dagliga driften. Därför tecknas ofta långa drift- och underhållskontrakt. Genom att även säkra långa kontrakt på el och elcertifikat kan den finansiella risken minimeras och en lågriskavkastning skattas. Vindkraftprojektet kan ses som en långsiktig kapitalinvestering med låg risk och jämförelsevis låga avkastningskrav. Enligt de intervjuer som energimyndigheten genomfört finns det aktörer som accepterar avkastningar under 4 %. Exempel på finansiella aktörer

¹⁶ Kortsiktsprognos, Energianvändning och energitillförsel år 2016-2018 Hösten 2016, Energimyndigheten, ER 2016:14.

¹⁷ Vindkraftstatistik och prognos, kvartal 2 2016, Svensk Vindenergi

kan vara pensionsförsäkringsbolag, försäkringsbolag eller kapitalförvaltare med breda eller nischade portföljer.

5.6 Jämförelsevis låga produktionskostnader i Sverige

Sverige förefaller ha låga produktionskostnaderna för vindkraft i ett internationellt perspektiv. Av de europeiska länder som Bloombergs har kostnadsdata för har Sverige de lägsta produktionskostnaderna i Europa, se Figur 2.10. En förklaring till att kostnaderna är låga är att det finns gott om goda vindlägen i landet. En annan förklaring till de låga kostnaderna är enligt Energimyndighetens bedömning att marknaden i Sverige präglas av hög konkurrens både när det gäller genomförande av projekt och handel med el, vilket tvingat projektörerna att optimera sina projekt för att få projektekonomin att gå ihop och att turbinpriserna i Sverige idag ligger lägre än i övriga Europa. Dessutom förefaller avkastningskraven vara låga.

Dessa förhållanden med låga produktionskostnader, låg investeringsrisk samt god tillgång på aktörer som har behov av lågriskinvesteringar är enligt Energimyndighetens bedömning förklaringen till att utbyggnaden av vindkraft i Sverige fortsätter, trots låga intäkter från elförsäljningen.

6 Referenser

- BNEF Q2 2016 Global Wind Market Outlook, juni 2016
- BNEF, H1 2016 Levelised Cost of Electricity Update, april 2016
- BNEF, H1 2016 Wind Levelised Cost of Electricity Update, april 2016
- BNEF, The future cost of onshore wind, aug 2015
- Elforsk, El från nya anläggningar, 2000, 2003, 2007, 2011 och 2014,
- Energimyndigheten, Vindkraftstatistik 2016, ES 2016:01
- Energimyndigheten, Kortsiktsprognos, Energianvändning och energitillförsel år 2016-2018 Hösten 2016, ER 2016:14.
- Ernst&Young, Levelised Cost of Energy for Swedish wind farms, feb 2015
- EWEA, The economics of Wind Energy, 2009
- EWEA; www.ewea.org, juni 2016
- GWEC 2016, www.gwec.net, ”Global statistics”
- IEA, IEA Wind Task 26, The past and Future Cost of Wind Energy, 2012.
- IRENA, Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind power, juni 2012.
- IRENA, Wind power Technology brief, mars 2016
- IPCC 2016, Special reports on renewable energy sources (SRREN), Wind energy,
- JRC, 2013 JRC wind status report, Technology, market and economic aspects of wind in Europe, 2014
- Svensk Vindenergi, Vindkraftstatistik och prognos, kvartal 2 2016
- SWECO, Ekonomiska förutsättningar för skilda kraftslag, en underlagsrapport till Energikommisionen, april 2016,

Bilaga 1. Resultatet i tabellform

LCOE - referens ink kostnadsök ning [kr/kWh]	Energiviktad kostnadsökning ökade infrastrukturko stnader	LCoE ref exkl kostnadsökni ng anslutning [kr/kWh]	LCoE lågkostnad exkl kostnadsökni ng anslutning [kr/kWh]	LCoE högkostnad exkl kostnadsökning anslutning [kr/kWh]	Energ ipote ntial [TWh]
0,41	0,00	0,41	0,322	0,496	0,03
0,41	0,00	0,41	0,324	0,500	3,26
0,41	0,00	0,41	0,327	0,504	4,06
0,42	0,00	0,42	0,329	0,508	0,68
0,42	0,00	0,42	0,332	0,513	0,77
0,43	0,00	0,42	0,335	0,517	0,62
0,43	0,01	0,43	0,338	0,522	2,35
0,44	0,01	0,43	0,341	0,527	2,07
0,44	0,01	0,44	0,344	0,532	1,81
0,45	0,01	0,44	0,348	0,538	4,71
0,46	0,01	0,44	0,351	0,544	3,48
0,46	0,01	0,45	0,355	0,550	3,71
0,47	0,02	0,45	0,359	0,556	3,88
0,48	0,02	0,46	0,363	0,563	8,68
0,49	0,02	0,47	0,368	0,570	8,54
0,50	0,03	0,47	0,372	0,578	5,13
0,51	0,03	0,48	0,377	0,586	5,94
0,52	0,03	0,48	0,383	0,594	5,99
0,53	0,04	0,49	0,388	0,603	6,77
0,54	0,04	0,50	0,394	0,613	5,59
0,55	0,04	0,51	0,400	0,623	5,72
0,56	0,05	0,52	0,407	0,633	2,66
0,57	0,05	0,52	0,414	0,645	1,71
0,58	0,05	0,53	0,422	0,657	2,67
0,59	0,05	0,54	0,429	0,670	2,81
0,61	0,05	0,56	0,438	0,684	1,97
0,62	0,05	0,57	0,447	0,698	2,00
0,63	0,05	0,58	0,457	0,714	0,05
0,65	0,05	0,59	0,467	0,731	0,69
0,66	0,05	0,61	0,479	0,749	0,09