

Vindkraftverk-

**kartläggning av aktiviteter och
kostnader vid nedmontering,
återställande av plats och
återvinning**



Foto: Hans Blomberg

Vindkraftverk

– kartläggning av aktiviteter och kostnader vid nedmontering,
återställande av plats och återvinning



Förord

Denna rapport har tagits fram mot bakgrund av den lagstiftning om återställande av plats vid nedmontering av vindkraftverk som finns i miljöbalken. För vindkraftsbranschen innebär denna lagstiftning i sig inte ett problem. Däremot ställs olika krav på finansiella garantier i samband med tillståndsgivning och kraven skiljer sig dessutom avsevärt i olika delar av landet. De huvudsakliga skälen till detta är dels att kunskapen om kostnadsbilden kring nedmontering varit låg och dels att regelverk och erfarenhet kring kravställning och uppföljning av finansiella garantier saknas i stor utsträckning.

Syftet med rapporten är därför att ge branschen och tillsynsmyndigheten vägledning i hur stor kostnad det är att montera ner vindkraftverk och hur stort värdet av de nedmonterade delarna kan vara. Energimyndigheten avser att så snart som möjligt ta fram ett enhetligt regelverk kring dessa frågor.

Energimyndigheten har finansierat hälften av kostnaden för att genomföra denna studie som huvudsakligen har tagits fram av Consortis Producentansvar AB. Svensk Vindenergi har bidragit med information och Svensk Vindkraftförening har bidragit med synpunkter. Vindkraftsbranschen har finansierat den andra hälften.

Svensk Vindenergi tackar alla som varit delaktiga i att rapporten tagits fram.

Stockholm i februari 2009

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Rapp', with a stylized, cursive script.

Matthias Rapp
vd

1 Sammanfattning

I föreliggande arbete har kravställning, aktiviteter och kostnader för nedmontering, återställande av plats samt återvinning av vindkraftverk analyserats. Analysen utgör ett underlag för att göra individuella bedömningar av olika projekt, och **vi understryker att studien fann att schabloner inte kan göras och att belopp som redovisas för studerade objekt i rapporten inte kan användas som grund för bedömning av andra projekt med andra förutsättningar. Kalkylexemplen är avsedda att visa på spännvidden i kostnads- och intäktflödena och de kan inte på något sätt anses vara generellt representativa för olika utförande eller tillverkare.**

Det finns idag lagstiftning i miljöbalken om återställande av plats vid nedmontering av vindkraftverk och det ställs olika krav på finansiella garantier i samband med tillståndsgivning, men kraven skiljer sig avsevärt i olika delar av landet. De huvudsakliga skälen till detta är dels att kunskapen om kostnadsbilden kring nedmontering varit låg och dels att regelverk och erfarenhet kring kravställning och uppföljning av finansiella garantier saknas i stor utsträckning.

Resultatet från detta arbete visar att kostnaderna för de olika delmomenten beror av ett antal parametrar, nämligen; grad av återställande (t ex gällande fundament och kablar), anläggningens geografiska läge (land, hav och avstånd till elnät och återvinningsanläggningar), typ av torn (stål eller betong), tornhöjd, vikt på generatorhus, mm. Kostnaderna är i relativt hög utsträckning proportionella mot märkeffekt, tornhöjd och vikt på generatorhus givet att andra parametrar hålls konstanta, något som dock sällan är fallet i verkligheten där varje anläggning är unik.

Potentiella intäkter vid nedmontering härrör i första hand från metallskrot då det idag inte finns en etablerad marknad för andrahandskomponenter. Metallpriserna fluktuerar kraftigt över tiden, t ex har priserna halverats från mars till november 2008. Intäkterna är inte på samma sätt som kostnaderna korrelerade till anläggningarnas grundparametrar.

Sammanvägt så visar studien att anläggningarna i verkligheten skiljer sig avsevärt från varandra (storlek, höjd, vikt, avstånd till elnätet, etc) och att nettokostnaden därför inte på ett enkelt sätt låter sig schabloniseras.

En av de typanläggningar vi studerat är en 2 MW-anläggning med ståltorn på land som vid tiden för studien beräknas kosta cirka 700 000 kr att montera ned och forsla bort för återvinning samt återställande av platsen efteråt (nettokostnad per styck vid ett antal om 20st och med metallpriser per november 2008, varav cirka 170 000 kr avser borttagning av fundament och återställande av plats). Med en investeringskostnad om 33 miljoner kr, ett utnyttjande om 2 500 timmar per år och en driftstid om 20 år motsvarar detta 2 % av investeringskostnaden eller 0,7 öre per producerad kilowattimme.

En typisk havsbaserad anläggning som vi studerat är en 3MW-anläggning med ståltorn som för motsvarande nedmontering och återställning beräknas kosta cirka 1 500 000 kr per st (nettokostnad per styck vid ett antal om 20 st och med metallpriser per november 2008 varav cirka 500 000 kr avser borttagning av fundament och återställande av plats). Med en investeringskostnad om 75 miljoner kr, ett utnyttjande om 3 500 timmar per år och en driftstid om 20 år, motsvarar detta 2 % av investeringskostnaden eller 0,7 öre per producerad kilowattimme.

Det är som redan sagts viktigt att komma ihåg att väldigt specifika antaganden måste göras för varje typ av vindkraftverk och yttre förutsättningar, för att få en rättvisande bild.

Slutsatsen av arbetet är att aktiviteterna nu är kartlagda liksom kostnaderna för varje delmoment och intäktsmöjligheterna men att varje anläggning bör kalkyleras separat för att ge en korrekt bild av nettosituationen; att schablonisera skulle innebära att en för hög grad av säkerhet skulle krävas för ett stort antal anläggningar vilket troligtvis inte skulle accepteras.

Svensk Vindkraftförening och Svensk Vindenergi, har mot bakgrund av studien, tillsammans utarbetat kalkylförutsättningarna och formulerat ett antal rekommendationer, dessa återfinns i kapitel 8.3.

Utifrån ovanstående kalkyler kan nivån på finansiella garantier fastställas. I ett fortsättningsarbete behöver dock även reglerna och formerna för de finansiella garantierna att fastställas för att lagstiftningen ska kunna tillämpas på ett för samtliga intressenter acceptabelt sätt.

Fredrik Ardefors, Martin Lindkvist, Olga Pérez, Emma Rickardsson

Consortis Producentansvar AB

2 Summary

This study has analysed the situation with laws and regulations, activities and costs for decommissioning, restoring the site after decommissioning, and disposal/recovery of wind turbines. The analysis is a basis for individual assessment of different project and **we underscore that the amounts that are shown concerning objects studied in the report can not be used as a basis to assess other projects with different circumstances.**

There are regulations concerning restoration of the site after decommissioning of for example wind turbines, in Miljöbalken, the law of environmental protection. Demands are also put forth regarding financial guarantees at the time of permit but the demands differ much in different parts of the country. The main reasons for this is partly that knowledge about the costs concerning decommissioning has been lacking and partly because experience regarding requirements and follow up of financial guarantees is missing.

The result of this study shows that the costs for the different activities depends on a number of parameters, among which are; scope of restoration (e.g concerning foundation and cables), the location (onshore, offshore and distance to electrical grid, recovery- and disposal stations), type of tower (steel or concrete), height of tower, weight of nacelle and hub, etc. The costs are highly proportional to rated power, tower height and weight of nacelle and hub, given that other variable factors are held constant, which is rarely the case in real life as every installation is unique.

Potential revenues when decommissioning originates mostly from metal scrap as no established second hand market exists for wind turbine components. Metal scrap values fluctuates strongly over time, prices have for example dropped 50% from March to November 2008. Revenues are not in the same way as costs correlated to the installations basic parameters.

As a whole the study shows that installations differ from each other significantly and that it is hard to estimate costs without specific data for a certain installation.

One of the installations we have studied is a 2 MW-installation with steel tower onshore which at the time of the study is estimated to cost approximately 700 000 SEK for decommission, restoration of site and disposal of components (net cost per turbine for a park of 20 turbines with metal scrap prices per November 2008 of which approximately 170 000 SEK arise from removing foundation and restoring site). With an investment cost of 33 million SEK, a yearly utilisation of 2 500 h and a life time of 20 years, this corresponds to 2 % of the investment cost or 0.7 öre per produced kWh.

A typical offshore installation we have studied is a 3MW-installation with steel tower for which a corresponding decommissioning is at the time of the study estimated to cost approximately 1 500 000 SEK (cost per turbine for a park of 20 turbines with metal scrap prices per November 2008 of which approximately 500 000 SEK arise from removing foundation and restoring site). With an investment cost of 75 million SEK, a yearly utilisation of 3 500 h and a life time of 20 years, this corresponds to 2 % of the investment cost or 0.7 öre per produced kWh.

As is already mentioned, it is very important to remember that very specific assumptions has to be made for each type of wind turbine and other factors to get trustworthy results.

The conclusion of the study is that the activities now are surveyed as are the costs of each sub-activity and the potential revenues. Each installation should be calculated separately to give a more correct picture of the net result. Using rough estimates would most likely mean that a too high level would be required for the financial guarantee, for a high number of installations, which would probably not be accepted.

Swedish Windpower Association and Swedish Windenergy have with the study as a basis, together worked out calculation prerequisites and formulated a number of recommendations for calculations. These can be found in chapter 8.3.

From the calculations the level of financial guarantees can be established. In a continuing study the rules and regulations as well as the make up of the financial guarantees has to be set so that the legislation can be put into practice in an acceptable way for all parties.

Fredrik Ardefors, Martin Lindkvist, Olga Pérez, Emma Rickardsson

Consortis Producentansvar AB

3 Innehållsförteckning

1	SAMMANFATTNING	3
2	SUMMARY	5
3	INNEHÅLLSFÖRTECKNING	7
4	INLEDNING	10
4.1	BAKGRUND OCH SYFTE.....	10
4.2	OMFATTNING OCH INDELNING.....	10
4.3	ANDRA RELEVANTA ARBETEN	11
4.4	SLUTSATSER.....	12
5	KRAVSITUATIONEN	14
5.1	KARTLÄGGNING AV MYNDIGHETERS KRAV PÅ PLANERING OCH FINANSIERING AV NEDMONTERING	14
5.2	TILLSTÅNDSPROCESSEN	14
5.3	ANSVARSKEDJAN	15
5.4	RESULTAT FRÅN INTERVJUER OCH DOKUMENTATION	15
5.5	UTTALANDEN FRÅN TILLSTÅNDSGIVANDE MYNDIGHETER.....	15
5.6	SAMMANFATTNING AV TILLSTÅNDSGIVARNAS KRAVSITUATION	18
5.7	ANDRA INTRESSENTER	18
5.8	SAMMANFATTNING AV ANDRAS KRAV	20
5.9	TILLÄMPNING OCH FRAMTIDEN.....	20
6	NEDMONTERINGSPROCESSEN, KOSTNADER OCH INTÄKTER	22
6.1	VINDKRAFTVERKETS OLIKA DELAR -ÖVERSIKT	22
	ROTORBLAD	22
6.3	NAV OCH GENERATORHUS	23
6.4	STYRUTRUSTNING	23
6.5	TORN	23
6.6	FUNDAMENT	24
6.7	KABLAR	25
6.8	TRANSFORMATORSTATION	26
	DETALJER FRÅN EL-CENTRAL (KÄLLA: CONSORTIS)	26
6.9	AVVECKLINGSPROCESSEN KAN DELAS UPP I FÖLJANDE HUVUD- OCH UNDERAKTIVITETER	27
6.9.1	<i>Ekonomisk kalkyl</i>	27
6.9.2	<i>Kostnadsfaktorer</i>	27
6.9.3	<i>Nedmonteringsaktiviteter och kartlagda kostnader</i>	28
6.9.4	<i>Tidsfaktorer</i>	37
6.9.5	<i>Känslighetsanalys av kostnader och intäkter</i>	37
6.9.6	<i>Learning curve</i>	40
6.9.7	<i>Inflation</i>	40
6.9.8	<i>Nya metoder</i>	40
7	KALKYLEXEMPEL SAMT SIMULERING MED OLIKA PARAMETRAR	41
7.1	GRUNDKALKYL	42
7.2	EKONOMISKT UTFALL SOM EN FUNKTION AV ANTALET TURBINER PER VINDKRAFTSPARK OCH OLIKA METALLSKROTPRISER	42
7.3	EKONOMISKT UTFALL FRÅN EXTERNA KABLAR	44
7.4	KOSTNADER FÖR BORTTAGNING AV FUNDAMENT	44

7.5	KOSTNADER FÖRDELAT PÅ AKTIVITETER	45
7.6	KOSTNADER PER DRIFTÅR	45
7.7	KOSTNADER PER PRODUCERAD KWH	46
7.8	KOSTNADER PER INVESTERAT KAPITAL	46
7.9	MÖJLIGHET ATT TA FRAM EN SCHABLONISERAD BERÄKNINGSMODELL.....	46
7.10	UTFALL/MÄRKEFFEKT.....	47
7.10.1	<i>Utfall/Tornhöjd</i>	48
7.10.2	<i>Utfall/Generatorhusvikt</i>	49
7.10.3	<i>Utfall/Totalvikt</i>	49
7.11	SLUTSATSER FRÅN SIMULERINGAR	50
8	FINANSIERING.....	51
8.1	ALLMÄNT.....	51
8.2	”KRAVSPECIFIKATION” FRÅN OLIKA AKTÖRER (SAMHÄLLET, MYNDIGHETER, INDUSTRI, MED FLERA).....	51
8.3	REKOMMENDATIONER OM ÅTERSTÄLLANDEGRAD, LIVSLÄNGD, INFLATION, FÖRRÄNTNING, INLÄRNINGSEFFEKTER SAMT METALLPRISER.....	52
8.4	NÄSTA STEG – FINANSIERING OCH FINANSIELLA GARANTIER I PRAKTIKEN	53
8.4.1	<i>Kriterier – finansiell garanti</i>	53
	BILAGA 1: UTDRAG UR RAPPORT	55
	MODELLING ECONOMIC CONSEQUENCES OF WIND TURBINE DECOMMISSIONING.....	55
	MODELLING.....	55
	<i>The components of a model</i>	55
	<i>Building a model</i>	56
	MODELLING WIND TURBINE DECOMMISSIONING.....	56
	<i>Intended use</i>	56
	<i>Assumptions and limitations</i>	57
	<i>Choice of parameters</i>	58
	CALCULATIONS AND FORMULAS USED IN THE MODEL	60
	APPLYING THE MODEL ON SPECIFIC CASES	72
	<i>Presenting the case of Vestas V82 turbine</i>	73
	RESULTS.....	81
	<i>Comparing decommissioning cost for different turbines</i>	84
	VALIDATING THE MODEL AND INVESTIGATING LONG-TERM PERSPECTIVES.....	87
	A THEORETICAL INTRODUCTION TO SENSITIVITY ANALYSIS	87
	ASSESSING THE ROBUSTNESS OF THE MODEL.....	88
	<i>Results of model robustness analysis</i>	88
	THEORETICAL FRAMEWORKS EXPLAINING LONG-TERM EFFECTS.....	90
	<i>Competition in the long run</i>	91
	<i>Flexibility and technical progress</i>	91
	<i>Learning curves</i>	91
	USING THE MODEL TO ANALYSE LONG TERM EFFECTS	93
	<i>Analysing revenue parameters</i>	93
	<i>Analysing cost parameters</i>	101
	BILAGA 2: INTERVJUUNDERLAG	107
	BILAGA 3: PRESSKLIPP	152
	DANSK VINDKRAFT SKA ÅTERVINNAS.....	152

BILAGA 4: DETALJREDOVISNING AV KOSTNADER OCH INTÄKTER	154
REFERENSER	162
INTERVJUER	162
JURIDISKA KÄLLOR	163
<i>Juridiska källor</i>	163
<i>Intervjuer med myndighetspersoner</i>	163
ANNAT TRYCKT MATERIAL	164
ELEKTRONISKA KÄLLOR	165



4 Inledning

4.1 Bakgrund och syfte

Föreliggande studie har initierats av Energimyndigheten som ett led i att underlätta utbyggnaden av vindkraft i Sverige. Det har i olika sammanhang förts fram frågor och farhågor kring vad som ska hända med uttjänta vindkraftverk och det är därför väsentligt att redan på ett tidigt stadium ha kartlagt frågan samt anvisat lösningar för att hantera eventuella problem. I en tidigare kartläggning om utförda studier och tillgång till relevanta erfarenheter (Energimyndigheten, 2004) framkom att mycket lite material finns att tillgå kring nedmontering av vindkraftverk.

Energimyndigheten skriver i sitt uppdrag:

”Kunskapen om kostnaden för nedmontering och återställande efter ett vindkraftverks levnadstid är idag bristfällig. Det kan förlänga tillståndsprocessen och fördyra vindkraftselen. Kostnader för nedmontering ska därför studeras i ett nytt projekt där en schablonmodell för beräkning av de verkliga kostnaderna tas fram.

Idag ställer länsstyrelser och miljödomstolar i varierande grad krav på ekonomiska garantier för nedmontering och återställande av byggplats efter vindkraftverk. Den varierande tolkningen och tillämpningen av lagarna skapar bristande förutsägbarhet och osäkerhet. Det kan göra att tillståndsprocessen tar onödigt lång tid, fördyra elpriset från vindkraft och påverka konkurrensen vid val av etableringsort.

Energimyndigheten finansierar hälften av ett projekt för kartläggning av kostnaderna. Resten finansieras av branschen genom föreningarna Svensk Vindenergi och Svensk Vindkraftsförening. De båda föreningarna ansvar för projektet och tar för genomförande hjälp av ett specialistföretag, Consortis Producentansvar AB.”

4.2 Omfattning och indelning

Presentationen av kartläggningen är uppdelad i fyra delar:

Första delen (kapitel 5) bygger på intervjuer med kravställare och ägare/projektörer jämte undersökning av lagar samt tillämpningen av dessa och svarar på följande frågor:

- Vilka krav ställer länsstyrelser, miljödomstolar, regeringen, mm?
- Vilka kriterier gäller?
- Hur ser marknadens aktörer på kraven?
- Hur skiljer sig tolkningen av lagen?
- Vad kan uttolkas från prejudikat samt avsikten med lagen?

Nästa del (kapitel 6) bygger på teoretiska och praktiska studier samt intervjuer med såväl svenska som utländska aktörer. Följande frågor belyses:

- Hur är ett vindkraftverk uppbyggt?

- Vilka delmoment ingår i nedmonteringsprocessen
- Kostnadsposter och påverkande parametrar
- Vad finns det för värden att frigöra?
- Hur skiljer sig kostnaderna på land och till havs?
- Hur relaterar kostnaden till anläggningens storlek och typ?

Den tredje delen (kapitel 7) exemplifierar genom kalkyler för 4 olika typanläggningar, redovisar delkostnader, samt korrelerar olika huvudfaktorer med totalutfallet. Vidare diskuteras t ex ”learning curve-effekter” samt rekommendationer för kostnads- och intäktskalkylering. Kan en schablon tas fram för att göra framtida beräkningar?

Slutligen ges en översikt av finansiering och finansiella garantier. Grundförutsättningar och olika intressenters input: samhället/tillståndsmyndigheter, verksamhetsutövare respektive tredje part/markägare; analyseras. Olika former av garantier samt hur de relaterar till ovanstående presenteras.

I bilagor återfinns de arbeten, referenser med mera som rapporten bygger på. För att hålla samman texten har inte enstaka referenser redovisats i rapportens huvuddel.

4.3 Andra relevanta arbeten

Föreliggande rapport har samordnats med ett arbete kring teoretisk ekonomisk modellering avseende kostnader vid nedmontering av vindkraft och återställande av plats som utförts på Lunds Universitet och Lunds Tekniska Högskola. Det arbetet har i sin helhet bekostats av Consortis Producentansvar AB. Samordning har skett inom faktainsamling, intervjuer och kartläggning av nedmonteringsprocessen. Genom detta har kostnaderna för den här studien kunnat minimeras. För detaljinformation kring dessa delar samt för fördjupning i ekonomisk modellering hänvisas till detta arbete som i urval återfinns i bilaga 1.

Denna rapport behandlar dessutom en rad exempel och simuleringar för att ge ett användbart underlag.

Slutligen ger rapporten rekommendationer för dels vad nedmontering och återställande-ansvaret bör omfatta, dels hur kalkylen av framtida kostnader bör göras.

Notera att denna rapport behandlar såväl, nedmontering, bortforsling, återställande av plats som återvinning. Enligt de tillståndsgivande myndigheternas krav regleras endast återställande av plats men branschföreningarna anser att även de andra delarna bör kartläggas, dels för att ge ett trovärdigt komplett underlag och dels för att projektörer av flera skäl behöver få kontroll över de totala kostnaderna och intäkterna.

4.4 Slutsatser

Från intervjuerna som utförts kan en rad slutsatser dras. En är att det i Sverige finns lite erfarenhet om nedmontering av vindkraftverk och lite kunskaper om de ekonomiska konsekvenserna av framtida nedmonteringar. En annan är att existerande regelverk rörande nedmontering av vindkraftverk inte tillämpas uniformt samt att det trots detta och begränsad erfarenhet och kunskap ändå finns en uniform förväntan gällande nedmonteringsprocessen. Slående är också att de flesta som intervjuats förväntar sig att metallskrotvärdet täcker nedmonterings- och återställningskostnaderna trots den begränsade erfarenheten och studien av ämnet i fråga.

Tabell 1. Faktorer som påverkar intäkter och kostnader

Modell-parametrar	
Plats	Antal turbiner
Höjd	Generatorhusvikt
Växellåda eller ej	Typ av torn
Tornvikt	Rotorbladens vikt
Fundamentstyp	Fundamentsvikt
Avstånd till elnätet	Typ av externa kablar
Vikt på externa kablar	

För att bedöma de ekonomiska konsekvenserna av en nedmontering har tretton olika huvudparametrar valts ut för vilka kostnader och intäkter har identifierats. I dessa ingår; grad av återställande (t ex gällande fundament och kablar), anläggningens geografiska läge (land, hav och avstånd till elnät och återvinningsanläggningar), typ av torn (stål eller betong), tornhöjd, vikt på

generatorhus, mm. Kostnaderna är i relativt hög utsträckning proportionella mot märkeffekt, tornhöjd och vikt på generatorhus givet att andra parametrar hålls konstanta, något som dock sällan är fallet i verkligheten där varje anläggning är unik.

Potentiella intäkter vid nedmontering härrör i första hand från metallskrot då det idag inte finns en etablerad marknad för andrahandskomponenter. Metallpriserna fluktuerar kraftigt över tiden, t ex har priserna halverats från mars till november 2008. Intäkterna är inte på samma sätt som kostnaderna korrelerade till anläggningarnas grundparametrar.

Sammanvägt så visar studien att anläggningarna i verkligheten skiljer sig avsevärt från varandra (storlek, höjd, vikt, avstånd till elnätet osv) och att nettokostnaden därför inte på ett enkelt sätt låter sig schabloniseras.

En av de typanläggningar vi studerat är en 2 MW-anläggning med ståltorn på land som vid tiden för studien beräknas kosta cirka 700 000 kr att montera ned och forsla bort för återvinning samt återställande av platsen efteråt (nettokostnad per styck vid ett antal om 20 stycken och med metallpriser per november 2008, varav cirka 170 000 kr avser borttagning av fundament och återställande av plats). Med en investeringskostnad om 33 miljoner kr, ett utnyttjande om 2 500 timmar per år och en driftstid om 20 år motsvarar detta 2% av investeringskostnaden eller 0,7 öre per producerad kilowattimme.

En typisk havsbaserad anläggning som vi studerat är en 3MW-anläggning med ståltorn som för motsvarande nedmontering och återställning beräknas kosta cirka 1 500 000 kr per styck (nettokostnad per styck vid ett antal om 20 stycken och med metallpriser per november 2008 varav cirka 500 000 kr avser borttagning av fundament och återställande av plats). Med en investeringskostnad om 75 miljoner kr, ett utnyttjande om 3 500 timmar per år och en driftstid

om 20 år, motsvarar detta 2 % av investeringskostnaden eller 0,7 öre per producerad kilowattimme.

Allteftersom vindenergiområdet expanderar så blir det också viktigt att beakta de ekonomiska effekterna som kan uppstå i framtiden på grund av beslut idag. Trenden mot större vindkraftverk i betong och att lokalisera dem till havs har en mycket stor påverkan på kostnaderna för nedmontering. Dessa faktorer ökar kostnaderna drastiskt. Samtidigt är det också inom dessa området som de viktigaste utvecklingsstegen tas, varför detaljerade studier av de ekonomiska konsekvenserna av nedmontering av vindkraftverk är viktigare än någonsin att beakta.

Med denna studie är nu aktiviteterna väl kartlagda liksom kostnaderna för varje delmoment och intäktsmöjligheterna. Varje anläggning bör kalkyleras separat för att ge en korrekt bild av nettosituationen; att schablonisera skulle innebära att en för hög grad av säkerhet skulle krävas för ett stort antal anläggningar vilket troligtvis inte skulle accepteras.

Svensk Vindkraftförening och Svensk Vindenergi, har mot bakgrund av studien, tillsammans utarbetat kalkylförutsättningarna och formulerat ett antal rekommendationer, dessa återfinns i kapitel 8.3.

Utifrån ovanstående kalkyler kan nivån på finansiella garantier fastställas. I ett fortsättningsarbete behöver dock även reglerna och formerna för de finansiella garantierna att fastställas för att lagstiftningen ska kunna tillämpas på ett för samtliga intressenter acceptabelt sätt.



Nedmontering av torn (Källa: Consortis)

5 Kravsituationen

5.1 Kartläggning av myndigheters krav på planering och finansiering av nedmontering

Tillståndsprcessen innebär att verksamhetsutövaren söker bygglov enligt plan- och bygglagen. För anläggningar under 25 MW krävs utöver detta en anmälan där miljöeffekter beskrivs. För anläggningar över 25 MW behövs tillstånd efter miljöprövning mot miljöbalken. I de fall ansökan görs och skall prövas mot miljöbalken så kan tillståndsgivande myndighet ställa krav på finansiella garantier för nedmontering och återställande av plats. Det är vanligt att prövningen av ansökan för att uppföra större anläggningar överklagas och följer prövningsprocessen kommun, länsstyrelser, miljödomstolar och regeringen.

5.2 Tillståndsprcessen

Tillståndsprcessen för vindkraft är under utredning från regeringen och ett delbetänkande finns (SOU 2008:86). I betänkandet finns i kapitel 3.3.6. referenser till 16 kapitlet 3§ miljöbalken där ekonomiska säkerheter för återställning behandlas.

”Ett tillstånd kan enligt 16 kap 3§ miljöbalken för sin giltighet göras beroende av att tillståndsinnehavaren ställer ekonomisk säkerhet för kostnader för återställningsåtgärder som verksamheten kan föranleda. Säkerheten ska godtas om den visar sig betryggande för sitt ändamål. I praktiken är bankgaranti eller borgensåtagande vanligast. Om det är ändamålsenligt får säkerheten ställas successivt efter en plan som vid varje tillfälle tillgodoser det aktuella behovet av säkerhet. Säkerheten prövas av tillståndsmyndigheten. Om det visar sig att ställd säkerhet är otillräcklig kan tillståndsmyndigheten enligt 24 kap. 5§ 12 genom omprövning besluta om ytterligare säkerhet. Staten, kommuner, landsting och kommunalförbund behöver inte ställa säkerhet. Reglerna om ekonomisk säkerhet gäller tillstånd, godkännande och dispenser enligt miljöbalken eller enligt föreskrifter meddelade med stöd av balken. Vindkraftverk som anläggs efter en anmälan enligt miljöbalken kan således inte omfattas av krav på ekonomisk säkerhet enligt 16 kap. 3§ miljöbalken. PBL innehåller inte föreskrifter om ställande av säkerhet för återställningsåtgärder. Av miljödomstolarnas och Miljööverdomstolens praxis framgår att det är relativt vanligt att domstolen ställer krav på ekonomisk säkerhet vid tillståndsgivning för vindkraftverk. Vid regeringens tillståndsprövning enligt lag om Sveriges ekonomiska zon för anläggandet av 108 vindkraftverk på Stora Middelgrund i Kattegatt ställdes krav på ekonomisk säkerhet om sammanlagt 102 miljoner kr uppdelat på två tillfällen om 51 miljoner kr vardera”.

I tillståndsprcessen förekommer krav på planer och ekonomiska garantier för framtida nedmontering och återställande av plats i olika grad beroende på vilken tillståndsgivande myndighet som ansvarar.

5.3 Ansvarskedjan

Ansvar för att montera ner en vindkraftanläggning vilar i första hand på verksamhetsutövaren/ägaren eftersom det är denne som har sökt och fått ett med nedmonteringsansvar villkorat tillstånd för att etablera anläggningen och driva den. Om denne inte kan fullfölja sitt åtagande är det markägaren som har ansvaret för nedmontering, bortforsling och återställande av plats. I sista hand är det samhället som ansvarar, t ex om markägaren inte kan ta sitt ansvar och det föreligger miljörisker eller andra risker med att anläggningen står kvar.

Kraven på nedmonterings- och återställandeansvar finns alltså både från myndigheter i samband med tillståndsgivning och från markägare i samband med förhandling och skrivande av arrendekontrakt.

5.4 Resultat från intervjuer och dokumentation

Enligt de intervjuer som genomförts varierar kraven från 50 000 kr (0 kr) till över 3 miljoner kr per anläggning. Villkoren för nedmontering är vanligtvis angivna i tillståndet, ofta i väldigt allmänna ordalag. Detta beror på att den framtida användningen av platsen är oklar. Från intervjuer och dokumentation framgår att det alltid finns krav på att montera ned blad, generatorhus och torn. Krav att ta bort fundament och kablar varierar. Det finns inga specifikationer gällande hur turbin och annan materiel ska tas om hand efter att det är nedmonterat. Resultatet visar tydligt att ingen enad modell finns. Några uttalanden gällande nedmontering presenteras nedan.

5.5 Uttalanden från tillståndsgivande myndigheter

Vänersborgs Tingsrätt

”Senast två år efter att elproduktionen har upphört skall vindkraftverken, maskinhus, transformatorer, ledningar och annan utrustning ha avlägsnats. Fundamenten och platserna för vindkraftverken skall ha anpassats till omgivande naturmiljö. Arbetet skall utföras i samråd med markägaren och tillsynsmyndigheten.”

Östersunds miljödomstol

”Kostnaderna varierar väldigt mycket. Regeringen beslutade för ett antal år sedan i ett mål om vindkraftverk till havs, att säkerheten skulle uppgå till mellan 3 och 4 miljoner kr per verk. Här i Östersund beslutade vi om att vindkraftverk på land skulle ha ett säkerhetsbelopp av 75 000 kr per verk om jag inte missminner mig. Skillnaden beror ju på att det är avsevärt dyrare att ta bort fundamenten till havs än vad det är att ta bort dessa fundament på land. Dessutom varierar transportsträckorna. Nu torde säkerhetsbeloppen ligga på runt 200 000 kr skulle jag tro för vindkraftverk på land, men jag gissar att det skiljer sig rätt avsevärt även här.”

Kronobergs län

”Vad gäller krav på nedmontering av vindkraftverk, styrs det av både miljöbalken och Plan- och Bygglagen. När en verksamhet får ett tillstånd enligt miljöbalken brukar ett villkor i tillståndet vara att en återställning av platsen skall ske, och enligt PBL kan ett rivningslov komma att krävas för att montera ned vindkraftverket. I det tillstånd

som vi har givit fanns det med som villkor att när elproduktionen upphör skall vindkraftverk, maskinhus, transformatorer, ledningar, fundament och annan utrustning avlägsnas samt att vägar återställs.”

Östergötlands län

”Ett väldigt kort svar jag kan ge är att vi inte har så särskilt stor erfarenhet av borttagning eller rivning av vindkraftverk. Det är dock väldigt vanligt att de sökande anger just den begränsade tiden, ca 25 år, som en omständighet när skada på landskapsbilden mm diskuteras. Sen är det vanligt att tillståndsbeslut (enl 9 kap miljöbalken) förenas med ett villkor om att verket ska tas ner den dag det inte längre är i drift. Någon säkerhet för detta har dock inte krävts. I ett fall har borttagning av ett befintligt vindkraftverk i närheten funnits med som ett villkor för att få tillstånd att uppföra ett nytt (större).”

Miljödomstolen i Växjö Tingsrätt meddelade domslut i december 2002 gällande ansökan om tillstånd enligt miljöbalken att utföra och driva en gruppstation för vindkraft på Lillgrund i Öresund, Malmö kommun, Skåne län. Villkoren hade fastställts av Regeringen. Ur domslutet kan läsas följande:

”Åtgärder för återställande skall vidtas vid en nedläggning av verksamheten vid gruppstationen. Verksamheten skall anses som nedlagd om verksamhet för elproduktion inte har bedrivits under ett år. Länsstyrelsen i Skåne län får beslut i vilken omfattning anläggningarna för gruppstationen inklusive fundament och kablar skall tas bort och vilka övriga åtgärder som krävs för att återställa havsbotten i så nära ursprungligt skick som möjligt. Bolaget skall senast den 1 januari 2004 hos Länsstyrelsen i Skåne län ställa säkerhet för kostnader om 175 miljoner kronor i 2001 års prisnivå för rivning och återställande samt för eventuell nödvändig sjömätning i samband med en nedläggning av verksamheten.”

Länsstyrelsen Västernorrland 2006

”När verksamheten i sin helhet eller någon del av denna upphör skall detta i god tid innan anmälas till tillsynsmyndigheten. Hur verksamheten ska avslutas samt området återställas skall ske i samråd med tillsynsmyndigheten.”

Nacka Tingsrätt 2007

”Åtgärder för återställande av området skall vidtas vid nedläggning av verksamheten. Verksamheten skall, utöver när tillståndet upphör att gälla, även anses som nedlagd om elproduktion inte har bedrivits under ett år. Skriftlig anmälan, omfattande en arbets- och tidsplan, skall göras till tillsynsmyndigheten senast en månad innan vindkraftverken permanent tas ur drift. Av anmälan skall framgå vilka åtgärder som avses vidtas för att återställa området. Återställningsåtgärder skall genomföras i samråd med den kommunala byggnadsnämnden. Senast två år efter respektive vindkraftverks nedmontering skall återställningen vara utförd.”

Intentioner att nedmontera turbiner med en effekt över 125 kW måste rapporteras till tillsynsmyndighet genom en rivningsansökan som måste godkännas. Detta krav gäller vare sig specifika nedmonteringskrav stipulerades av tillsynsmyndigheten när den gav sitt tillstånd för uppförandet, eller inte. I planen ska tillståndsinnehavaren beskriva hur nedmontering ska ske och hur skrot ska tas om hand. (Plan- och bygglagen (1987:10) 1.4) I detta slutgiltiga skede tas beslut om till vilken grad nedmontering och återställning ska ske. Som exempel på hur nedmonteringen kan beskrivas ges ett exempel nedan:

Sölvesborgs Kommun 2007

”... förutom borttagande av vindkraftverk med fundament skall botten rensas från betongskrot och annan förorening. Stagen till tripoden skall kapas vid bottennivån så att nät eller andra fiskeredskap inte kan fastna.

Botten skall utjämnas med befintlig makadam. Kabeln som förbinder verket med land skall tas upp från verket och ca 25 m upp på land. Boden i anslutning till hamnens parkering skall borttransporteras.”

Tillståndsinnehavaren är ansvarig för nedmonteringen av turbinen. I detta ansvar ryms också kostnader för nedmonteringen. För att säkerställa att det finns finansiella tillgångar när turbinen ska monteras ned så kan tillståndet villkoras av en finansiell säkerhet. Säkerheten är en garanti för att kostnaden för miljöskador och återställning ska täckas av tillståndsinnehavaren. Nedan visas ett exempel på hur ett tillstånd kan villkoras med kravet på en säkerhet:

”Tillstånd, godkännande eller dispens enligt balken eller enligt föreskrifter meddelade med stöd av balken, får för sin giltighet göras beroende av att den som avser att bedriva verksamheten ställer säkerhet för kostnaderna för det avhjälpande av en miljöskada och de andra återställningsåtgärder som verksamheten kan föranleda. (Miljöbalken (1998:808) 16.3)”

Intervjuerna som genomfördes visade att säkerheter endast krävs ibland och då oftast när tillståndet ges av miljödomstolarna. Endast tre länsstyrelser har angett att de villkorar tillstånd på detta sätt (Norrbotten, Västerbotten och Jämtland) Vad gäller de kommuner som intervjuats så har vi funnit att inga av dem angav att de villkorar ett tillstånd. För de tillstånd som är villkorade, så varierar storleken på den finansiella garantin mellan 50 000 kr upp till 1,3 miljoner kr per installerad turbin. Storleken på säkerheten är större i den norra delen av landet.

Nedan presenteras utdrag gällande finansiella säkerheter:

Nacka Tingsrätt 2007

”Sökande skall ställa säkerhet om sextiofemtusen (65 000) kr per vindkraftverk för nedmonteringskostnader och återställande av markytor m.m. Säkerheten skall bestå av utfästelse från bank, s.k. bankgaranti. Säkerheten skall förvaras av Länsstyrelsen Dalarnas län. Tillståndet får inte tas i anspråk innan säkerhet ställs.”

Länsstyrelsen Norrbotten 2007

”Miljöprövningsdelegationen beslutar att tillståndets giltighet är beroende av att bolaget ställer säkerhet i form av ett spärrat bankkonto. Säkerheten ska täcka kostnaderna för efterbehandling eller andra återställningsåtgärder som verksamheten kan föranleda.

Innan dess att ett vindkraftverk tas i drift ska 300 000 kronor i 2008 års penningvärde sättas in på det spärrade bankkontot. Totalt 3,6 miljoner kronor under förutsättning att samtliga tolv verk anläggs.

Vidare ska bolaget för varje idrifttaget verk avsätta 100 000 kronor per år i 2008 års penningvärde under tio års tid med start det elfte året efter idrifttagandet av respektive verk. Bolaget ska årligen till tillsynsmyndigheten redovisa vilka avsättningar som har gjorts till det spärrade bankkontot.

Säkerheten ska ställas till länsstyrelsen och förvaras hos länsstyrelsen”.

Svea Hovrätt 2007

”... säkerhet bör ställas på så sätt att bolaget efter det femte året fram till och med det femtonde året på ett spärrat konto avsätter 150 000 kr per år och verk.”

Storleken på säkerheten är vanligtvis baserad på beräkningar gjorda av operatören. Dessa estimat granskas sedan och justeras om det bedöms nödvändigt av tillståndsgivande myndighet. Beräkningarna av operatören är mestadels inget annat än grova överslagsberäkningar. Intervjuer med operatörer ger vid handen att det finns en svår brist på praktisk erfarenhet inom nedmonteringsområdet. Dessutom verkar ingen känna till kostnaderna relaterade till nedmontering av vindkraftverk. Till viss del så kan detta förväntas då endast ett fåtal vindkraftverk blivit nedmonterade i Sverige. Det finns dock fler osäkerhetsfaktorer. Det faktum att det finns vaga kriterier för nedmontering och återställning ökar svårigheten i att prognostisera kostnader. Påverkan av tidsåtgång på nedmonteringskostnaden samt potentiella intäkter från försäljning av överblivet material är också en stor osäkerhetsfaktor.

Kravet på en säkerhet ökar sannolikheten att det finns finansiella resurser tillgängliga att täcka nedmontering i framtiden. Om ingen garanti ges så vilar hela finansieringen av nedmonteringen på eventuella finansiella resurser som finns i organisationen vid tiden för nedmonteringen. Kostnader för miljöhänsyn har prioritet framför andra krav vid en konkurs. Det är dock oklart vad som gäller ifall det saknas tillräckliga medel för att täcka en nedmontering.

Av intervjuerna så framgår att både fastighetsägaren och staten anses vara potentiella kandidater för att täcka nedmonteringskostnader. Här förtjänar att nämnas att fastighetsägaren i många fall är en privatperson som arrenderar ut ett stycke land där vindkraftverket är lokaliserat.

Många av länsstyrelserna och kommunerna som intervjuats och speciellt de som inte krävt någon finansiell säkerhet förväntar sig att nedmonteringskostnaden ska täckas av skrotvärdet. Det är oroande att detta antagande gjorts utan något tillförlitligt underlag. Inga av de intervjuade kunde hänvisa till någon studie på området och ingen kunde uppskatta kostnaderna för nedmontering.

5.6 Sammanfattning av tillståndsgivarnas kravsituation

Kraven som ställs på återställande av plats varierar över landet, från mycket konkreta krav med fastställda belopp till inga krav alls. De flesta tillståndsprövande myndigheter har bra kunskap om gällande lagrum men det saknas ofta riktlinjer för kravställning. Det förekommer sammanfattningsvis både att krav ställs och det inte ställs krav. I de fall krav ställs på ekonomiska garantier så varierar kraven från 50 000 kr till över 3 miljoner kr per turbin.

5.7 Andra intressenter

Investerare

Vid en investeringsbedömning är det ofta viktigt att göra en livscykelkostnadskalkyl. Kalkylen påverkar projektets totala lönsamhet och kapitalbehov. Utfallet av kostnader måste också periodiseras så att kassaflödet kan planeras. Det är således en väsentlig parameter att ta ställning till om avsättningar skall göras vid etableringstidpunkten eller om kostnaden tas vid nedmonteringsstillfället.

Finansiärer

Ovanstående gäller även för parter som lånar ut pengar till vindkraftprojekt. I synnerhet bör det beaktas att lån till förvärv av befintliga anläggningar påverkas av om det är kort tid till en förväntad eller oförutsedd nedmontering.

Markägare

Om verksamhetsutövaren inte kan fullfölja sitt ansvar att montera ned en anläggning och återställa platsen så är det markägaren som har ansvaret och som kan åläggas att genomföra dessa aktiviteter. Det är vanligt men inte generellt koordinerat, att det ställs krav i arrendeaftalet på nedmontering och återställande av plats. Det är dock idag inte alltid fallet att man i praktiken ställer krav på finansiella garantier även om det finns standardklausuler i många arrendekontrakt. Detta beror främst på en osäkerhet om hur kraven ska formuleras.

Citat från LRF

”I många arrendekontrakt avsättes 100 000 för ståltorn och 300 000 för betongtorn för nedmontering”

Allmänheten

”Det kan bli baksmällan på vindkraftboomen, varnar kritiker. I dag finns ingen nationell policy för hur uttjänta verk ska monteras ned.

– Det kommer att bli svensk natur med industriella vrak i, säger Lars Ettarp, ordförande i föreningen Svenskt landskapsskydd (FSL).

I nuläget är vindkraftverk med en effekt på mindre än 25 megawatt – det vill säga knappt en fjärdedel av effekten i Sveriges största vindkraftpark Lillgrund – befriade från miljöprövning. Det innebär att det inte krävs någon finansieringsplan för återställande av platsen när verket inte längre används.”

– Säkert hälften av alla vindkraftverk som byggs i dag är under 25 megawatt. Det kommer att bli som skrotbilar i naturen, säger Ettarp

Energimyndigheten

Vem ska ta hand om alla gamla vindkraftverk?

Av Erik Klefbom, Miljöaktuellt 2008-09-30

Miljöteknik Fem frågor till Lars Alfrost, Energimyndigheten, om vem som ska ta hand om alla pensionerade vindkraftverk.

Vem ska ta hand om skrotet från gamla vindkraftverk?

Vindkraftverk med en effekt under 25 MW är befriade från miljöprövning och behöver inte avsätta pengar för att montera ned och skrota anläggningen när de tjänat ut.

I Danmark finns kyrkogårdar med gamla rostiga vindkraftverk som ingen vill kännas vid.

Ska det bli så i Sverige också?

– Projektören ska återställa platsen, riva fundamentet ned till en viss nivå och täcka över med jord för att få tillbaka växtligheten. Men det finns inga krav på att sätta undan pengar för ändamålet. Det är en lucka i lagen. I tillståndsprövningen tittar man enbart på lönsamheten i att uppföra och driva anläggningen, säger Lars Alfröst på Energimyndigheten.

– Problemet är att ingen räknar med denna kostnad. Den borde vara reglerad i lagen. Det borde fungera så att projektören ska återställa platsen så att han eller hon inte smiter undan sina åtaganden. Vi måste se till att utveckla riktlinjer och en praxis för detta.

Vad kostar det att skrota ett vindkraftverk?

– Vi brukar räkna med 200 000 kronor för att montera ned ett verk. Men jag har tittat närmare på två tillstånd och i det första står ingenting annat än att projektören är skyldig att återställa platsen. I det andra fallet avsätter projektören 1,3 miljoner kronor för varje verk som skrotas. Men det tycker jag låter mycket. Det kan i och för sig vara dyrt att återställa platser i skogsmiljö högre upp i landet.

Finns det någon ekonomisk mekanism i de avtal som upprättas mellan entreprenörer och markägare?

– Det vet jag inte. Men det borde det göra. På samma sätt som det krävs för service och underhåll och att det inte är något som sköter sig självt.

– Det är speciellt viktigt eftersom vi tror att många av vindkraftverken kommer att byggas i liten skala, kanske ett par tre stycken. Det gör det ännu mera angeläget att säkerställa ekonomin för skrotning och nedmontering, säger Lars Alfröst.

5.8 Sammanfattning av andras krav

Kunskap och kravställande från andra aktörer än tillståndsgivande myndigheter skiljer sig inte nämnvärt från de som myndigheterna uppvisar.

5.9 Tillämpning och framtiden

Resultatet av intervjuerna visar tydligt att ingen enad modell finns för tillämpning av lagstiftningen som berör nedmontering av vindkraftverk. Miljöminister Andreas Carlgren har som svar på en fråga i Riksdagen sagt att han anser att befintlig lagstiftning är tillräcklig om den tillämpas på ett korrekt sätt.

2006/07:943 Uttjänt vindkraft (2007-04-12)

Miljöminister Andreas Carlgren

Sinikka Bohlin har frågat mig vilka åtgärder jag avser att vidta för att uttjänta svenska vindkraftparker ska kunna nedmonteras på ett effektivt och miljövänligt sätt.

En vindkraftpark är en tillståndspliktig eller anmälningspliktig verksamhet enligt miljöbalken. Det är den som driver vindkraftsanläggningen som är verksamhetsutövare och därmed ansvarig för att ta hand om vindkraftverken när de har tjänat ut. Det ingår i kraven för en tillståndsansökan att redogöra för den miljöpåverkan som kan tänkas uppkomma vid drift och avveckling av vindkraftparken. För de anmälningspliktiga verksamheterna finns inte ett sådant krav på miljökonsekvensbeskrivning. Tillsynsmyndigheten har dock möjlighet att kräva att vindkraftparken tillståndsprövas om de bedömer att verksamheten medför risk för betydande föroreningar eller andra betydande olägenheter för människors hälsa eller miljön.

Ett tillstånd för en vindkraftsanläggning kan förenas med villkor. Den tillståndsgivande myndigheten har möjlighet att föreskriva att nedmonteringen av vindkraftsanläggningen ska ske på ett lämpligt sätt. Ett tillstånd

får även göras beroende av att den som bedriver verksamheten ställer en säkerhet för kostnaderna för efterbehandling och andra återställningsåtgärder. För de anmälningspliktiga vindkraftverken kan tillsynsmyndigheten föreskriva om försiktighetsmått med motsvarande innehåll. Miljöbalken ställer även krav på att alla som bedriver eller har bedrivit en verksamhet som medfört skada eller olägenhet för miljön har ett ansvar till dess att skadan eller olägenheten har upphört.

Jag anser att det finns befintlig lagstiftning som ger tillräckliga möjligheter för att se till att uttjänta vindkraftverk tas om hand och återvinns på ett miljömässigt bra sätt men att tillämpningen av dessa hittills har varit begränsad. Jag kommer att följa frågan för att se hur tillämpningen utvecklas och vid behov vidta åtgärder.”

I Riksdagen har också motionerats om att producentansvar borde införas för vindkraftverk. Liknande motioner har tidigare avslagits. Ett av skälen till detta är att det inte varit självklart vem som skulle räknas som ”producent”; leverantör av turbin, projektör, beställare, verksamhetsutövare osv.

Motion 2008/09: MJ443 Producentansvar för vindkraft

av Sinikka Bohlin (s)
Producentansvar för vindkraft

Förslag till riksdagsbeslut

Riksdagen tillkännager för regeringen som sin mening vad som anförs i motionen om behovet av ekonomiska garantier och riktlinjer gällande producentansvar för vindkraften.

Motivering

Det finns ett behov av ekonomiska garantier som säkerställer att vindkraftverk monteras ned och återvinns den dag tekniken inte längre är gångbar. Om vindkraften ska byggas ut enligt de planer som finns är det nödvändigt att i förhand också säkerställa återställandet med ekonomiska garantier.

Insikten om att det krävs ekonomiska garantier för återställande av vindkraft finns redan i dag, men det saknas tydlig praxis och lagstiftning. När nya ansökningar om tillstånd att etablera vindkraftverk prövas ställs inte med automatik samma krav på ekonomiska garantier för återställande. Inom nuvarande lagstiftning finns det flera exempel på krav på ekonomiska garantier vid avveckling av verksamheter. Ett exempel är avveckling av kärnkraften, där riksdagen redan från början beslutade att elproducenter måste fondera medel för avveckling. Ett annat exempel är försäkringslösningar inom fordonsindustrin och elektronikindustrin.

Vindkraften som energikälla är en viktig del i den pågående utbyggnaden av förnyelsebar energi och en viktig del i regeringens politik för en hållbar utveckling. Om frågan om återvinning och producentansvar inte omfattas i bedömningen av tillstånd minskar också trovärdigheten för vindkraften som miljömässig energikälla.

Stockholm den 6 oktober 2008 Sinikka Bohlin (s)”

6 Nedmonteringsprocessen, kostnader och intäkter

Information har samlats ihop från tillverkarna med största marknadsandel i Sverige; Vestas och Enercon. Ungefär 45 % av de historiskt installerade vindkraftverken i Sverige är tillverkade av Vestas. Enercon är på andra plats med en historisk marknadsandel om 20 %. Under senare år så har Enercon ökat sin marknadsandel och Enercon stod år 2007 för ungefär 50 % av alla nyinstallationer. Information om vindkraftverk från tillverkaren Nordex har också granskats även om dessas utbredning varit begränsad i Sverige.

6.1 Vindkraftverkets olika delar -översikt

Ett vindkraftverk kan schematiskt anses bestå av följande delar:

Rotor

Nav

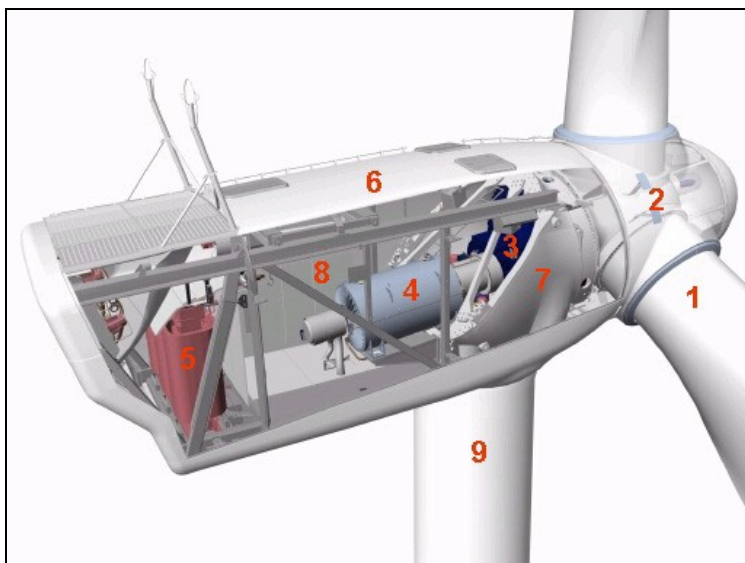
Generatorhus

Torn

Fundament

Kablar

Transformatorstation



Figur 1. Schematisk bild av en vindkraftsturbin (Källa: Vestas produktblad)

6.2 Rotorblad

Rotorbladen är vanligtvis gjorda av glasfiberarmerad polyester, ett material bestående av fiberglasmattor impregnerat med material som polyester eller epoxi. I större blad så föredras kolfiber framför glasfiber på grund av dess lättare vikt och trä-epoxy laminat kan också användas.

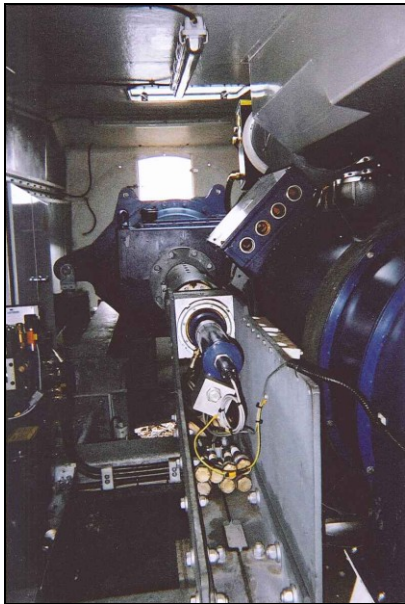
6.3 Nav och generatorhus

Navet där rotorbladen fästs är oftast gjutet i järn eller stål. Navet sitter på en stålaxel som överför rörelsen till generatormotorn direkt eller via en växellåda. Navet innesluts i en kapsel tillverkad av kompositmaterial eller aluminium.

Växellådan är tillverkad i järn och stål till lika stora delar. Växellådans roll är att optimera generatorns drifttal vid olika vindförhållanden. I kraftverk utan mekanisk växellåda sker optimeringen elektriskt i generatormotorn vilket medför att denna är större än en motsvarande i kombination med en växellåda.

Generatormotorn utgörs av gjutjärn, stål, och lindning samt anslutningar i koppar.

Totalvikten av nav, generatormotorn och rotor kan variera mellan 200 och 400 ton för ett större vindkraftverk (5 MW).



Detaljer från generatormotorn (Källa: Consortis)

6.4 Styrutrustning

Vindkraftverket styrs av elektriska och elektroniska komponenter. Komponenterna återfinns både i generatormotorn och ofta innanför tornets nedersta del.

Komponenterna i generatormotorn är monterade i en stålstruktur och skyddade mot väder och vind av ett hölje av komposit.

6.5 Torn

- Stål

Ståltorn varierar i höjd upp till 120 meter. För turbiner med en märkeffekt på 600 kW eller mer så är höjden på tornet ungefär lika med diametern på rotorn. Ståltorn tillverkas i cylindersektioner om 20-30 meter som bultas ihop till större enheter. Vid högre konstruktioner än 100 meter krävs att torndiametern överstiger 4 meter i

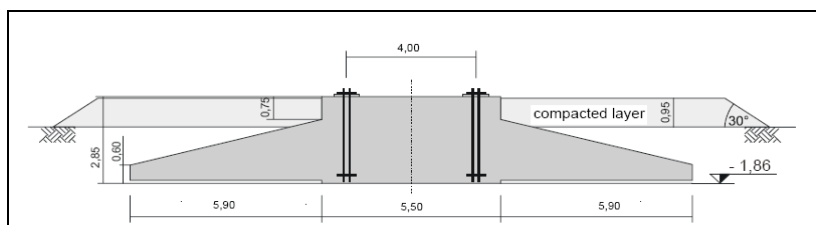
nedersta delen vilket överstiger vad som normalt kan transporteras på våra vägar. Vikten på tornet har för de vindkraftverk som ingått i studiet varierat mellan cirka 60 ton och cirka 300 ton.

- Fackverk
Torn med fackverkskonstruktion kräver ungefär hälften så mycket stål jämfört med ett tubformat torn, för att uppnå samma styvhet. Trots kostnads fördelarna med denna typ av torn så är användningen begränsad på grund av estetiska skäl.
- Hybridtorn med stål och betong
Användningen av betong i torn har fått ökat intresse efter hand som turbinstorleken skapar problem i tillverkning och logistik relaterad till ståltorn. Konstruktionen av betongtorn varierar men tornen är vanligtvis gjorda av armerade betongblock. Toppsektionerna av dessa torn är vanligen gjorda av stål. Hybridtornet som används i Nordex 5 MW turbin utgörs av cirka 800 m³ betong och 130 ton armeringsjärn

6.6 Fundament

Markförhållanden på platsen i fråga och typen av torn, bestämmer vilken fundamenttyp som kan användas. Fundamentet är nödvändigt för att säkra stabiliteten för vindkraftverket. Fundamentbasen kan väga flera hundra ton och är nergrävt i marken. Endast en liten del av fundamentet är synbart ovan mark eller havsnivå.

På land används oftast en betongplatta



Figur 2. Fundament (Källa: Nordex)

För tubformade torn (av stål eller hybrider av stål och betong) består fundamentet av en enhet. Fackverkskonstruktioner däremot, använder fyra mindre fundament. För tubformade torn (av stål eller hybrider) består fundamentet av en enhet. Fackverkskonstruktioner däremot, använder fyra mindre fundament. Materialen som användes i de studerade tubformade tornen varierade mellan 27 ton och 66,5 ton av armerat stål samt mellan 330 kubikmeter och 475 kubikmeter betong. En fackverkskonstruktion med en höjd om 105 m använde fyra mindre fundament bestående av totalt 26,5 ton stål samt 380 kubikmeter betong.

Till havs dominerar två typer:

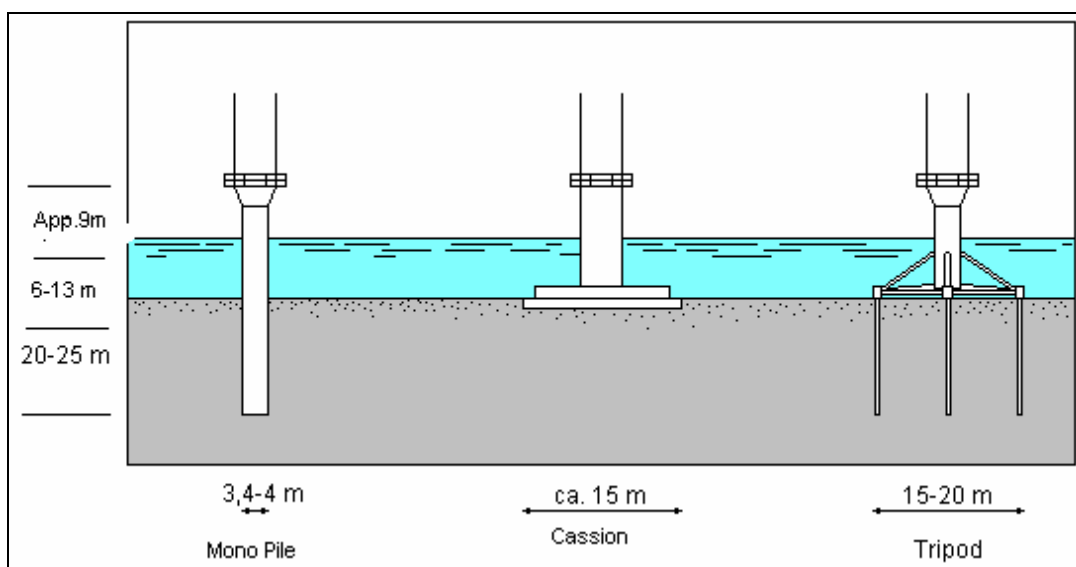
”Monopiles” är den överlägset mest använda typen av fundament till havs. Dessa är de mest kostnadseffektiva vid djup upp till 20 m. Monopile-fundament är konstruerade speciellt för den turbin som ska monteras, vilket gör det svårt att återanvända dem. I grunden är monopile en lång stålpelare som hamras ner i havsbotten. Denna fundamentstyp har vanligtvis en

diameter av 4-6 meter och är därmed marginellt större än diametern på tornet. Längden av den nersänkta delen av fundamentet beror på djupet och typen av botten men vanligtvis körs den ner 25-30 meter.

Gravitationsfundament eller kassun För kassunfundament så stabiliseras tornet av fundamentets tyngd. Det finns två olika typer av kassunfundament; gravitationsfundament och undertrycksfundament. Gravitationsfundamentet har en massiv stål eller betongbas som stabiliserar tornet. För denna typ säkras vikten i sig stabiliteten på tornet. Fundamentet består ofta av fack som är fyllda med ballast för att öka vikten. Dessa fundament kan som exempel väga 2000 ton för ett mindre vindkraftverk med en märkeffekt om 2 MW och 3500 ton för ett större vindkraftverk med en märkeffekt om 5 MW.

Även tripoder förekommer, det vill säga att tre ben ställs på eller pålas ner i havsbotten. Tripodkonstruktionen används framförallt gas- och oljeinstallationer men är ansedd som en intressant fundamentstyp för vindkraftverk. Totalvikten för denna konstruktion är cirka 30 % lägre än för monopile-fundament.

Mellan fundamentet och tornet finns en stålkonstruktion som håller samman dessa delar



Figur 3. Fundamenttyper till havs (Källa: Vestas)

6.7 Kablar

Interna kablar är de kablar som sammanbinder olika turbiner i en vindkraftpark med varandra och med en central relästation/transformatorstation. Interna kablar är i allmänhet nergrävda.

Externa kablar avser kablar som för elström från anläggningen till det allmänna elnätet. Dessa kablar kan vara nedgrävda eller luftledning. De externa kablarna kan både ägas av vindkraftverksägaren eller ägaren av elnätet, såsom Vattenfall or E.ON.

Behovet av kablar beror på antalet turbiner, placeringen av turbinerna, och avståndet till elnätet. De tidigare nämnda faktorerna avgör vikten på kablarna, vilken kan ligga på mellan 30-90 kg per meter. Som exempel: vikten för kablarna vid Lillgrund är 70 kg per meter och

består av 15 % koppar, 30 % bly, 27 % stål och 22 % plast. De mindre kablar som används mellan turbinerna vid den havsbaserade vindkraftsparken väger ca 15 kg per meter och 19 % av vikten utgörs av koppar, 43 % av stål, och 15 % plast.

Det huvudsakliga materialet i kablarna är aluminium och koppar, stål och plastisolering. För landbaserade installationer så är vanligtvis aluminium det använda ledningsmaterialet i Sverige. I dessa fall är kablarna lättare och plastisoleringen utgör en väsentlig del av kabelvikten. Vid svenska havsbaserade anläggningar används vanligen koppar som ledningsmaterial och vikten på dessa kablar är högre än för de som används vid landbaserade anläggningar.

6.8 Transformatorstation

Transformatorstationen transformerar elektricitet mellan olika spänning. Det finns två typer: oljebad respektive epoxy-isolering. Oljevarianten kräver att man har ett uppsamlingskärl under och att man sanerar eventuellt spill efter att man monterat bort den. Epoxy-varianten är dyrare i inköp men har ett högre andrahandsvärde så länge som det finns en efterfrågan. Metallinnehållet i denna har dock i sig ett mindre värde eftersom det är svårt att få ut det ur epoxyn. Metallinnehållet varierar med storleken på transformatorstationen. Som exempel kan nämnas att en transformatorstiosk som omvandlar strömmen från 690 V till 30 kV innehåller upp till cirka ett ton koppar medan en större transformatorstation för omvandling från 30kV till 400 kV kan innehålla 15 ton koppar. Med en livslängd på transformatorer på cirka 40 år finns en andrahandsmarknad.

Lägsta andrahandsvärdet är i paritet med metallskrotvärdet. I övrigt är andrahandsvärdet också beroende av efterfrågan och typ. Det kan konstateras att 690 V (nya EU-normen) inte har slagit i Sverige generellt och att begagnatmarknaden därför blir beroende av vindkraftutbyggnaden.

För havsbaserade anläggningar är transformatorn placerad på en plattform där storleken kan vara cirka 20x28x7 meter. Fundamentet för plattformen består av tre ben som är sammankopplade genom en fackverkskonstruktion. Fundamentet och plattformen består av stål, rostfritt stål, aluminium samt armerad betong.



Detaljer från el-central (Källa: Consortis)

6.9 Avvecklingsprocessen kan delas upp i följande huvud- och underaktiviteter

Den ekonomiska kalkylen för nedmontering, bortforsling, återställande av plats och återvinning kan översiktligt se ut som följer:

6.9.1 Ekonomisk kalkyl

Den ekonomiska kalkylen kan enkelt sett delas upp i intäcks- och kostnadsposter. För ett vindkraftverk kan det se ut som följer:

Intäkter	Kostnader
Koppar	Krankostnader
Stål	Transportkostnader
Aluminium	Arbete
Järn	Maskinkostnader för återställande av plats
	Kostnader för upparbetning, återvinning och deponi
	Försäkringar mm

Nettot av dessa parametrar bestämmer om det blir ett positivt eller negativt utfall. För att kartlägga dessa parametrar i detalj har en ABC-analys genomförts (Activity Based Costing). Den huvudsakliga skillnaden mellan ABC och traditionella kostnadsmetoder är att ABC-kalkylering allokteras på ett direktare sätt. Orsak och effekt mellan aktiviteter som utförs och kostnader som uppkommer undersöks. Analysen redovisas i sin helhet i bilaga. De parametrar som bör beaktas redovisas nedan. Delmomenten i ABC-analysen och ingångsparametrar beskrivs därefter enligt samma modell.

6.9.2 Kostnadsfaktorer

Övergripande parametrar

Återställandegrad

Kostnaden för återställande varierar kraftigt med den grad av återställande som beslutas. De stora delmomenten är:

- Nedmontering
- Borttagning av interna kablar
- Borttagning av externa kablar
- Borttagning av fundament
- Återställande av plats, inklusive tillfartsvägar etc

Speciella krav

Speciella krav som ställs kan vara kostnadsdrivande, t ex i känsliga miljöer eller att arbetet endast får pågå under speciella tider. Dessa typer av krav har generellt utelämnats i denna sammanställning.

Fysiska kostnadsparametrar

De fysiska parametrar som påverkar hur det ekonomiska utfallet skall bli är:

- Anläggningens geografiska belägenhet (påverkar transportbehovet och tillgängligheten)
- Antal turbiner (ju fler turbiner som ska tas ner samtidigt desto lägre transport- och etableringskostnader för kran)
- Tornmaterial (avgör skrotvärdet)
- Tornhöjd (dimensionerar krankapaciteten)
- Tornvikt (dimensionerar krankapacitet samt avgör skrotvärde)
- Vikt på generatorhuset (dimensionerar krankapaciteten samt skrotvärde)
- Generator och växellåda (bestämmer skrotvärde)
- Rotorbladvikt (påverkar kostnad för omhändertagande)
- Fundamentvikt /-volym (påverkar krankapacitet samt omhändertagandekostnad)
- Fundamenttyp (påverkar återställandeprocessen till havs och bestämmer krankapacitet och kostnad)
- Avstånd till allmänt elnät (påverkar intäkts- /kostnads-kalkyl för kablar)
- Typ av externa kablar (påverkar kostnad och skrotvärde)
- Vikt på externa kablar (påverkar skrotvärde)

Rörliga parametrar som påverkar utfallet av ovanstående

- Metallpriser: metallskrotpriset för järn, stål, rostfritt stål, koppar och aluminium är avgörande för intäkterna vid en nedmontering
- Bränslekostnader: land och havstransporter är direkt kopplade till utvecklingen av oljepriset även prisfluktuationer inom rimliga gränser inte är avgörande
- Hyreskostnader för kranar, maskiner samt annan utrustning följer normalt inflationen
- Timkostnader för personal följer också normalt inflationen
- Kostnader för tillstånd, projektledning, mm, är oftast små i sammanhanget

Övriga påverkande parametrar

- Krav på försäkringar för t ex miljöskada finns men kostnaden är i sammanhanget inte stor
- Lagar och restriktioner, t ex vägkapacitet
- Nya nedmonteringsmetoder, t ex sprängning eller kontrollerad fällning skulle kunna minska kostnaderna i framtiden

6.9.3 Nedmonteringsaktiviteter och kartlagda kostnader

De olika aktiviteterna och kostnaderna vid en nedmontering analyseras nedan. Studien gör några avgränsningar med avseende på transportsätt samt nedmonteringsmetod:

Vid en etablering av en vindkraftspark kommer vindkraftverken som stora komponenter långväga ifrån, och beroende på geografi så kan specialtransporter på järnväg kan vara ett alternativ till transport med lastbil. Vid en nedmontering så sker fördelning av materialet på plats och deponi- respektive återvinningsanläggningar finns på närmare håll, varför bedömningen har gjorts att transporter kommer att ske med lastbil.

Själva nedmonteringen av tornet, kan förutom med kran, också ske genom sprängning. Denna metod användes vid nedmonteringen av Näsudden 2 på Gotland. Uppgifterna som fram-

kommit om denna kommenteras i samband med redovisning av grundkalkylen i avsnitt 7.1. I övrigt fokuserar studien på alternativet med kranar.

De olika aktiviteterna kan schematiskt indelas enligt följande:

1. Nedmontering

- 1.1 Transport av kran
- 1.2 Etablering av kran
- 1.3 Isärtagning och nedmontering

2 Omhändertagande av rotorblad

- 2.1 Bort- och isärtagning
- 2.2 Transport
- 2.3 Återvinning eller deponi

3 Omhändertagande av torn och generatorhus

- 3.1 Nedmontering och isärtagning
- 3.2 Transport av avfall
- 3.3 Återvinning av metall
- 3.4 Återvinning och/eller deponi av betong
- 3.5 Återvinning av organiskt material
- 3.6 Återvinning och av elektriska och elektroniska komponenter

4 Omhändertagande av fundament

- 4.1 Upptagning av fundament
- 4.2 Uppdelning av fundament i mindre delar
- 4.3 Transport av avfall
- 4.4 Återvinning och/eller deponi av betong
- 4.5 Återvinning av metall
- 4.6 Återställande av plats

Aktivitet 1. Nedmontering

Delaktivitet 1.1 Transport av kran

Nedmonteringen av en vindkraftsturbin kräver en mobil kran som måste transporteras till platsen. Kostnaden beror på vilken kran som krävs, hur långt den måste transporteras, och om vindkraftverket är land- eller havsbaserat.

Landbaserad: Mobila kranar för landbaserad nedmontering behöver transport både för själva kranen samt också för motvikter och för annan utrustning. En liten kran behöver endast 3-5 lastbilar medan en större kran kan kräva 10-15 lastbilar. Priset för en lastbil är cirka 300 kr per 10 km.

Havsbaserad: För havsbaserade vindkraftverk måste kranen monteras på en domkrafts-pråm eller en självlyftande kranbåt. Det finns fem båtar globalt, som är specialiserade på arbete på havsbaserade vindkraftsverkinstallationer. Tre av dem ägs av A2SEA från vilka informationen inhämtats.

Självlyftande kranbåtar har egen framåtdrivning och behöver sålunda inte bogserbåt. Vad gäller domkraftspråmar finns både typer med och utan egen framåtdrivning. För den sistnämnda typen måste en bogserbåt användas för att bogsera pråmen till platsen.

Kostnaden för transporten beror dels på vilken farkost som används men också på hur lång tid det tar att nå platsen i fråga. Båtarna rör sig i en hastighet av 4 till 8 knop. För en båt med mindre lyftkapacitet (ca 120 ton vid 80 meters höjd) är kostnaden ca 40 000 Euro för närvarande. Båtar med en kapacitet om 200 ton kostar för närvarande 120 000 Euro per dag. Eftersom marknadskapaciteten för närvarande är låg har dessa prispunkter pekat uppåt. Mellan första januari och första april 2008 ökade priserna med ca 10-15 % på grund av hög efterfrågan. Det finns dock planer på att bygga ytterligare fem båtar specialiserade mot vindkraftverksinstallationer. Det tar ca tre år att bygga nya båtar. Dessa nya båtar kommer att ha en större kapacitet eftersom vindkraftverk generellt sett blir större. Detta kan också betyda att de mindre båtarna i användning idag kan bli omgjorda till servicebåtar eller kan komma att säljas.

Delaktivitet 1.2.: Etablering av kran

När kranen transporterats till platsen riggas den upp nära turbinen som ska monteras ned. Följdaktligen behöver varje turbin en uppriggning.

Landbaserad: För landbaserade turbiner kan etableringskostnaden delas upp i en initialkostnad och en variabel kostnad ifall det finns mer än en turbin att montera ned på samma plats. Den initiala etableringskostnaden täcker kostnaden för att rigga upp vid den första turbinen. Den variabla kostnaden för ytterligare turbiner uppgår till ca två tredjedelar av den initiala kostnaden. Från intervjuerna kan dras slutsatsen att den initiala kostnaden varierar från 50 000 kr till tio gånger så mycket beroende på storleken av kran som används.

Havsbaserad: Etableringskostnaden för havsbaserade anläggningar beror på tiden som åtgår för att uppriggning vid varje turbin, vilken uppskattas till mellan 1 till 2 timmar per turbin. Trots denna uppskattning kan den verkliga etableringskostnaden variera betydligt beroende på platsens förutsättningar såsom väder, strömmar och andra platsspecifika betingelser. För att ta i beaktande oförutsedda betingelser rekommenderas att en 30 %-ig marginal adderas till den uppskattade tidsåtgången. Den dagliga kostnaden är densamma för transporten av båten, vilket är 40 000 euro för en mindre båt och 120 000 euro för en större.

Delaktivitet 1.3.: Isärtagning och nedmontering

För att undvika risk för förorenande utsläpp så är det viktigt att oljor och andra potentiellt skadliga vätskor tas bort före ingrepp i turbinstrukturen.

Landbaserad: För landbaserade turbiner finns två möjliga metoder att ta ned tornet. Ett av dessa är att använda lyftanordningar, såsom en kran eller vinsch. Turbinen kan också tas ned genom sprängning. Vad gäller hybridtorn så kan även hydraulhammare användas mot tornets bas.

Viktiga beaktanden när man bestämmer vilket metod som ska användas är vilket material som tornet utgörs av och närbeliggande områden som kan påverkas av vibrationer vid sprängning.

När turbinen är nermonteras med en kran måste först bladen tas bort ett och ett (förutom för mindre anläggningar där det är möjligt att ta ner hela rotorn som en enhet). Efter att bladen tagits bort lyfts generatorhuset ner. Efter att dessa delar tagits bort så tar man hand om tornet.

Prisuppskattning för kranar (uttryckt i hyreskostnad per timme) varierar mellan 5 000 kr och 10 000 kr. Det är ett linjärt samband mellan storlek och kostnad. Nedmonteringen uppskattas ta en dag oavsett storleken på turbinen. Märket på turbinen kan däremot ha påverkan på tidsåtgången vid nedmonteringen.

Havsbaserad: Nedmontering av havsbaserade anläggningar förväntas vara en omvänd montering. Den förväntas ta 5-6 timmar och det behövs en kran. Bladen och generatorhuset tas bort på samma sätt som för landbaserade vindkraftverk. Tornet tas ner genom att frigöra det från sin bas och sedan lyfta ner det. Alternativt så kan tornet först delas upp i segment och lyftas ner segmentsvis. För närvarande finns inget havsbaserat hybridtorn och processen för ett sådan är därmed osäker.

Nedmonteringskostnader för havsbaserade anläggningar kan definieras utifrån varaktigheten och dagskostnaden för båtarna som används. Som tidigare nämnts är kostnaden för närvarande mellan 40 000 euro och 120 000 euro beroende på vilken kran som behövs. Båtarna har en begränsad lastningskapacitet och rymd, varför flera turer måste göras till och från hamnen där turbinerna kan lastas av. Eftersom båtarna kan bära endast fyra turbiner per resa, kan ett antal turer vara nödvändiga vilket adderar kostnader till projektet. Dessutom är det inte alltid möjligt att använda den närmaste hamnen eftersom alla hamnar inte har möjlighet att förvara vindkraftsturbiner.

Aktivitet 2. Omhändertagande av rotorblad

Delaktivitet 2.1: Bort- och isärtagning av rotorblad

När bladen har monterats ner måste de skäras upp i mindre delar för att underlätta transport och återvinning/deponi. Kostnaden för detta är ca 200 kr per ton.



Nedmontering av rotor (Källa: Consortis)

Delaktivitet 2.2.: Transport av rotorblad

Bladmaterialet måste transporteras till en återvinningsanläggning. Transporten är till viss del inkluderad i priset men vid långa transporter så tillkommer ytterligare kostnader. Lastbilarna som används för transporter av denna typ kostar 300 kr per 10 km och har en maximal lastkapacitet om 25 ton.

Delaktivitet 2.3.: Återvinning eller deponi av rotorblad

Enligt Förordningen (2001:512) om deponering av avfall § 9 och 10 så är det i Sverige **förbjudet att deponera** lättantändliga varor eller organiskt avfall. Glasfiber och kolfiber är lättantändliga. Det fordras dock mycket höga temperatur för att förbränna dessa vilket väldigt få förbränningsanläggningar kan åstadkomma. Detta betyder att förbränning av sådana material kan innebära långa transporter.

Enligt Miljövårdsverket är det miljömässigt motiverat att transportera blad upp till **300 - 500 kilometer för att undvika deponi**. Det är oklart till vilken grad detta efterföljs. Avgiften för deponi av blad för förbränning är 900 kr per ton och kostnaden för deponi är 1 400 kr per ton. Om deponi väljs som metod kommer kostnaderna för finfördelningen att reduceras eftersom längder upp till 6 meter då accepteras.

Två ytterligare metoder för hantering av avfallsmaterialet kommer att nämnas eftersom de kan komma att bli intressanta i framtiden. En metod är att fragmentera materialet och sen separera det så att det kan användas som fyllnadsmaterial. En annan mer avancerad metod är att använda pyrolys. I detta fall förångas och bränns plasten för att producera energi, varvid glassfiber, metall och tillsatsmedel separeras. Glasfibern kan sedan användas som isoleringsmaterial eller som förstärkning för nya plastprodukter eller fyllnadspasta. För närvarande kan dessa metoder inte konkurrera ekonomiskt med de andra metoderna och storskaliga anläggningar saknas.

Aktivitet 3. Omhändertagande av torn och generatorhus

Delaktivitet 3.1.: Nedmontering och isärtagning

Kostnaden för isärtagningen beror på materialet som ska behandlas. Betong krossas till en kostnad av ungefär 400 kr per kubikmeter. Stål å andra sedan kapas upp i delar om 0,5x01,5 meter till en kostnad av 200 kr per ton.



Nedmontering av generatorhus (Källa: Consortis)

Delaktivitet 3.2.: Transport av avfall

Om transportsträckan är exceptionellt lång kostar lastbilar med en maximal kapacitet om 25 ton för närvarande 300 kr per 10 km.

Delaktivitet 3.3.: Återvinning av metall

Metallen i turbinen har ett andrahandsvärde och kan säljas som metallskrot till en handlare. Den vanligaste metallen i turbiner är stål och höghållfast stål. Stål och höghållfast stål säljs till samma pris. Turbinen innehåller också gjutjärn vilket säljs till ungefär samma pris som stål. Stålskrot justeras av Aktieförbundet Järnbruksförnödenheter (JBF). JBF är ett företag ägt av svenska stålverk, som hanterar inköpen av stålskrot till sina ägare. Rostfritt stål är mer värdefullt än vanligt stål tack vare dess nickelnehåll. Det är andelen nickel som bestämmer skrotvärdet och priset på nickel fastställs på London Metal Exchange (LME). Standard rostfritt stål har ett nickelnehåll om 8 %.

Förutom stål, järn och rostfritt stål så innehåller turbinen även koppar, aluminium och bly. Priset för dessa metaller fastställs också på LME. Koppar finns både i generatoren och i de elektriska kablarna. Koppar från generatoren har ett högre värde än kopparen i kablar beroende på en högre renhet.

Tabell 2. Metallpriser (hämtning) 31/3, 2008 (Källa: Ragnsells)

Metall	Pris
Stål och Gjutjärn	1 500 kr/ton
Rostfritt Stål (Ni 8 %)	11 000 kr/ton
Koppar (generator)	28 000-30 000 kr/ton
Koppar (kabel)	13 000-14 000 kr/ton
Aluminium	13 000-15 000 kr/ton

Tabell 3. Metallpriser (hämtning) 4/11, 2008 (Källa: Ragnsells)

Metall	Pris
Stål och Gjutjärn	0 kr/ton
Rostfritt Stål (Ni 8 %)	4 900 kr/ton
Koppar (generator)	13 200-14 800 kr/ton
Koppar (kabel)	3 600 kr/ton
Aluminium	7 200-9 000 kr/ton

Delaktivitet 3.4.: Återvinning och/eller deponi av betong

Återvunnen betong används som fyllnadsmaterial och ges oftast bort eftersom det inte har något andrahandsvärde. Transportkostnader för betong ingår vanligtvis i priset för krossning. Ytterligare kostnad uppstår om man inte hittar fyllnadsplats och betongen måste deponeras.

Delaktivitet 3.5.: Återvinning av organiskt material

Organiskt material förbränns till en kostnad om 900 kr per ton.

Delaktivitet 3.6.: Återvinning av elektroniska komponenter

Elektroniska komponenter kan lämnas till ett återvinningsföretag utan kostnad.

Aktivitet 4: Omhändertagande av fundament

Denna aktivitet anses inte vara nödvändig av alla länsstyrelser och kommuner och det är därför osäkert ifall den kommer att utföras eller inte. En faktor som kan avgöra om ett landbaserat betongfundament ska tas bort eller inte är vilken typ av mark den står på.

Den framtida benägenheten att undanskaffa havsbaserade fundament är också oklar. Under tiden från etablering till nedmontering så kan fundamentet ha blivit boplats för flora och fauna i havet och fungera som ett konstgjort rev. I sådant fall kan bortskaffandet skapa mer negativa effekter på miljön än att lämna det kvar. För närvarande finns ingen erfarenhet av att ta bort havsbaserade fundament och processen som beskrivs är baserad på härledningar, antagande och till viss del spekulation.



Fundamentkrage m.m (Källa: Consortis)

Delaktivitet 4.1.: Upptagning av fundament

Landbaserad: Betongen i fundamentet kan tas bort med en hydraulhammare på en grävmaskin eller genom att använda betongsax. Processen tar normalt en timme per 10 kubikmeter och kostar 250-400 kr per kubikmeter. En del av faktorerna som bestämmer kostnaden är egenskaperna på betongen samt platsen i fråga. I vissa fall finns också en etableringskostnad som beror på platsen och vilken typ av maskin som behövs. Denna kostnad ligger vanligtvis mellan 10 000 – 15 000 kr. Processen och kostnaderna verifierades av en annan källa som bedömde kostnaderna till 500 kr per kubikmeter, inklusive etableringskostnader.

Havsbaserad: Bortskaffandet av havsbaserade fundament förväntas vara betydligt kostsammare än för landbaserade fundament. Metoden som används kommer att bero på vilken fundamentstyp det gäller. Hänsyn måste också tas till den kringliggande marina miljön.

För monopile-fundament antas att fundamentet kommer att skäras av vid roten eller fällas med hjälp av sprängmedel. Pelaren kan sedan lyftas upp hel på en transportbåt. En bedömning som gjorts är att bortskaffandet kan ta en och en halv dag. Andra bedömare, undrar om

det över huvudtaget är möjligt att ta bort havsbaserade fundament och bedömer att det i så fall kommer att ta mellan tre till sju dagar.

För gravitationsbaserade fundament är vikten av stor betydelse. Det finns tre möjliga metoder för bortskaffande. Ett alternativ är att använda sig av undervattensskärverktyg för att fördela konstruktionen till mer lätthanterliga delar och därefter förflytta dessa från platsen. De kan bearbetas med hydraulhammare eller betongsax. Kostnaden att bearbeta betong till havs bedöms vara tre gånger så stor till havs som på land, eller ca 1 500 kr per kubikmeter vid djup om 10-15 meter. I de flesta fall är det förmodligen nödvändigt att kontraktera en dykare till en kostnad om 1 000 kr per timme.

Ett annat alternativ är att använda sig av sprängmedel. Återstoden av fundamentet kan sedan tas bort. Vid ett djup på mer än 10-15 m sannolikt kommer att krävas sprängmedel vilket ökar kostnaden till 2 500 kr per kubikmeter

Ett tredje alternativ innebär att ta bort ballasten och sedan använda en pump för att ersätta vattnet på insidan av fundamentet med luft. Fundamentet kan sedan bogseras till land. Det sistnämnda förslaget anses vara mindre gångbart eftersom gravitationsfundament för närvarande inte är designade för att möjliggöra avlägsnandet av ballast eftersom denna process är ganska svår.

Kostnaden för denna delaktivitet beror framförallt på vilken båt som behövs och varaktigheten av operationen. Bedömaren tror att det kommer bli nödvändigt att använda samma båttyp som när fundamentet sattes på plats. Dessa båtar är för närvarande ovanliga och enbart etableringskostnaden uppgår till mellan 500 000 pund och 1 000 000 pund. Dagskostnaden uppgår till mellan 8 000 och 15 000 pund. Som tidigare nämnts är tiden som behövs för att ta bort ett fundament beräknad till mellan en och en halv till sju dagar för ett mono-pile fundament och tre dagar för ett gravitationsfundament. För att ta hänsyn till dåliga väderförhållanden bör man lägga till mellan 30 % och 50 % till den beräknade tidsåtgången.

Delaktivitet 4.2.: Uppdelning av fundament i mindre delar

Efter den initiella demoleringen består materialet fortfarande av stora segment. Sålunda måste det fragmenteras för att göra det mer hanterligt. För landbaserade fundament och havsbaserade gravitationsfundament används en hydraulhammare för att krossa betongen och ta bort armeringsjärn med magnet. För landbaserade fundament så ingår detta i rivningskostnaden. För havsbaserade fundament däremot så kommer finfördelningen att ske när materialet kommer i land

När monopile-fundament har använts så är det troligt att stålet fördelas i mindre bitar när fundamentet kommit i land. Kostnaden och processen torde vara liknande den för fördelning av stålet i tornet och generatorhuset och kostar 200 kr per ton.

Delaktivitet 4.3.: Transport av avfall

Avfallsmaterial från fundamentet består av betong och stål. Transportkostnaden är normalt inkluderat i fördelningskostnaden och ingen kostnad specificeras för denna aktivitet. Om däremot bortskaffandet innebär långa transport kan ytterligare kostnader uppstå. För närvarande kostar hyra av lastbilar med en kapacitet om 25 ton 300 kr per 10 km.

Delaktivitet 4.4.: Återvinning och/eller deponi av betong

Betongen används som fyllnadsmaterial och ges vanligtvis bort eftersom den inte har något andrahandsvärde. En kostnad uppstår ifall betongen deponeras eller om långa transportsträckor är nödvändiga.

Delaktivitet 4.5.: Återvinning av metall

Stål från monopile-fundament kan säljas till stålskrothandlare. Marknadspriiset har under det senaste halvåret varierat mellan 1 500 kr per ton, till att tas emot utan ersättning.

Delaktivitet 4.6.: Återställande av plats

Landbaserad: Hålet som blir kvar när fundamentet tas bort måste fyllas med lämpligt material som i vanliga fall är matjord. Kostnaden för detta är cirka 50 000 kr och beräknas ta en dag. Återställningskostnaden kan öka påtagligt ifall det finns en väg till turbinen som inte längre behövs och som därför måste tas bort. Detta innebär att vägsträckan återställs för att passa in i omgivningen (vilket till exempel innebär plantering av träd om vägen omges av skog). Kostnaden kommer att variera stort beroende på vägens längd och graden av återställning som behövs. Till exempel kommer återställning av en 250 meter lång väg av normal beskaffenhet att kosta cirka 150 000 kr.

Havsbaserad: Ingen återställning behövs vid havsbaserade fundament eftersom havsbotten jämnas till av naturliga orsaker över tiden.

Aktivitet 5: Behandling av kablar

För närvarande lämnas nergrävda kablar oftast kvar när de inte längre behövs. Som har påpekats i den första delen av detta kapitel, där de legala aspekterna diskuterades, så varierar kravet att gräva upp kablar mellan olika län. En del företag inom återvinningsindustrin har uttryckt intresse i att gräva upp kablar på grund av materialvärdet som kan återfås. Detta sker dock inte i någon nämnvärd utsträckning

Delaktivitet 5.1.: Uppgrävning av kablar

Om kablarna ska tas bort så finns en standardiserad prisapproximation inom industrin. Denna kostnad ligger för närvarande mellan 183 and 185 kr per meter kabel beroende på kabeltyp. Jobbet involverar vanligtvis två personer och en grävmaskin, såväl som en lastbil med chaufför. Borttagandet anses inte vara problematiskt eftersom marken redan varit uppgrävd vid nedläggandet av kablarna och stenar exempelvis, redan har tagits bort. Om kablarna är luftburna så reduceras kostnaderna betydligt till mellan 13 to 18 kr per meter kabel. Det antas att kablarna alltid är nergrävda i detta scenario, eftersom detta alltid är fallet med interna kablar.

Kablarna vid havsbaserade installationer kan vara nergrävda eller placeras inuti tuber. I sådant fall kan kablarna tas bort genom att klippa av dem vid kraftverket och sedan dra dem i land. Kablarna kan också begravas under stenar eller sättas ned i havsbotten genom andra metoder, beroende på omkringliggande betingelser. Det har inte varit möjligt att hitta ett tillförlitligt pris avseende uppgrävning av kablar till havs. Därför har denna kostnad antagits vara samma som vid landbaserade vindkraftverk vilken kan betyda en underskattning av den faktiska kostnaden.

Delaktivitet 5.2.: Transport av kablar

Transporten för kablarna är vanligtvis inkluderad i bortskaffningskostnaden. Detta kan dock variera beroende på transportavstånd och mängden material som ska transporteras.

Delaktivitet 5.3.: Återvinning av kablar

När kablarna har grävts upp transporteras de till en återvinningsstation eller exporteras till utvecklingsländer där återvinningen kan ske till lägre kostnad. Kablar har ett betydande materialvärde genom sitt metallinnehåll. Materialet i kablarna och vikten av detta varierar beroende på ledningsmaterial.

Stena Metall är specialiserade på återvinning av metall och har en anläggning som hanterar kablar i Sverige. Eftersom metallen i kablarna vanligtvis säljs tillsammans med plastisoleringen så minskar värdet genom kostnaden som uppstår när metallen återvinns. Jämfört med andrahandsvärdet på den rena metallen är denna värdeminskning ungefär 70 %.

6.9.4 Tidsfaktorer

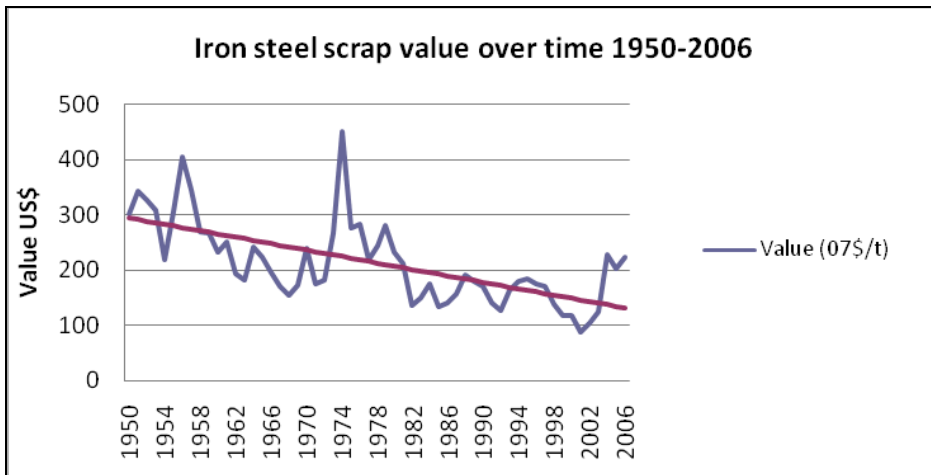
Bedömd livslängd för de anläggningar som idag etableras är 15-25 år.

Nedmontering skall normalt ske inom 1-2 år efter att anläggningarna tagits ut bruk. Om det finns flera vindkraftverk som etablerats vid samma tidpunkt ställs normalt inte krav på individuell nedmontering i den takt som enskilda vindkraftverk tas ur drift utan man väntar tills ett rationellt antal kan monteras ned samtidigt.

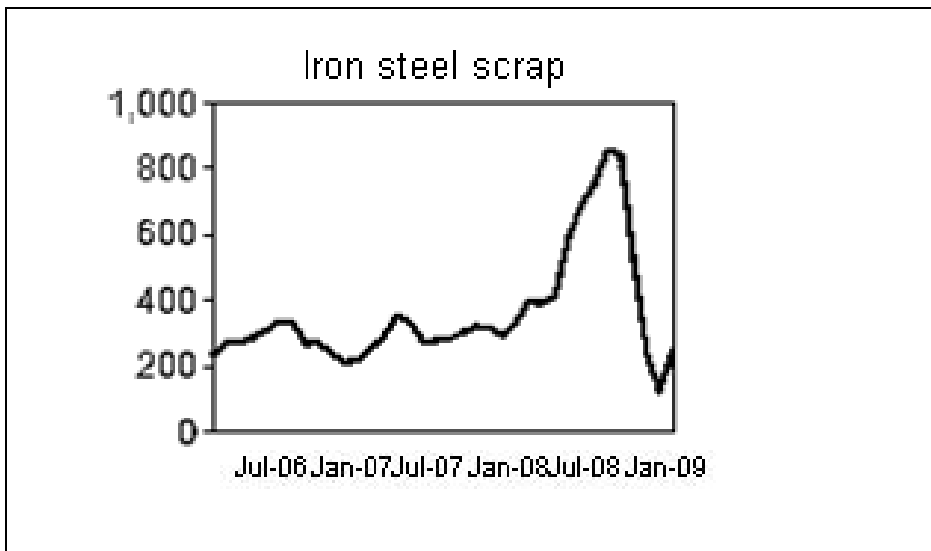
6.9.5 Känslighetsanalys av kostnader och intäkter

Intäkterna från nedmonterade vindkraftverk består av två potentiella delar, dels försäljning av komponenter på andrahandsmarknaden, dels metallskrotförsäljning. Det finns idag inte något reguljär andrahandsmarknad för komponenter så det har varit svårt att bedöma intäktsmöjligheterna från den källan. Den tekniska utvecklingen går så snabbt att det är svårt att använda 10 år gamla komponenter i nya anläggningar.

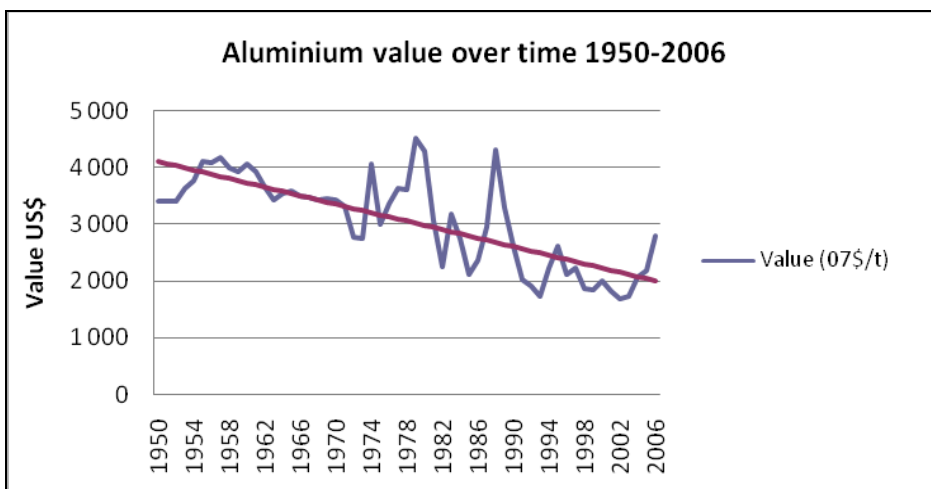
Metallskrotpriserna varierar kraftigt med tiden och konjunktursvängningarna. Det finns en generell uppfattning att den ekonomiska utvecklingen med medföljande höga efterfrågan på råvaror i Kina och Indien kommer att leda till höga metallpriser under överskådlig tid. Under 2006-2008 har metallpriserna också nått historiskt mycket höga nivåer. Under 2008 har dock flera metaller fallit kraftigt, t ex koppar och aluminium från toppnoteringarna. En närmare historisk studie visar dock att trenden från tiden efter andra världskriget – då framförallt Europa och Japan krävde en kraftig återuppbyggnad - trots allt har varit fallande metallpriser.



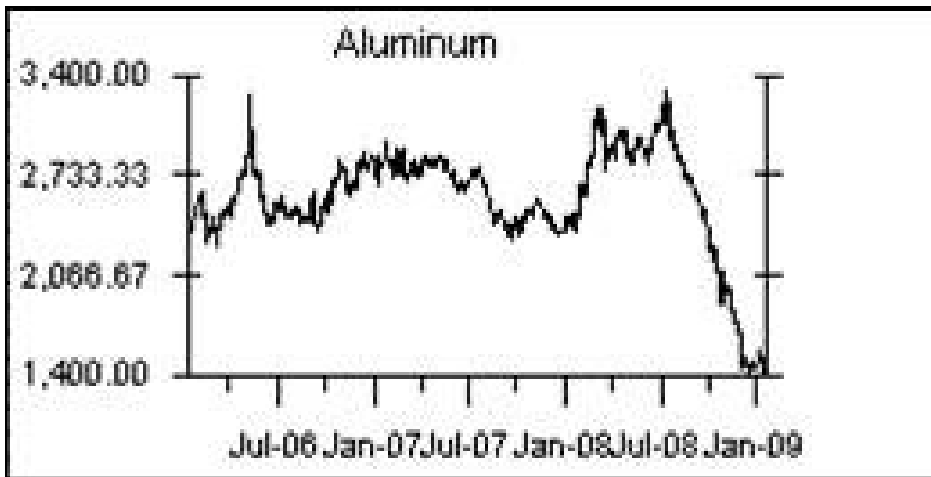
Figur 4. Järnskrotpris USD/ton, med trendlinje (Källa: US Geological Survey)



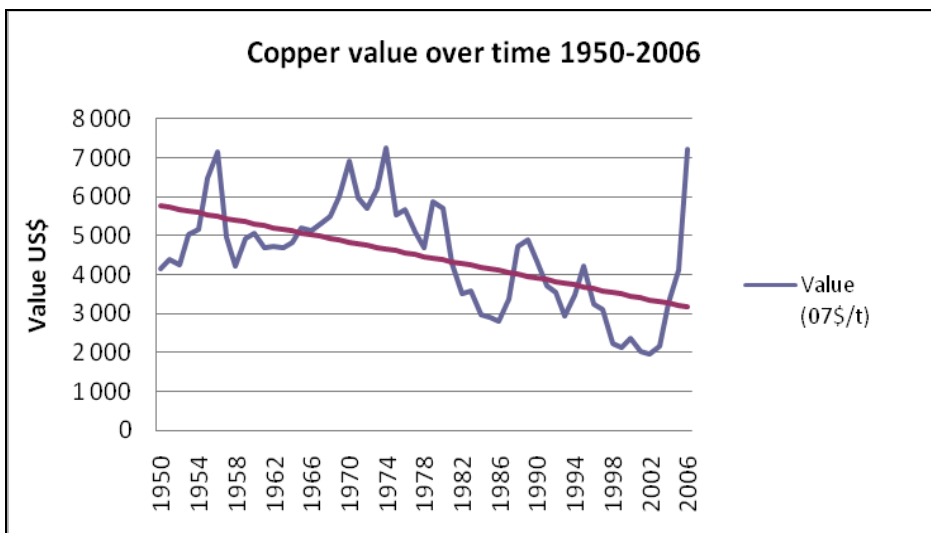
Figur 5. Järnskrotpris 2006-2009 USD/ton (Källa www.metalprices.com)



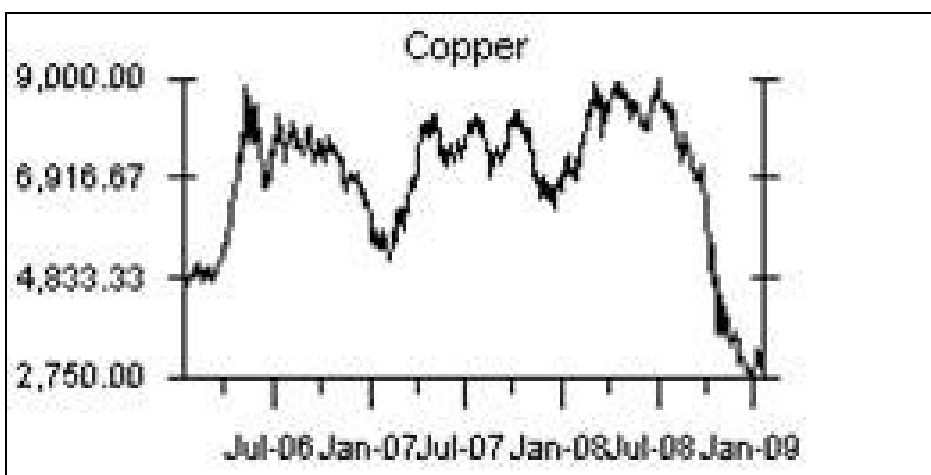
Figur 6. Aluminiumpris USD/ton, med trendlinje (Källa: US Geological Survey)



Figur 7. Aluminiumpris 2006-2009 USD/ton (Källa: London Metal Exchange)



Figur 8. Kopparpris USD/ton, med trendlinje (Källa: US Geological Survey)



Figur 9. Kopparpris 2006-2009 USD/ton (Källa: London Metal Exchange)

Priserna påverkas inte bara av utbud och efterfrågan, där utbudet normalt ökar med en viss eftersläpning med efterfrågan, utan även av spekulationer, förväntningar, storlek på lager osv. Det är i det närmaste omöjligt att förutspå hur metallpriserna skall utvecklas framåt.

I detta sammanhang är det dock viktigt att konstatera att metallpriserna under den långa tid då vindkraftanläggningar kommer att vara i drift troligtvis kommer att fortsätta fluktuera och att vi inte vet om nedmonteringstidpunkten kommer att sammanfalla med höga eller låga metallpriser.

6.9.6 Learning curve

Enligt Perez & Rickardssons studie (bilaga 1), kan vissa inlärningseffekter tillräknas nedmonteringsmomentet över tid. Skälet är att de byggnationer som idag räknas som "state-of-the-art" och kräver exklusiv teknologi, t ex kranar med hög kapacitet kommer att vara mer vanliga i framtiden och att teknikutvecklingen kommer att medföra en normalisering av dessa arbeten. Perez & Rickardssons studie visar att effekten bör kunna kvantifieras till ca 1 % per år för de arbeten som kräver specialutrustning idag.

6.9.7 Inflation

Ett antagande om inflationen över tiden är cirka 2 %, som torde gå att tillämpa på transport- och arbetskostnader.

6.9.8 Nya metoder

I takt med att nedmonteringsarbeten blir vanligare kommer säkerligen förbättringspotentialer att identifieras. Till detta hör att redan på designstadiet förbereda för nedmontering samt att utveckla nya nedmonteringsmetoder. Dessa två utvecklingsprocesser sker ofta stegvis när ny teknik introduceras och de är därför mycket svåra att prediktera och kvantifiera.

En tänkbar utvecklingsmöjlighet har dock identifierats, nämligen fällning genom sprängning. Metoden är inte ny och utan har tillämpats på minst två landbaserade anläggningar i Sverige, i Skåne och på Gotland. I det förstnämnda fallet misslyckades ett första rivningsförsök medan det gick enligt plan i det senare.

Det har varit omöjligt att ta del av de ekonomiska kalkylerna och utfallet från dessa sprängningar varför de måste lämnas oredovisade i denna studie. Sprängfällning av anläggningar till havs borde kunna utvecklas och potentialen att minska kranpråmkostnaden kan kanske leda till sådana försök i framtiden.

7 Kalkylexempel samt simulering med olika parametrar

I det följande visas några exempel på kalkyler för att förmedla en bild av hur kostnaderna och intäkterna för olika anläggningstyper varierar. Därefter genomförs ett antal simuleringar och analyser.

Nedan simuleras den ekonomiska situationen för fyra olika vindkraftverk enligt den kalkylmodell som redovisas i bilaga 1.

Tabell 4. De fyra huvudtyper av vindkraftverk som studerats

Typ	Effekt	Tornhöjd (m)	Tornvikt (ton)	Tornstyp	Husvikt (ton)	Bladvikt (ton)	Interna kablar (kg/m)	Externa kablar (kg/m)	Avstånd till elnät	Placering
Vestas	2MW	100	230	stål	68	19	35	50	10 km	Land
Vestas	3 MW	80	156	stål	68	20	40	60	30 km	Hav
Enercon	2 MW	138	1686	hybrid	120,5	15,75	35	50	10 km	Land
Vestas	850kW	74	125	stål	22	5	35	50	10 km	Land

Tabell 5. Generella antaganden

Ingångsdata		
Aktivitetskostnader	Kostnad	Enhet
Finfördelning	200	kr/ton
Deponi till förbränning	900	kr/ton
Krossning av betong	400	kr/m ³
Återställande	50	kr/m ³
Uppgrävningskostnad	185	kr/m
Krossning av betong fast kostnad	10 000	kr
Havsbaserad		
Pråm	40 000	euro/dag
Etablering av kran per park	24*	h
Nedmontering	0,975	dagar
Transport	1,3	dagar
Startkostnad för pråm	500 000	pund/plats
Dagskostnad för pråm	8 000	pund/plats
Tidsåtgång monopiles	1,95	dagar
Tidsåtgång gravitationsfundament	3,9	dagar
Andra		
Timmar/turbin landbaserad	8	h
Avstånd mellan turbiner (l/h)	450/1000	m
Vikt interna kablar (l/h)	35/50	kg/m
Vikt externa kablar (l/h)	40/60	kg/m
Livslängd	20	år
Återvinningsgrad	90	%
Växelkurs SEK/EURO	9,5	kr/euro
Växelkurs SEK/PUND	12	kr/pund

*Innebär max. 180 km från hamn

Tabell 6. Metallpriser tillämpade i simuleringarna

Metallskrotpriser kr/ton	Mars	Nov	Mars+20%	Nov-20 %
Stål & gjutjärn	1 500	0	1 800	0
Aluminium	15 000	8 100	18 000	6 480
Rostfritt stål	11 000	4 900	13 200	3 920
Koppar	47 000	20 200	56 400	16 160
Koppar (generator)	29 000	14 000	34 800	11 200

7.1 Grundkalkyl

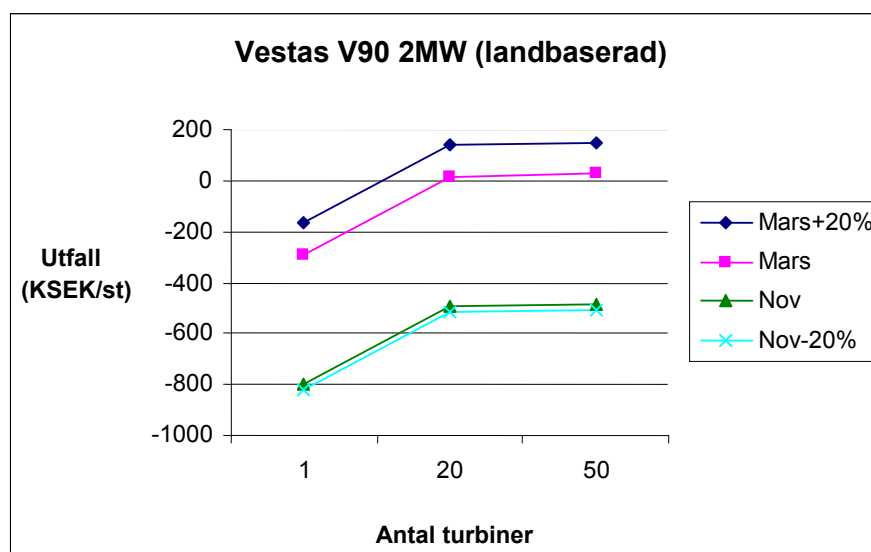
För de fyra olika vindkraftverken redovisas nedan det ekonomiska utfallet i kronor per styck vid olika antal turbiner, med metallpriser per november 2008. I siffrorna nedan har inte tagits hänsyn till återvinning av externa kablar eller fundament.

Nedmontering (samt separering, transport och återvinning/deponi) av det tidigare nämnda Näsudden 2, skedde genom sprängning och var offererad till ett belopp om 1,3 miljoner kr. Den faktiska kostnaden överfördes att ingå som del i leveransen av en ny anläggning och uppföljning av verklig kostnad är därför inte möjlig. Näsudden 2 var till sin utformning mest lik typvindkraftverk 3 i studien. Kalkylen för nedmontering av ett enskilda sådant är också 1,3 miljoner kr. De knapphändiga uppgifterna tyder på att alternativen sprängning och nedmontering med kran kostnadsmässigt ligger i samma storleksordning. Mer studier behövs för att dra tydligare slutsatser.

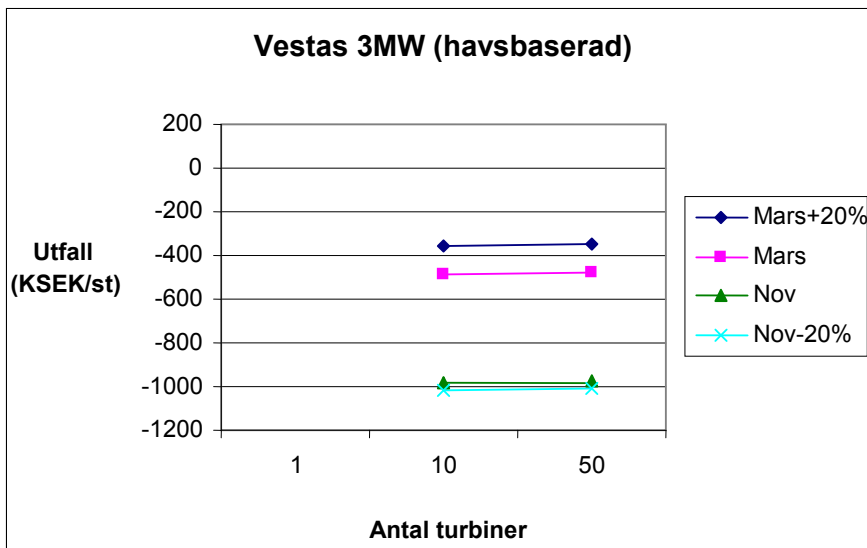
Tabell 7. Sammanställning av ekonomiskt utfall för typvindkraftverken

Typ	Effekt	Placering	1	20	50
Vestas	2MW	Land	-802 183	-496 700	-486 715
Vestas	3 MW	Hav	-1 344 740	-981 940	-970 540
Enercon	2 MW	Land	-1 268 110	-961 277	-951 597
Vestas	850kW	Land	-329 753	-215 203	-211 813

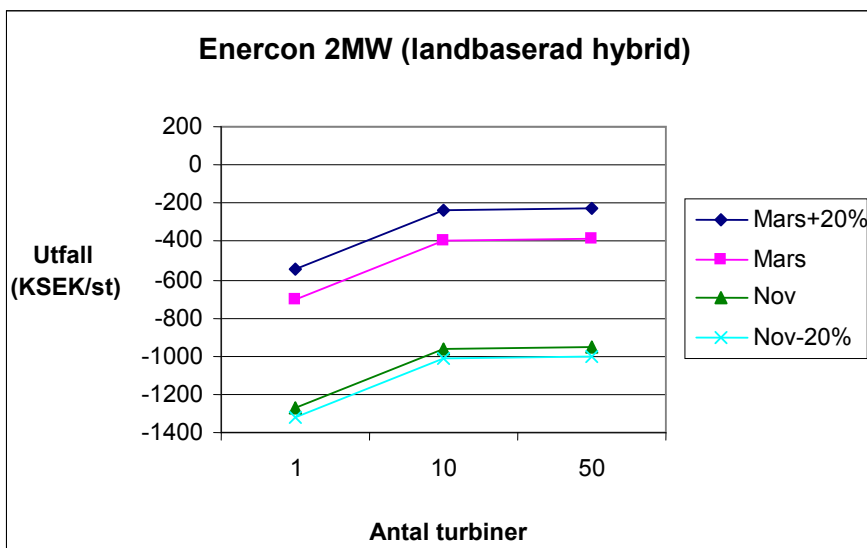
7.2 Ekonomiskt utfall som en funktion av antalet turbiner per vindkraftspark och olika metallskrotpriser



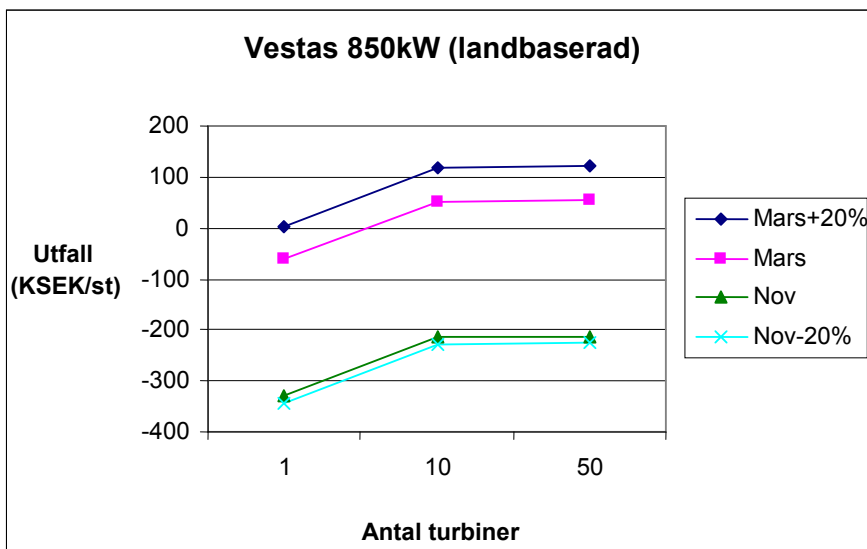
Figur 10. Ekonomiskt utfall typvindkraftverk 1 (Källa: Consortis beräkningar)



Figur 11. Ekonomiskt utfall typvindkraftverk 2 (Källa: Consortis beräkningar)



Figur 12. Ekonomiskt utfall typvindkraftverk 3 (Källa: Consortis beräkningar)



Figur 13. Ekonomiskt utfall typvindkraftverk 4 (Källa: Consortis beräkningar)

7.3 Ekonomiskt utfall från externa kablar

Det ekonomiska utfallet påverkas kraftigt beroende på om externa kablar återvinns eller inte. För typexemplen vi arbetat med har vi antagit ett avstånd till externt elnät om 10 km samt en vikt på kablarna om 50 kg/m för landbaserade anläggningar, samt 60 kg/m för havsbaserade anläggningar. Med dessa värden samt vid metallpriser per mars och november 2008 blir kalkylerna påverkade enligt nedan tabell. Metallskrotvärdet har en stor effekt, med en fördyring som följd vid låga priser men ett bättre utfall vid höga priser.

Tabell 8. Ekonomiskt utfall inklusive återvinning av externa kablar (Källa: Consortis beräkningar)

Typ	Effekt (MW)	Tornhöjd	Tornvikt		Husvikt	Bladvikt	Marspris			Novpris		
							1	20	50	1	20	50
Vestas land	2	100	230	stål	68	19	-289 913	15 570	25 520	-802 183	-496 700	-486 715
inkl. ext. kablar							1 070 087	83 570	52 720	-1 074 183	-510 300	-492 120
Vestas hav	3	80	156	stål	68	20	-851 868	-489 068	-477 768	-1 344 740	-981 940	-970 540
inkl. ext. kablar							5 154 132	-188 768	-357 548	-1 213 940	-975 400	-967 924
Enercon land	2	138	1686	Hyb.	120,5	15,75	-703 796	-396 963	-387 283	-1 268 110	-961 277	-951 597
inkl. ext. kablar							656 204	-328 963	-360 083	-1 540 110	-974 877	-957 037
Vestas land	0,85	74	125	stål	22	5	-62 497	52 053	55 443	-329 753	-215 203	-211 813
inkl. ext. kablar							1 297 503	120 053	82 643	-601 753	-228 803	-217 253

7.4 Kostnader för borttagning av fundament

Kostnaden för att ta bort fundament beror på om anläggningen är land- eller havsbaserad. För landbaserade anläggningar uppgår detta till en kostnad om 10 000 kr i startavgift samt 250-400 kr per kubikmeter. Detta innebär för ett typiskt fundament om 350 m³, en kostnad om cirka 150 000 kr (400 kr/m³). Kostnader fylla upp tomrummet efter fundamentet med jord tillkommer och i exemplen har detta beräknats kosta 17 500 kr per fundament.

Till havs är en stor kostnad att få kranprämen på plats. Det är därför viktigt att i möjligaste mån ta bort samtliga fundament i en vindkraftspark samtidigt. För den havsbaserade vindkraftsanläggningen som vi har använt som typexempel blir borttagningskostnaden cirka 530 000 kr per fundament (vid 20 st turbiner).

Tabellen nedan visar ekonomiskt utfall vid metallskrotpriser per november.

Tabell 9. Ekonomiskt utfall inklusive återvinning av externa kablar, fundament/återställning (Källa: Consortis beräkningar)

Typ	Effekt	Placering	1	20	50
Vestas	2MW	Land	-802 183	-496 700	-486 715
inkl. externa kablar			-1 074 183	-510 300	-492 120
inkl. fundament			-1 241 683	-668 300	-649 820
Vestas	3 MW	Hav	-1 344 740	-981 940	-970 540
inkl. externa kablar			-1 213 940	-975 400	-967 924
inkl. fundament			-7 447 807	-1 509 267	-1 321 791
Enercon	2 MW	Land	-1 268 110	-961 277	-951 597
inkl. externa kablar			-1 540 110	-974 877	-957 037
inkl. fundament			-1 707 610	-1 132 877	-1 114 737
Vestas	850kW	Land	-329 753	-215 203	-211 813
inkl. externa kablar			-601 753	-228 803	-217 253
inkl. fundament			-769 253	-386 803	-374 953

7.5 Kostnader fördelat på aktiviteter

De kalkyler som redovisats hittills visar det totala ekonomiska utfallet av en viss grad av avveckling av ett vindkraftverk. Tabellen nedan visar endast kostnadsposter fördelat per aktivitet, med metallpriser per november 2008, samt vid 20 st turbiner (1 st för Vestas 850 kW). I siffrorna nedan har hänsyn tagits till återvinning av externa kablar och fundament. Bilaga 4 innehåller en nedbrytning av kostnaderna i nedan tabell.

Tabell 10. Kostnader fördelat på olika aktiviteter (Källa: Consortis beräkningar)

	20 Vestas 2MW land	20 Vestas 3MW hav	20 Enercon 2MW land	1 Vestas 850kW land
Nedmontering	-477 717	-943 500	-1 090 363	-297 400
Återställning	-333 750	-996 367	-333 750	-2 100 750
Återvinning	-37 800	-32 000	-24 797	-15 750
Intäkter	180 967	462 640	316 033	1 644 647
Netto	-668 300	-1 509 227	-1 132 877	-769 253

7.6 Kostnader per driftår

Med en driftstid om 20 år uppstår följande kostnader per driftår för de olika typvindkraftverken (observera antaganden om antal) vid metallskrotpriser per november 2008. I siffrorna nedan har hänsyn tagits till återvinning av externa kablar och fundament.

Tabell 11. Kostnader per driftår (Källa: Consortis beräkningar)

Typ	Effekt	Placering	Antal	Kostnad Per st (kr)	Drift-tid	Kostnad per år (kr)
Vestas	2MW	Land	20	-668 300	20	-33 415
Vestas	3 MW	Hav	20	-1 509 227	20	-75 461
Enercon	2 MW	Land	20	-1 132 877	20	-56 644
Vestas	850kW	Land	1	-769 253	20	-38 463

7.7 Kostnader per producerad kWh

Med en beräknad årsproduktion om 2500 h för typ 1 och typ 4, 3500 h för typ 2 samt 3000 h för typ 3; uppstår följande kostnader per producerad kWh för de olika typvindkraftverken (observera antaganden om antal) vid metallskrotpriser per november 2008. I siffrorna nedan har hänsyn tagits till återvinning av externa kablar och fundament.

Tabell 12. Kostnader per producerad kWh (Källa: Consortis beräkningar)

Nr	Typ	Effekt	Placering	Antal	Kostnad per st (kr)	Produktion 20 år (kWh)	Kostnad per kWh kr
1	Vestas	2MW	Land	20	-668 300	100 000 000	-0,0067
2	Vestas	3 MW	Hav	20	-1 509 227	210 000 000	-0,0072
3	Enercon	2 MW	Land	20	-1 132 877	120 000 000	-0,0094
4	Vestas	850kW	Land	1	-769 253	42 500 000	-0,0181

Kostnad per producerad kWh understiger 1 öre. Detta kan jämföras med den avsättning som görs för kärnkraft där ca 1,5 öre per producerad kWh sätts av för nedmontering och omhändertagande av avfall. Avsättningen varierar över tid och beräknas pågå under 40 år.

7.8 Kostnader per investerat kapital

Ett antagande om investeringskostnad gör det möjligt att ställa nedmonteringskostnaden i relation till kostnaden för att sätta upp vindkraftverket. I siffrorna nedan har hänsyn tagits till återvinning av externa kablar och fundament.

Tabell 13. Kostnader per investerat kapital (Källa: Consortis beräkningar)

Typ	Effekt	Placering	Antal	Kostnad per st (kr)	Investerat Kapital (IK)	Kostnad Andel av IK kr)
Vestas	2MV	Land	20	-668 300	33 000 000	-2,0 %
Vestas	3 MV	Hav	20	-1 509 227	75 000 000	-2,0 %
Enercon	2 MV	Land	20	-1 132 877	33 000 000	-3,4 %
Vestas	850kW	Land	1	-769 253	11 000 000	-7,0 %

7.9 Möjlighet att ta fram en schabloniserad beräkningsmodell

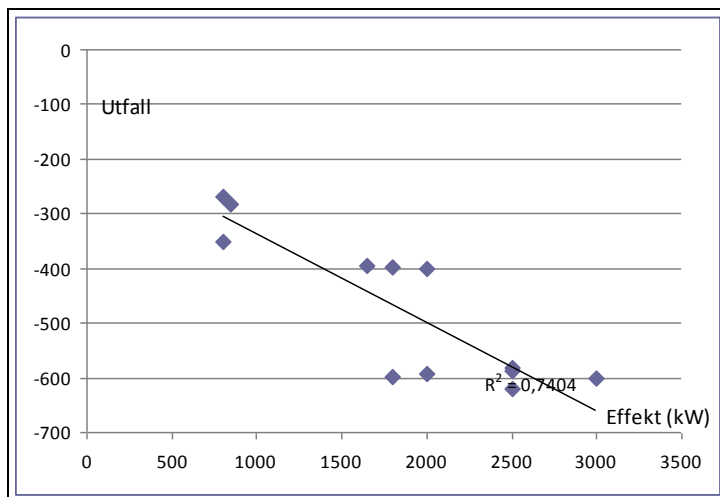
Ett deluppdrag i denna studie har varit att undersöka möjligheten att schablonisera nedmonteringskostnaderna för olika typer av anläggningar. Eftersom kostnaderna inte är direkt relaterade till en eller flera korrelerande faktorer så blir en schablonisering mycket svår. Ett högt torn som kostar mycket att ta ned kan samtidigt var inkopplad med lätt återvinningsbara

kopparkablar i internt och externt elnät t ex. En anläggning till havs kan vara mycket olika kostsam att nedmontera beroende på t ex bottendjupet medan en identisk anläggning på grundare vatten inte alls kräver samma insatser. En mycket viktig parameter är att antalet vindkraftverk som skall tas ner samtidigt kraftigt påverkar totalkostnaden och styckkostnaden. Som exempel visas nedan dels det totala ekonomiska utfallet, respektive endast kostnadsposter, som en funktion av olika viktiga faktorer. Kalkylen baseras på 12 olika typer av turbiner. Övriga parametrar enligt kap 7.1. Hänsyn har inte tagits till återvinning av externa kablar eller fundament.

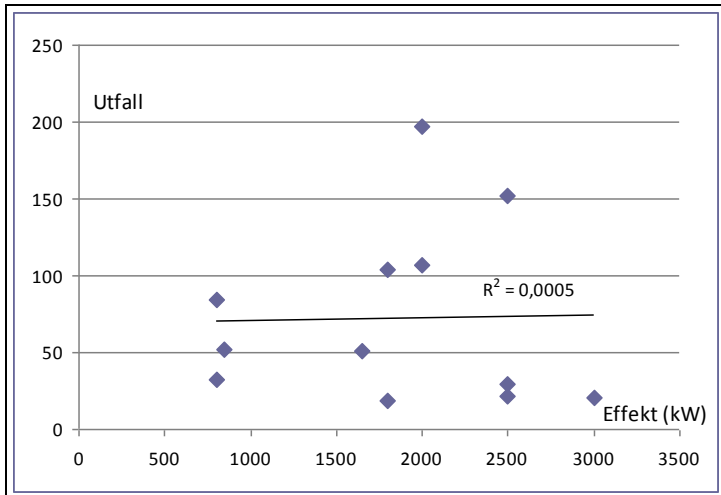
Tabell 14. Vindkraftverk ingående i korrelationsstudien

Typ	Placering	Effekt	Torn	Höjd	Vikt
EnerconE82	Land	2000	Stål	78	214
Vestas V90	Land	2000	Stål	78	165
Vestas V90	Land	1800	Stål	80	147
EnerconE53	Land	800	Stål	60	62
Nordex N90	Land	2500	Stål	100	306
Vestas V82	Land	1650	Stål	78	136
Enercon E53	Land	800	Stål	73	85
Vestas V52	Land	850	Stål	74	125
Vestas V90	Land	1800	Stål	105	233
Nordex N90	Land	2500	Stål	80	190
Vestas V90	Land	3000	Stål	105	235
Nordex N80	Land	2500	Stål	70	142.8

7.10 Utfall/Märkeffekt

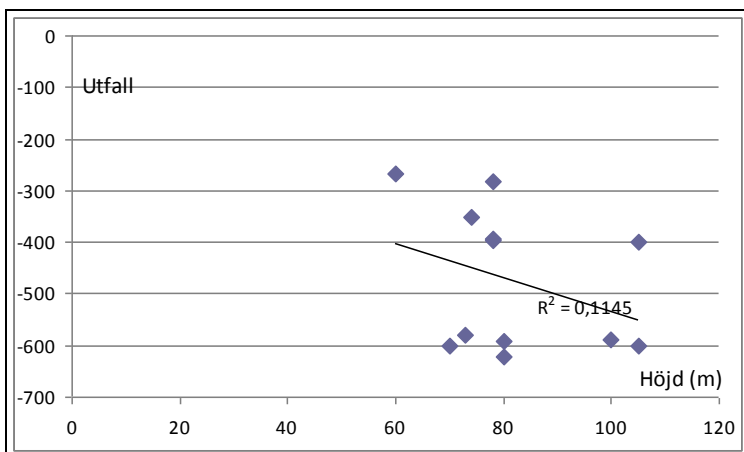


Figur 6. Ekonomiskt utfall som funktion av märkeffekt, endast kostnadsposter (Källa: Consortis beräkningar)

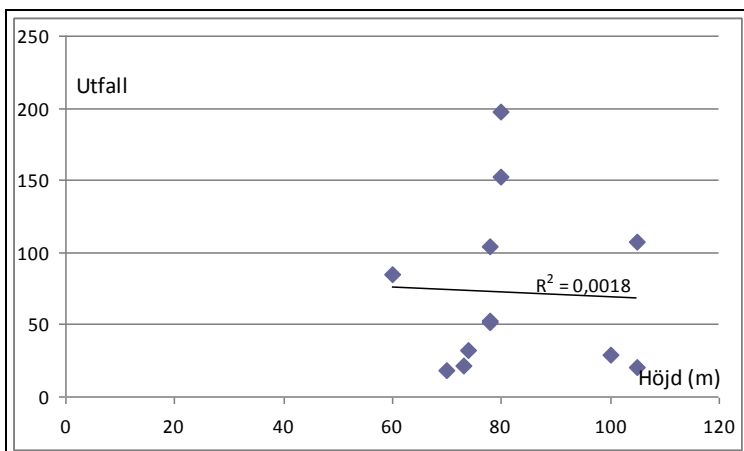


Figur 7. Ekonomiskt utfall som funktion av märkeffekt, totalt ekonomiskt utfall (Källa: Consortis beräkningar)

7.10.1 Utfall/Tornhöjd

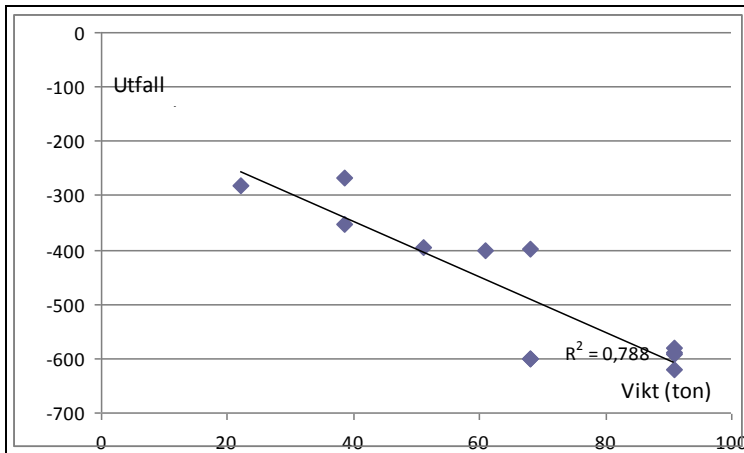


Figur 8. Ekonomiskt utfall som funktion av tornhöjd, endast kostnadsposter (Källa: Consortis beräkningar)

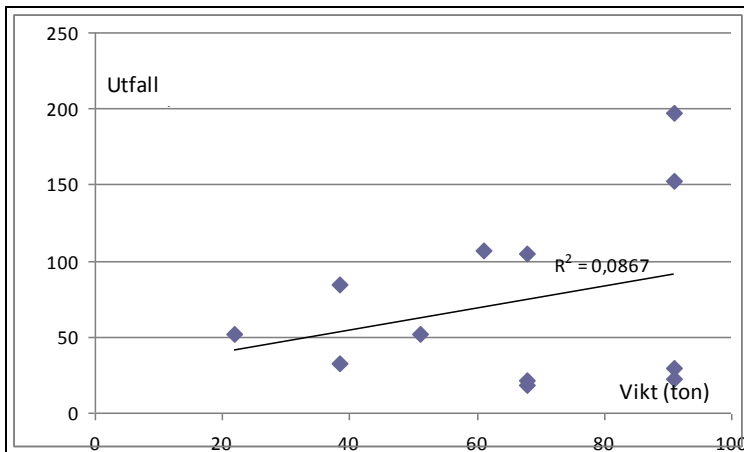


Figur 9. Ekonomiskt utfall som funktion av tornhöjd, totalt ekonomiskt utfall (Källa: Consortis beräkningar)

7.10.2 Utfall/Generatorhusvikt

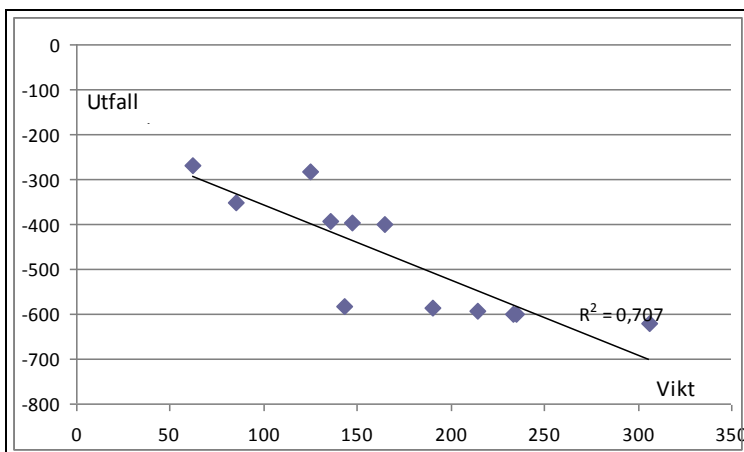


Figur 10. Ekonomiskt utfall som funktion av generatorhusvikt, endast kostnadsposter (Källa: Consortis beräkningar)

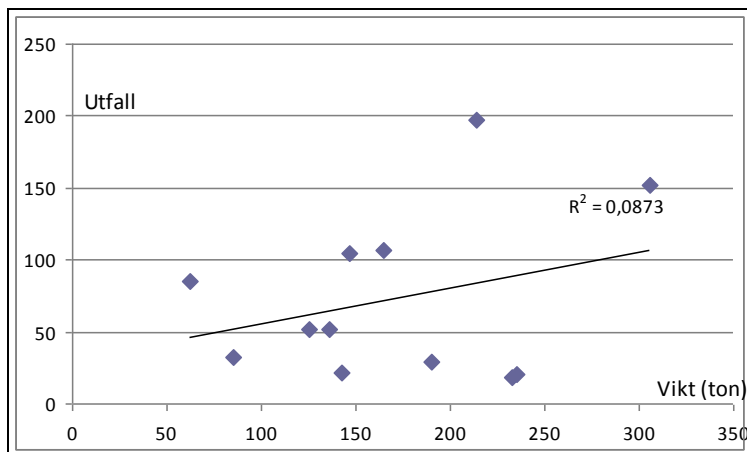


Figur 11. Ekonomiskt utfall som funktion av generatorhusvikt, totalt ekonomiskt utfall (Källa: Consortis beräkningar)

7.10.3 Utfall/Totalvikt



Figur 12. Ekonomiskt utfall som funktion av totalvikt, endast kostnadsposter (Källa: Consortis beräkningar)



Figur 13. Ekonomiskt utfall som funktion av totalvikt, totalt ekonomiskt utfall (Källa: Consortis beräkningar)

7.11 Slutsatser från simuleringar

Nedmontering av vindkraft och återställande av plats är generellt förknippat med kostnader som överstiger de möjliga intäkterna för flertalet av den typ av läggningar som byggs idag. Kostnadsdrivarna är framförallt återställandegrad, tornhöjd, vikt på generatorhus och avstånd till allmänna elnätet samt hamnar.

Det är visserligen möjligt att se samband mellan vissa grundparametrar och kostnadsposterna men korrelation minskar drastiskt när även intäkterna tas med. Många variabler har också hållits oförändrade vilket inte är realistiskt. Slutsatsen blir att varje anläggning är unik och bör kalkyleras för sig med samtliga ingående parametrar. En schablonisering skulle troligtvis innebära att kravställarna för nivån på finansiella garantier måste skapa marginaler för att vara på den säkra sida och detta fördyrar de ekonomiska garantierna avsevärt för den typ av anläggning som är lättare och billigare att avveckla. Därigenom skulle även incitamentet för att bygga nedmonteringsvänligt försvinna vilket troligtvis inte är önskvärt.

8 Finansiering

8.1 Allmänt

Ett av de bakomliggande skälen till att kostnadsstudien kring nedmontering av och återställande av plats efter vindkraft har genomförts är att miljöbalken ger möjlighet att ställa krav på finansiella garantier i samband med tillståndsgivning för att dessa åtgärder ska kunna genomföras utan att ekonomiskt belasta samhället. Det finns ett stort behov av att ta fram tydliga riktlinjer och spelregler för detta för att lagstiftningen skall fungera.

Finansiella garantier används idag inom ett stort antal områden, från fullgörandegarantier vid husbyggen till återvinningsgarantier för el- och elektronikskrot som omfattas av producentansvar. I det senare fallet har EU agerat för att etablera ett tydligt ansvar för framtida insamling och återvinning av produkter genom instiftande av tvingande direktiv som medlemsländerna har inkorporerat i nationell lagstiftning. Producentansvar finns inom flera områden; fordon, batterier, strålkällor, förpackningar, däck mm. Inom elektronik och batterier omfattar kraven även finansiella garantier och kriterier för dessa har analyserats i flera sammanhang. Generellt sett kan sägas att samhället och konsumenterna skall hållas skadelösa i det fall en producent inte kan fullgöra sitt ansvar att bekosta insamling och återvinning. För detta ändamål har regler formulerats som till exempel innebär att några typer av finansiella garantier ansetts mer lämpliga och andra mindre.

Kravet på och karakteristika för finansiella garantier för vindkraft skiljer sig på några områden från dito inom konsumentprodukter, t ex genom att antalet produkter på marknaden är betydligt färre, antalet aktörer är färre och livslängden hos vindkraftverk är oftast längre är motsvarande för konsumentelektronik. Det finns ändå skäl att ta till sig de erfarenheter som gjorts inom dessa områden.

I nedanstående översikt har därför krav, underlag och erfarenheter från dessa områden legat till grund för texten.

8.2 *”Kravspecifikation” från olika aktörer (samhället, myndigheter, industrin, med flera)*

Kravet på finansiella garantier ser olika ut beroende på vem som ställer kraven. I stort kan det sägas vara samhället, tredje man (framför allt markägare och t ex kreditgivare) samt verksamhetsutövaren/ägaren som har olika utgångspunkt. Allmänheten är också en aktör som delvis agerar självständigt och delvis representeras av samhället/staten.

Samhället i form av lagstiftaren och tillståndsgivande myndigheter”

Vill ha en ekonomisk garanti som håller samhället skadeslöst i det fall en verksamhetsutövare inte kan bekosta nedmontering och återställande av plats efter vindkraft. Garantin skall redovisas till belopp och form i samband med tillståndsgivningen. Garantin skall ge ett skydd från och med den dag anläggningen är installerad (påbörjad). Garantin skall gälla även om anläggningen byter ägare. Garantigivaren skall vara tillräckligt solid. Bedömning av en framtida kostnad innehåller en osäkerhet. Denna osäkerhet behöver hanteras på ett trovärdigt sätt.

Vindkraftsbranschen, verksamhetsutövare, ägare

Som representanter för vindenergiindustrin har Svensk Vindkraftförening och Svensk Vindenergi framhållit att man vill ha så låg kostnad som möjligt, att fonderingsmomentet skall vara individuellt, att riskmoment kan ha en kollektiv del, att betalningen till systemet skall ske så sent som möjligt i livscykelns för att inte belasta projektet i det tidiga investeringskedet, at...

Markägaren

Markägaren vill i samband med tecknandet av arrendeavtal försäkra sig om att kostnaderna för återställande av plats inte drabbar denne (såvida inte markägaren är ägare eller verksamhetsutövare). Markägaren har sällan några synpunkter på formerna, det ska bara fungera.

Finansiärer

Långgivare vill veta hur helhetskalkylen ser ut även om anläggningen är betald när nedmonteringen ska ske. Detta hör samman med ägarbytesproblematik och hur anläggningens värde påverkas av ett nedmonteringsåtagande över tiden.

Allmänheten

Allmänhetens intresse kan i detta sammanhang sägas sammanfalla med "samhället" enligt ovan.

8.3 Rekommendationer om återställandegrad, livslängd, inflation, förräntning, inlärningseffekter samt metallpriser

Svensk Vindenergi och Svensk Vindkraftförening rekommenderar, mot bakgrund av studien, att vindkraftanläggningar återställs med följande delar som standardförfarande:

- Nedmontering och bortforsling av blad, turbin och torn
- Upptagning och bortforsling av interna kablar
- Krav skall även kunna ställas på borttagning av fundament samt externa kablar. I detta fall skall detta särredovisas i samband med kravställandet.
- Bortforslat material återvinns till högsta möjliga grad enligt fallande skala:
 - Återanvändning av hela anläggningen
 - Återanvändning av komponenter
 - Återvinning av material
 - Energiåtervinning
 - Deponi

I samband med redovisning av återställandeplan skall anläggningens olika delar och omhändertagandeprocess anges.

Kalkylunderlag skall innehålla en redovisning av både kostnader och intäkter för delaktiviteter nedbrutna på minst följande nivå:

- Kostnad för nedmontering av rotor, turbinhus och torn
- Kostnad för bortforsling av dito
- Återvinningskostnad
- Kostnad för borttagande, bortforsling och återvinning av interna kablar
- Kostnad för borttagande, bortforsling och återvinning av fundament, externa kablar respektive vägar om så är tillämpligt
- Intäkter från försäljning av metallskrot
- Övriga extraordinära kostnader, till exempel tillstånd, projektledning, försäkringar mm om de är substantiella

Kalkylen skall utgå från ett rimligt antagande om antal turbiner som nedmonteras samtidigt (jämför med t ex utbyggnadstakten) vad gäller utslagning av gemensamma övergripande kostnader, t ex etableringskostnader. Antagandet skall redovisas.

Om finansiering av kostnaderna utgörs av en engångsavsättning bör den kalkyl som ligger till grund för denna utgå från en mycket försiktig och långsiktigt hållbar bedömning av metallskrotpriser.

Svensk Vindenergi och Svensk Vindkraftförening rekommenderar att inflation i kalkyler över tid räknas med 2,0 % årligen över en rekommenderad kalkyl-livslängd om 20 år. Vidare rekommenderas att anläggningen senast 24 månader efter att den sista turbinen tagits ur bruk skall vara nedmonterad, bortforslad och platsen återställd.

Framtida kostnader för nedmontering får reduceras med 1 % per år i inlärningseffekt vad gäller nedmontering av höga torn på land (>100 meter) samt vad gäller samtliga kostnader för nedmontering till havs.

8.4 Nästa steg – finansiering och finansiella garantier i praktiken

En arbetsgrupp kommer att formars av Svensk Vindenergi och Svensk Vindkraftförening tillsammans med Energimyndigheten.

8.4.1 Kriterier – finansiell garanti

Det har inte ingått i denna studie att kartlägga krav på och utformning av finansiella garantier. Ett antal av de faktorer som behöver belysas är dock:

Kriterier: Vilka krav ska ställas på de finansiella garantiernas utformning för att de ska ge tredje man tillräcklig trygghet och hur ser bank- och försäkringsmarknaden på kraven utifrån ett affärsperspektiv?

Skatteeffekter: Är kostnader för avsättningar och garantier beskattas eller vara avdragsgilla? Är avsättningar och garantier beskattas eller vara avdragsgilla?

Redovisning: Hur skall framtida kostnader för nedmontering hanteras i redovisningen?

Konkurrensneutralitet: Ska kraven på finansiella garantier - utöver att trygga tredje man - även ta ställning till risken för snedvriden konkurrens? Ska olika regler gälla beroende på, exempelvis, om kraftproducenten är ”offentlig” (t ex en kommun eller ett offentligt ägt

aktiebolag) eller privat; om kraftproducenten är inriktad på en särskild geografisk del av landet; om det är ett litet eller stort bolag; om bolaget har utländska resp. svenska ägare; etc.

Över-/underskott: Hur skall ett eventuellt överskott i en finansiell lösning fördelas på slutet och vem skall ansvara för att täcka ett underskott?

Ägare: Vem skall vara ägare till en eventuell fondering och/ eller den finansiella garantin?

Förmånstagare: Vem skall vara förmånstagare och vilken mekanism skall utlösa finansieringen och/eller garantin?

Ägarbyte: Vad händer om anläggningen byter ägare och hur skall finansieringen/garantin kunna följa med eller bytas ut?

Migrationsrätt: Hur skall ett byte av en garantiform till en annan under livslängden kunna ske?

Bedömningsprocess: Hur ser bedömningsprocessen ut för att godkänna förslag på finansiering och finansiella garantier? Vem skall göra bedömningen och ska det göras successivt nya bedömningar över tiden?

Uppföljning: Hur sker uppföljningen av prognostiserad nedmonterings- och återställandekostnad?

Utdrag ur rapport

Utdrag ur Examensarbete vid Lunds Universitet "What goes up must come down – Modelling economic consequences of wind turbine decommissioning", Olga Pérez och Emma Rickardsson, 2008

5. Modelling economic consequences of wind turbine decommissioning

In this chapter the information presented in the previous chapter concerning the scope of decommissioning, the wind turbines technical characteristics, and the decommissioning process come together. The information is used to build a model that can help participants within the wind energy industry to predict costs for wind turbine decommissioning. The chapter begins with an introduction to modelling. Here modelling is described from a theoretical perspective and methodologies for creating models are presented. These frameworks are then used to build and describe a model aimed at estimating economic consequences of wind turbine decommissioning. The model is presented by describing its intended use, assumptions & limitations underlying the model, and parameters chosen. A detailed account is then given of how economic consequences of each sub-activity of the decommissioning process have been calculated.

Once the reader is familiarized with the models general characteristics it is applied to specific cases. With the intention to investigate how well the model estimates materials present in the turbine it is applied to a Vestas V82 1,65MW turbine. The model is then used to predict economic consequences for decommissioning of sixteen different types of turbines. In each of these cases the characteristics of the turbines and the extent of decommissioning vary. The chapter is concluded with a discussion of the economic consequences of decommissioning estimated by the model.

1. Modelling

A model is a something that mimics relevant features of the situation being studied. (Bender 1978, p.1). Dym (2004, p.4) sees modelling as an important part of our understanding of the "real world" where it is one of the three stages observation, modelling, and prediction. The modelling part is concerned with analysing our observations for at least one of three reasons; to describe the behaviour or result observed; to explain why that behaviour or result occurred as it did; to allow us to predict future behaviour or results that are yet unseen or unmeasured. (Dym 2004 p. 5)

The components of a model

According to Bender (1978, p .2) the world seen in the perspective of a model can be divided into three categories:

1. Things whose effects are neglected.
2. Things that affect the model but whose behaviour the model is not designed to study.
3. Things the model is designed to study the behaviour of.

The first category is completely ignored by the model. The second category is for example constants and functions. They are external and can be referred to as input. The third category, what the model seeks to explain, is referred to as output. These three categories (neglect, input and output) are important in modelling. If for example the wrong thing is neglected the model will be no good. If too many variables are taken into consideration the model will become too complex and difficult to use since it will probably require large amount of data. (Bender 1978, pp. 2-3)

Another important consideration is what variables to use in the model. For a variable to be useful it must be measurable, either directly or indirectly (Shier & Wallenius 1999, p. 30). However this does not mean that a variable can be neglected because it is difficult to handle since this might make the conclusions of the model invalid. Another thing to keep in mind is that different models make different types of simplifying assumptions. Thus there is usually no single best way of describing a situation. (Bender 1978, p .3) Levin (1968, p. 7) states, “it is not possible to maximize simultaneously generality, realism, and precision”. This means that tradeoffs between the three have to be made.

Building a model

Bender (1978, pp. 6-7) stresses that building a model requires imagination and skill. It is not something that can be taught through a textbook or by listing rules. He does however present an outline of the modelling process consisting of four steps.

1. Formulate the problem
2. Outline the model
3. Examine its usefulness
4. Test the model

The first step is important since the nature of the model is chosen depending on how the model is to be used and what information is to be retrieved from it. In the second step information must be divided into one of the three categories mentioned earlier; neglect, input and output. The interrelations among variables must also be determined. In the third step the model author must question if the data required to make predictions can be obtained. If not, step two or even step one have to be revised. In the last step the model is tested. (Bender 1978, pp. 6-7) The ultimate test of a model is how well it performs when it is applied on the problem it was designed to handle. (Bender 1978, p .1) It is advisable to start out with easy predictions, in order to minimize the time wasted on complicated calculations built on defective bases. If the predictions are wrong or unacceptable in some way and mathematical errors can be ruled out, the first steps have to be revised again. If the predictions are less accurate than anticipated, it is a good idea to try to understand why. This may uncover implicit or false assumptions. (Bender 1978, pp. 6-7)

It is important to remember not to go too far in the extent of applying the model. It is dangerous to use the model blindly on problems that differ greatly from those on which it was tested. Every application should be viewed as a test of the model. (Bender 1978, p. 7)

Modelling wind turbine decommissioning

Using the frameworks presented above, a model that will predict revenues and costs related to turbine decommissioning has been developed. In this section the models intended use is described, followed by a discussion about assumption and limitations underlying the model. After this, the calculations made in the model are described. Building the model corresponds to the fourth activity in the process to recognize economic consequences of decommissioning, as can be seen in Figure 11.

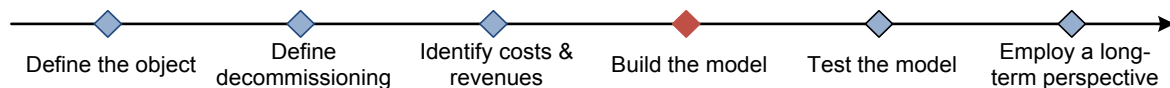


Figure 1 Process to estimate the economic consequences of decommissioning

Intended use

The aim of this thesis is to develop a model that can estimate the costs for decommissioning wind turbines that are currently being installed in Sweden. It is important to stress that the calculation will only give an indication of the economic effects. The validity of the results

presented by the model will depend on market forces affecting costs and revenues related to decommissioning.

Moreover, the information reviewed about turbines has been based on information gathered about models from three manufacturers; Vestas, Enercon, and Nordex. Much of the information is considered to be applicable to other manufactures, but it is worthwhile noting that there may be differences which may not be considered in the model. Therefore this model is recommended to users that have turbines similar to those examined. The model may also be limited to calculate decommissioning costs for turbines ranging between 800 kW and 3000 kW, since information has been gathered relate to turbines within this range of rated power. Therefore the assumptions in the model may not be valid for turbines outside this interval of rated power.

Another important consideration the user must keep in mind is that the model approximates costs for a somewhat ideal decommissioning project. If the user finds that there are complications with the site or the turbines to be decommissioned the results presented by the model should be regarded as a very optimistic approximation.

Since the model has been constructed based on activities, there is a built in flexibility in the model. The users can choose to include or exclude activities that apply to their particular case. For example the need to remove foundations and cables has been questioned. Should the user find that these activities will not be performed the costs and revenues related to them can be ignored by excluding the parameters that define those costs. By using excel as programme software to build the model the user is also enabled to change parameters in order to better reflect current prices or considerations that have been ignored. With the intention of enabling the user to assess the validity of the calculations the results for all sub-activities are presented. The costs for some sub-activities have been ignored since they were considered to be negligible. These sub-activities are still included in the model since they may help the user to reflect on which costs and revenues should be considered.

The model does consider that decommissioning projects may encompass one or several turbines. This has been handled by managing fixed and variable cost components. The results are presented in a total cost and a cost per turbine. *Note that in the model costs and revenues have reversed signs; that is, costs are positive and revenues negative.*

Assumptions and limitations

The costs and process for dismantling and restoration have been described in the previous chapter. The input data for the model has been gathered by an extensive number of interviews with experts within the industry. Throughout the creation of the model a careful approach has been preferred when estimating revenues and costs. This means that if the information gathered on cost and revenues where stated as an interval, the high end of the interval was used in the case of costs and the low end of the interval was used in the case of revenues. Exceptions to this were made in cases where the approach was not deemed reasonable.

The model builds on the assumption that decommissioned turbines and/or their components will not be sold on the market. This is motivated by the fact that the progress in wind turbine technology is likely to slow in the future. As the marginal technological development in turbines slows the propensity to replace older turbines with new ones should also be restricted since their technological superiority will be limited. Another argument in favour of this proposition is that as the turbine sizes increase so do investment costs for the turbine and its installation and decommissioning processes. To justify incurring sunk costs for the investment in the turbine and installation and to justify additional costs for removal and replacement the requisite on technological superiority of new turbines increases. Therefore it is expected that the turbines installed today will be serve their economic lifetime of 20-25 years. The revenues are therefore calculated bases on the scrap value of materials in the turbine.

As mentioned previously the model may be limited to predict costs and revenues for decommissioning wind turbines with rated powers between 800 kW and 3000 kW. This range of rated power was chosen since it represents the turbines being installed in Sweden today. For turbines outside of this range the predicted economic consequences may be erroneous since turbines with that rated power have not been examined. It has been observed that manufacturers often increase the models in scale when the rated power increases, which means that the descriptions and assumptions in the model may very well be valid for turbines with higher rated power. Despite this caution is advised.

Moreover there are many assumptions made about the materials in the turbine, which are specified in the upcoming sections. These assumptions are built on observation made about Vestas, Nordex, and Enercon models. Some significant differences were found between these models which have been used in order to establish which parameters are important to consider in the model. Due to time restraints all models and all manufacturers have not been examined which may pose a problem if the turbines on which the model is to be applied differ significantly from the turbines examined. For example there may be models that have an abnormal hub height or nacelle weight. In such cases the model may give erroneous estimates since the largest crane accounted for is a 600 ton lattice boom crane. For models that require a crane with a capacity exceeding this crane's costs should be calculated with other methods.

The model takes into account that turbines can be located at onshore and offshore installations, but is restricted to predict costs for relatively easily accessible locations. This simplification is motivated by the difficulties in including extraordinary considerations in the model, while keeping it simple. Should the user want to predict costs for turbines at locations that are hard to access, this must be considered outside of the model.

The model also ignores costs related to planning and costs that may arise due to unforeseen difficulties during the decommissioning. This is motivated by that these costs can be hard to foresee and the validity and reliability in including them is questionable. Certain activities have also been excluded. For example there is no account for the costs and revenues associated with removing the transformer station. This is due to that the model is designed to account for the removal of turbines only.

The model is also limited to account for decommissioning that follows the process described in the previous chapter. Should other methods be employed the model will not anticipate costs accurately. It is assumed that all turbines will be dismantled with a crane since this method is applicable at all locations. For example, if dynamite is considered as an alternative to bring the tower down factors such as the effect of vibrations to the surroundings may restrict the viability of this alternative.

Although certain assumptions are made about the process to be followed there is a considerable flexibility built into the model. The user can choose to ignore costs or revenues that do not apply to the particular case examined. It is also important to note that some of the processes described have a considerable uncertainty related to them. In many cases there is no previous experience of certain activities such as the removal of offshore foundations. To minimize the risk of making wrong assumptions several sources have been interviewed.

Choice of parameters

The choice of parameters was made by reviewing the information about costs and revenues related to the expected decommissioning process for wind turbines. Identified costs and cost divers for different activities were related to characteristics that could vary between different turbines. The number of parameters have been restricted in the extent it is possible in order to keep the model simple and to guarantee ease of use. There is a total of thirteen parameters requested from the user, these are:

- *Location*: the user can only specify whether the turbines are land-based or offshore sites. This parameter defines the process employed in the decommissioning process. The variable is used in the following activities: dismantling of turbine and treatment of foundation.
- *Number of turbines*: the user establishes this variable by inserting a discrete number in the field. The number of turbines becomes a cost driver for all variable costs in the calculations. The variable is used in all the activities.
- *Nacelle weight*: the user establishes this variable by stating a discrete number, corresponding to the weight of the nacelle in tons. The nacelle weight is used to calculate the capacity required of the crane and the presence of different metals. The variable is used in the following activities: dismantling of turbine and treatment of tower and nacelle.
- *Gearbox*: the user can only specify whether or not a gearbox is included in the turbine. Together with the nacelle weight this parameter is used to calculate the distribution of weight between different materials in the nacelle. The variable is used the treatment of tower and nacelle activity.
- *Hub height*: the user defines this variable by stating a discrete number corresponding to the hub height, expressed in meters. The hub height is used to calculate the capacity required of the crane. The variable is used in the following activities: dismantling of turbine and treatment of tower and nacelle.
- *Tower type*: the user can only specify whether the tower is a hybrid tower or a tubular steel tower. This variable is used to determine the costs related to the treatment of the tower and the revenues related to the tower material. The variable is used in the treatment of tower and nacelle activity.
- *Tower weight*: the user states the tower weight expressed as a discrete number, specified in tons. Together with the tower type this information is used to calculate the costs and revenues related to the material in the tower. The variable is used in the treatment of tower and nacelle activity.
- *Blade weight*: the user defines this variable by stating a discrete number accounting for the total tonnage of blades per turbine. The information is used to calculate the material to be handled in the treatment of blades activity. The blade weight is also used to calculate the weight of steel in the rotor. The parameter is used in the following activities: treatment of blades and treatment of tower and nacelle.
- *Foundation weight or volume*: this variable must be expressed by the user as a discrete number. Depending on whether the turbine is land-based or offshore, and the type of foundation, the dimensions are specified in tons or cubic meters. For land-based foundations and gravity foundations offshore, the unit of measure is cubic meters. In the case of mono pile foundation the foundation weight, specified in tons, is necessary. This variable is used to define costs and revenues in the treatment of foundation activity. Removal of foundation is optional, therefore this parameter does not have to be stated if the foundation is left behind.
- *Foundation type*: the foundation type is automatically defined by the unit used to describe the foundation dimensions (tons or cubic meters) and the location of the turbine. This variable is used to define costs and revenues in the treatment of foundation activity. Removal of foundation is optional, therefore this parameter does not have to be stated if the foundation is left behind.
- *Distance to electrical grid*: this variable is specified in meters and should give an approximation of the distance to the electrical grid. The distance to the electrical grid is used to calculate the costs and revenues in the treatment of external cables activity. Removal of cables is optional, therefore this parameter does not have to be stated if the cables are left behind.
- *Type of external cable*: this variable is specified by stating the share of copper and aluminium in the conductor material. Conductor material can be composed of only copper, only aluminium, or a mix of both. The data is used to compute revenues in the treatment of cables activity.

- *Weight of external cable*: this variable is specified by stating a discrete number, corresponding to the cable weight per meter. Although there is a relation to the number of turbines and the cable weight per meter it is nearly impossible to foresee the figure. This is due to that the cable weight will vary depending on the location of the turbine, the number of turbines, and the conductor material. In order to ensure accuracy this parameter is therefore requested from the user. The information is used to calculate revenues in the treatment of cables activity.

In order to better understand how these parameters have been used the model will be described in view of the activities performed in the decommissioning process. For every sub-activity a table is presented that specifies all the parameters used in the calculation and how they have been specified. *Requested parameters* are the ten parameters that have been described above and that are specified by the user. *Assumed parameters* are those which have been specified by the creators of the model. *Input parameters* are parameters that have been specified by information gathered from interviews. In some cases a parameter is described as both an assumed and an input parameter, this means that the information has been gathered by interviews but that there is a considerable degree of uncertainty in the accuracy.

Calculations and formulas used in the model

Activity 1: Dismantling of turbine



According to the description in the previous chapter this activity consists of three sub-activities; transport of crane, set up of crane, and disassembly of turbine. Together they represent the total economic effect for the dismantling activity.

Dismantling of turbine = transport of crane + setup of crane + disassembly of turbine

Throughout this activity the crane used is the most important cost driver. The crane required is defined by the hub height, the nacelle weight and the location of the turbines; therefore these three parameters are used in all three sub-activities. These parameters are required since the hub height can be chosen independent of the nacelle and both of these are independent of the turbine location. Information about hub height and nacelle weight has been clearly specified in all of the technical descriptions reviewed, therefore it is concluded that the user will have access to this information. When finding data about the nacelle weight it is recommended to observe that the rotor and blade weight is not included.

The required capacity is computed in a similar manner regardless of location. The primary difference lies in the types of cranes considered and the costs for the crane.

To find the capacity of crane needed, five different cranes were studied. Four of them were telescopic boom cranes at a tonnage of 250, 300, 350 and 500, and one was a lattice boom crane with a tonnage of 600. These cranes were chosen since they are the ones that can be used for dismantling turbines of the sizes this model concern. It can also be mentioned that all of these cranes are available in Sweden.

For these five cranes load lists were studied to find out how their lifting capacities were affected at different heights. This was summarised in a table for each crane. To retrieve which crane capacity is needed for a specific turbine the model searches the tables to find the crane with the least capacity that can lift the weight of the nacelle at hub height.

The number of turbines is also requested in the sub-activities. This is explained by that the cost for the crane is driven by duration, which in its turn depends on the number of turbines to be dismantled.

Sub-activity 1.1.: Transport of crane

	Onshore	Offshore
Requested parameters	<i>Location, hub height, nacelle weight</i>	<i>Location, number of turbines, hub height, nacelle weight</i>
Assumed parameters	<i>Transport distance in km</i>	<i>Duration of transport</i>
Input parameters	<i>Trailer cost</i>	<i>Vessel cost</i>

The user must specify if the turbine is located at an offshore or an onshore site since this parameter defines how the crane's transportation costs are calculated. As can be seen in the table above the rest of the parameters used to perform the calculations differ depending on the location.

For onshore locations the crane capacity required, defined by the hub height and the nacelle weight, defines transportation costs for the crane used to dismantle the turbines. This is due to that the crane capacity defines how many trailers are needed to transport the crane and the counter weight.

The formula used to calculate the number of trailers is shown below. The data collected showed that a linear approximation could be made regarding the number of trailers needed. The number of trailers needed increases by two as tonnage increases by fifty, starting at a tonnage of 250 where three trailers are needed.

$$\text{Number of trailers} = \left(\frac{\text{crane capacity} - 200}{50} \times 2 + 1 \right)$$

Once the number of trailers is determined it is used as input to estimate the transportation costs. In Sweden distances are commonly measured in tens of kilometres, therefore the transportation distance is divided by ten. Sweden measures 1 572 km in length and 500 km in width and the location of the turbines can vary considerably. Therefore this cost can become quite significant. In the model a default transport distance of 300 km is used. This is due to that once the transportation cost for the crane become excessive it is probable that other alternatives will be considered to bring down the structure, such as employing dynamite. Should this distance be very inaccurate the user can alter the transport distance to better reflect actual conditions. The formula below shows how the transportation costs are computed as a function of the number of trailers, the rental rate, and the distance.

$$\text{Crane transportation cost onshore} = \frac{\text{sek}}{10 \text{ km}} \times \frac{\text{km}}{10} \times \text{number of trailers}$$

For offshore turbines other calculations must be made. In the model it is assumed that mobilization of the vessel and the transportation of turbines from the site to an adequate harbour will take approximately 1.3 days per turbine. One day is considered to represent the actual transportation time and a 30% margin is added to account for unfavourable weather or current conditions, as has been advised by experts in the industry.

$$\text{Crane transportation cost offshore} = 1,3 \times \text{daily rate} \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 1.2.: Set up of crane

	Onshore	Offshore
Requested parameters	<i>Location of turbine, hub height, nacelle weight, number of turbines</i>	<i>Location of turbine, hub height, nacelle weight, number of turbines</i>
Assumed parameters		<i>duration of set up</i>
Input parameters		<i>duration of set up</i>

Once the crane has been transported to the site there is an initial set up cost. The set up cost is defined by the crane required. With the hub height, the nacelle weight and the turbine location the model identifies the crane and the applicable cost.

For onshore locations there is an initial set up cost that is defined by the crane required. The model will automatically calculate this set up cost once the crane has been defined. Following this initial set up cost, there is a variable set up cost for each turbine. This variable cost is equal to the initial set up cost reduced by one third. The formula is presented below.

Setup cost onshore crane

$$= \text{Initial set up cost} + \text{Initial setup cost} \times \frac{2}{3} \times (\text{number of turbines} - 1)$$

Although duration is a cost driver, both for setting up the crane and the disassembly of the turbine for offshore locations, it was chosen to keep the posts separated. This is motivated by that the set up cost for an offshore crane can vary considerably due to conditions at the particular site. For instance currents which can make it difficult to anchor the vessel or the jack up barge. By keeping this cost post separated the cost remains visible and the user can determine how reasonable this cost is when considering the particular site.

In the model offshore dismantling is assumed to take a total of 1 day per turbine. Of this time approximately 25% is assumed to correspond to the set up. This duration is increased by 30% to account for unfavourable weather and current conditions at the site. The estimated duration is then multiplied by the daily rate and by the number of turbines, to arrive at the set up cost for an offshore crane.

$$\text{Setup cost offshore crane} = \text{daily rate} \times \frac{0,25 \text{ days} \times 1,3}{\text{turbine}} \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 1.3.: Disassembly of turbine

	Onshore	Offshore
Requested parameters	<i>Location, hub height, nacelle weight, number of turbines</i>	<i>Location, hub height, nacelle weight, number of turbines</i>
Assumed parameters	<i>Duration of disassembly</i>	<i>Duration of disassembly</i>
Input parameters	<i>Rental rate</i>	<i>Vessel cost</i>

Once the crane has been transported to the site and set up by the turbine the disassembly can begin. At onshore locations the total cost for this activity depends on the crane used, the dismantling duration for each turbine, and the number of turbines to be dismantled. The duration of dismantling is estimated to 8 hours per turbine. To establish the hourly rate the established required capacity is used. At the lowest capacity of 250 tons the hourly cost is 5000 SEK. The hourly rate then increases with 5 SEK per ton. The formula to calculate rental costs for an onshore crane is presented below.

$$\text{Disassembly cost onshore} = (5 * (\text{crane capacity} - 250) + 5000) \times \frac{8 \text{ hours}}{\text{turbine}} \times \text{number of turbines}$$

Also in the case of offshore turbines the crane required to a large extent defines the cost associated with dismantling since it defines the daily rates for the crane. As mentioned previously in the case of offshore turbines the dismantling is assumed to take a total of 1 day per turbine. In the model it is estimated that 75% of this time corresponds to actual

dismantling. The duration is increased by 30% to account for unfavourable weather and current conditions. For the dismantling activity the duration is considered to be more reliable than for setting up the crane since once the vessel or the jack up barge is in place the process is independent of site conditions. The estimated duration is multiplied by the daily rate and by the number of turbines to be dismantled to arrive at the total rental cost for the offshore crane.

$$\text{Dissassembly cost offshore} = \text{daily rate for crane} \times \frac{0,75 \text{ days} \times 1,3}{\text{turbine}} \times \text{number of turbines}$$

Activity 2: Treatment of blades



The treatment of blades activity includes three sub-activities; severing of blades, transport of blades and disposal of blades. The economic effects of these three sub-activities are added together to represent the total cost for treatment of blades.

$$\text{Treatment of blades} = \text{severing of blades} + \text{transport of blades} + \text{disposal of blades}$$

The total blade weight is the cost driver behind all the activities related to the treatment of blades. This is due to that the costs of all sub-activities are a function of the weight of the material to be handled. As has been mentioned in the technical description of the turbine the blade length, from which weight can be calculated, is often related to the hub height. Using this logic would have eliminated the need to specify the blade weight. This option was not chosen since no constant relation could be found between the hub height and the blade length since the tower can be chosen independent of the blade length. The hub height only establishes a maximum length for the blade. Since the blade weight was specified in all technical descriptions for the turbines it was considered to be a good parameter. The user is reminded that the parameter required is the total blade weight, that is, the blade weight for each blade multiplied by the number of blades.

For the treatment of blade activity in this model the possibility to recover blade material is ignored. This is due to that there is currently no functioning market for these activities and it is uncertain whether they will actually be performed in the future. Only blade disposal by landfill and by incineration are thereby considered.

Sub-activity 2.1.: Severing of blades

Requested parameters	<i>Blade weight</i>
Assumed parameters	
Input parameters	<i>Severing cost</i>

As has been described in the decommissioning process there are four different disposal methods for the turbine blades of which two will be considered; landfill or incineration. In the model the costs for both methods are automatically computed. In both cases the blades must first be severed to reduce transportation and handling costs. The total blade weight per turbine is used in the model. The formula used to calculate the cost for severing is shown below. The severing cost used will differ depending on the disposal method. This is due to that material to be entered into an incinerator must be reduced to smaller pieces, which increases costs.

$$\text{Severing of blades} = \text{total blade weight} \times \frac{\text{severing cost}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 2.2.: Transport of blades

Requested parameters	<i>Blade weight</i>
Assumed parameters	<i>Transport distance</i>
Input parameters	<i>Trailer cost</i>

Since waste stations are found throughout the country transportation costs were assumed to be negligible if the blades are disposed of by land fill. In the case of incineration there are few facilities that can incinerate the blade material and transportation costs may become significant. The cost driver in this case is the number of trailers and the transportation distance. The number of trailers is defined by weight restrictions applied to trailers which is 25 tones. The number received when dividing the total weight by the weight restriction is rounded up to the next whole number since it is considered improbable that the last trailer will be rented partially.

$$\text{Number of trailers} = \frac{\text{total blade weight} \times \text{number of turbines}}{25}$$

The model assumes a default transport distance of 300 km to the nearest incineration facility. This number was considered to be reasonable since authorities have specified that 300-500 km is a rational distance to transport this kind of material for incineration.

$$\text{Transportation cost} = \text{number of trailers} \times \frac{\text{cost}}{10 \text{ km}} \times \frac{\text{km}}{10}$$

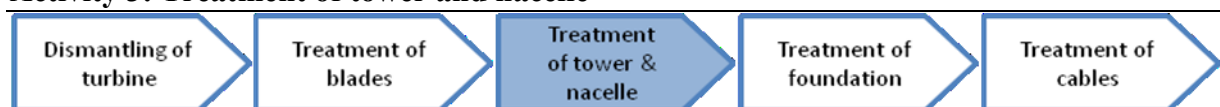
Sub-activity 2.3.: Disposal of blades

Requested parameters	Blade weight
Assumed parameters	
Input parameters	Incineration fee, landfill fee

Once again blade weight is the cost driver for cost related to blade treatment. Depending on whether the blade material will be incinerated or disposed of in land fill the fee varies. In the model both alternatives are computed automatically by multiplying the total blade weight per turbine by the fee per ton and the number of turbines, as shown in the formula below.

$$\text{Disposal of blades} = \text{total blade weight} \times \frac{\text{fee}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

Activity 3: Treatment of tower and nacelle



The treatment of tower and nacelle encompasses six sub-activities; severing of tower and nacelle, transport of waste material, disposal of metal, disposal of concrete, disposal of organic material and disposal of electronic material. Together the economic effects of these four activities represent the cost of the treatment of tower and nacelle.

Treatment of tower and nacelle

$$\begin{aligned}
 &= \text{severing of tower and nacelle} + \text{transport of waste material} \\
 &+ \text{disposal of metal} + \text{disposal of concrete} + \text{disposal of organic material} \\
 &+ \text{disposal of electronic material}
 \end{aligned}$$

The cost drivers between the different sub-activities differ. In all activities the important issue is the amount of material to be handled. In order to account for different materials many simplifications have been made based on data reviewed about the turbines. To calculate the cost of severing and transport of waste material it is only important to account for the total amount of material and distinguish between two material types; concrete and metal. When it comes to disposal of metal, on the other hand, it is important to differ between different types of metals since they have different market values. Therefore in the disposal of metal sub-activity an extensive number of parameters have been used.

The most important difference between different models that affect this activity is the characteristics of tower. The tower type and tower weight are considered to be parameters that can easily be specified by the user. Also a significant difference has been found regarding the

weight of the nacelle in Enercon models compared with other models due to the absence of a gearbox.

Sub-activity 3.1.: Severing of tower and nacelle

Requested parameters	<i>Tower type, tower weight, nacelle weight, number of turbines, blade weight</i>
Assumed parameters	<i>Material losses</i>
Input parameters	<i>Severing costs</i>

The type and weight of the tower define the cost for the severing of material since they indicate the amount and type of material to be handled. Depending on whether the tower is built in concrete or steel the cost associated with severing differs.

In the model steel corresponds to 100% of the tower weight in tubular steel towers and 7% of the tower weight for hybrid towers. These material distributions were found by reviewing information on different tower types. 100% of the nacelle weight is assumed to be metal or severed to the same cost as metal. The rotor is also made of steel, and its weight is approximated to be the same as the blade weight. This relation was found to be nearly accurate in all models examined.

Regardless of the tower type the weight of the nacelle and the rotor are added to the metal weight in the tower to arrive at a total tonnage of metal per turbine. To calculate the cost for severing this metal the tonnage per turbine is multiplied by the severing cost per ton and the number of turbines, shown in the formula below.

$$Tons\ of\ metal\ in\ turbine = metal\ weight\ in\ tower + nacelle\ weight + steel\ in\ rotor$$

$$Severing\ of\ metal = tons\ of\ metal\ in\ turbine \times \frac{sek}{ton} \times number\ of\ turbines$$

To sever concrete in the hybrid towers there is a fixed establishment cost and a variable cost per m3 of concrete. To calculate the weight of concrete in the tower seven percent of the tower weight is subtracted from tower weight since this share of the weight is steel. The variable cost is determined by the tons of concrete, the cost per ton, and the number of turbines. As can be seen below the establishment cost and the variable cost together constitute the total cost for severing of concrete in the tower.

$$Severing\ of\ concrete = establishment\ cost + tons\ of\ concrete \times \frac{sek}{m3} \times number\ of\ turbines$$

Sub-activity 3.2.: Transport of waste material

Transportation costs are ignored in the model since costs has been included in the severing fee by the entrepreneurs that were interviewed.

Sub-activity 3.3.: Disposal of metal

Requested parameters	<i>Tower type, hub height, tower weight, nacelle weight, number of turbines, gearbox, blade weight</i>
Assumed parameters	<i>Material shares and losses</i>
Input parameters	<i>Severing costs</i>

Since metals are valuable, and there are functioning markets for the sale of scrap metals, there is a substantial material value that must be considered. To explain assumptions and calculations underlying this sub-activity this section will be explained based on where in the turbine the material is located. In many cases an assumed material loss of 10% is applied. This is due to that a certain part of the metal can be expected to be lost during severing and

handling. The percentage is also confirmed by Vestas Life Cycle Analysis (Vestas 2004, Vestas 2006). The revenues received from the sale of different materials are added together in the post “disposal of metal”. The posts will be negative since it represents revenue in a cost model.

The tower

As mentioned previously it is approximated that the steel tower is made of 100% steel and that steel tubes in the hybrid tower account for 7% of the total tower weight. In the model it is assumed that 90% of the steel from the tower can be recovered and sold to metal scrap dealers. The loss of 10% of the material is deduced from that there may be other materials in the tower. Also a loss of material will probably take place in the severing and handling of the metal. The assumed tonnage of steel per tower is multiplied by the steel price and the number of turbines to arrive at the revenue from steel in the tower.

$$\text{Revenue steel in tower} = 0,9 \times \text{tons of steel in tower} \times \text{steel price} \times \text{number of turbines}$$

The nacelle

The nacelle weight is used to estimate revenues from the sales of metals in the nacelle. In the nacelle three materials were considered of particular importance due to their high market value and presence in the nacelle; stainless steel, copper, and steel.

Data reviewed shows that approximately 10% of the nacelle weight in Vestas’ turbines consists of stainless steel. In these models the gearbox accounts for a large part of this stainless steel. Such detailed information about metal contents in the nacelle could not be found about Enercon models, but it is clear that these models do not have a gearbox. Despite this difference the same approximation is used to find stainless steel in all turbines. This is explained by that the turbines are likely to have a similar share of precious metals. The amount of stainless steel is multiplied by the market value and the number of turbines to estimate the total revenue from stainless steel.

$$\text{Revenue stainless steel in nacelle} = \text{nacelle weight} \times 0,1 \times \frac{\text{stainless steel price}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

In order to establish the amount of copper in the nacelle it is important to consider whether or not the model has a gearbox since this affects the size of the generator. In models with a gearbox the generator is smaller and thus constitutes approximately 10% of the nacelle weight. In models without a gearbox the generator accounts for approximately 45% of the nacelle weight. The copper found in the generator and is assumed to constitute approximately 20% of the generator weight. Once the weight of copper has been calculated it is multiplied by the copper price and the number of turbines to arrive at the revenue from copper in the generators. The first formula is for a generator with a gearbox and the second shows the formula for a generator without a gearbox.

$$\text{Revenue copper in generator} = \text{nacelle weight} \times 0,1 \times 0,2 \times \frac{\text{copper price}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

$$\text{Revenue copper in generator} = \text{nacelle weight} \times 0,45 \times 0,2 \times \frac{\text{copper price}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

The weight of steel in the nacelle is calculated by deducting the weight of copper and the weight of stainless steel. To account for other materials in the nacelle and the steel that may be lost in the dismantling and severing process this figure is reduced by 30%. The amount of steel computed is then multiplied by the price of steel per ton and the number of turbines to result in the revenue from steel in the nacelle.

Revenue from steel in nacelle

$$= 0,7 \times (\text{nacelle weight} - \text{copper weight nacelle} - \text{stainless steel nacelle}) \times \frac{\text{steel price}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

The rotor

Reviewing data about different wind turbines it was observed that the weight of steel in the rotor can be approximated by the total weight of the blades. The blade weight is therefore also used to establish the steel weight in the rotor. A material loss of ten percent is expected to take place. In order to calculate the revenue from the steel in the rotor the following formula is used:

$$\text{Revenue from steel in rotor} = \text{total blade weight} \times 0,9 \times \frac{\text{steel price}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 3.4.: Disposal of concrete

This cost is ignored since it is assumed that the concrete can be disposed of at construction site free of charge.

Sub-activity 3.5.: Disposal of organic materials

Requested parameters	Tower weight
Assumed parameters	Material shares and losses
Input parameters	Incineration fee

It is considered appropriate to assume that there will be a cost to handle and dispose of organic material and other rest materials. In Sweden organic materials are incinerated at a given expense per ton. The number of tones was estimated by assuming that organic material and rest materials will account for 10% of the metal weight in the tower. The metal weight of the tower, as opposed to the tower weight, is used since for hybrid towers the entire tower weight is considered to give an excessive approximation of the organic material.

$$\text{Disposal of organic waste} = \text{metal weight in tower} \times 0,1 \times \frac{\text{incineration fee}}{\text{ton}}$$

Sub-activity 3.6.: Disposal of electronic material

The cost for disposing electronic material was found to be negligible. Therefore it was excluded from the calculation.

Activity 4: Treatment of foundation



The treatment of foundation is an optional activity. If this activity is excluded from the calculation the parameters defining the most important cost drivers – foundation weight or cubic meters – do not have to be stated. The activity consists of three sub-activities; demolition of foundation, transportation of material, and waste disposal. Together these define the cost for economic consequences of treatment of foundation.

Treatment of foundation

$$= \text{demolishment of foundation} + \text{severing of material} + \text{waste disposal} + \text{resotation of foundation site}$$

As mentioned previously the dimensions of the foundation are one of the most important parameters in the activities related to the treatment of the foundation. Data reviewed about the

foundations show onshore and offshore foundations vary considerably. Factors affecting the foundation are the type of tower, the hub height, and considerations at the particular site such as the ground characteristics. Therefore it was considered necessary to ask the user to specify important characteristics of the foundation such as type, weight, and location. Only the most commonly used foundations are include in the model, which are; concrete foundations for onshore locations as well as gravity foundations and mono piles for offshore foundations.

For gravity foundations the model ignores the possibility of removing the ballast and then pumping air into the structure to float it and tow it to shore since this method is considered less viable. Empirical findings show that the water depth will affect the method employed. In the model this is ignored since it was considered more valuable to keep the number of parameters as few as possible.

Sub-activity 4.1.: Demolishment of foundation

Requested parameters	<i>Foundation weight or cubic meters, location, number of turbines</i>
Assumed parameters	
Input parameters	<i>Demolishment cost</i>

The foundation weight or volume is the cost driver for the handling of foundation material. For onshore foundations the size of the foundation should be specified in cubic meters. This data is then used to establish demolition costs which are calculated in the same way as costs for demolishing hybrid towers. Since the same equipment is used it can be argued that the establishment cost should only be accounted for once. Since the cost is relatively small and it is reasonable that more than one hydraulic hammer may be used due to the amount of material to be handled this cost was included anyways. The variable demolition cost is computed by multiplying the tons of concrete per turbine foundation by the fee per cubic meter and the number of turbines. To this cost the establishment cost is added to calculate the demolition cost for an offshore foundation.

Demolishment of onshore foundation

$$= \text{establishment cost} + \text{tons of concrete} \times \frac{\text{sek}}{\text{m}^3} \times \text{number of turbines}$$

In the case of offshore foundations the cost driver is the duration for the demolition. In the model it is assumed that only two foundation types are used; mono piles and gravity foundations. Regardless of the type of offshore foundation found the most important cost is attributed to the vessels that must be used to lift the foundation material from the sea bed. The same types of boats are used for mono piles and gravity based foundations but the duration of the operation varies depending on the foundation type. The duration is estimated to one and half day and three days per foundation for mono piles and gravity foundations respectively. Once again these durations are increased by 30% to account for weather and current conditions at the site. The vessel cost is composed of a mobilization cost and a variable day rate. The total cost will therefore depend on the duration of the operation which is defined by the foundation type and the number of turbines present. The formula used to calculate the demolition cost for offshore foundations is shown below.

Demolishment of foundation

$$= \text{mobilization cost} + \text{daily rate} \times \frac{\text{duration} \times 1,3}{\text{turbine}} \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 4.2.: Severing of foundation material

Requested parameters	<i>Foundation weight or cubic meters, tower location, number of turbines</i>
Assumed parameters	
Input parameters	<i>Demolishment cost</i>

For land-based foundations the severing cost is assumed to be included in the demolition fee.

In the case of offshore foundations severing is expected to take place once the foundation material reaches land. Material weight is used to calculate the cost for severing the metal found in the foundation once it has reached land. Since the part of the mono pile that has been rammed into the sea bed will be left behind the total foundation weight is reduced by one third. This weight per turbine is then multiplied by the fee per ton and the number of turbines. The severing costs for gravity foundations are calculated in the same manner with the exception that dimensions are specified in cubic meters and the severing rate used is for concrete. In this case it is also an assumption that one third of the material weight is lost since a part the ballast will most likely be left at the sea bottom.

$$\text{Severing of foundation} = \text{dimensions} \times \frac{\text{sek}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 4.3.: Transport of waste material

In the model it is assumed that these costs will be included in the demolition and severing fees.

Sub-activity 4.4.: Disposal of concrete

Requested parameters	<i>Foundation weight or cubic meters, number of turbines</i>
Assumed parameters	
Input parameters	<i>Disposal fee</i>

As has been pointed out in the empirical findings the cost related to this activity are often included in the concrete demolition fee. If this is not the case costs incurred for disposal of concrete can be calculated with the formula below.

$$\text{Disposal of concrete} = \text{cubic meters} \times \frac{\text{sek}}{\text{ton}} \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 4.5.: Disposal of steel

Requested parameters	<i>Foundation weight or cubic meters, tower location, number of turbines</i>
Assumed parameters	
Input parameters	<i>Steel price</i>

Depending on the type of foundation it may be necessary to consider revenues from scrap steel. In the case of onshore foundations and gravity foundations the steel produces no

revenue since this revenue is assumed to belong to the demolition contractor. For mono piles, which are made of steel, there is a material value that must be considered. To calculate the weight of steel is multiplied by the sales price. To find the steel weight the total foundation weight is reduced by 1/3 since the part of the foundation that has been rammed into the sea bed is left behind.

Revenue from steel in steel foundation

$$= \text{tons of steel in foundation} \times \frac{2}{3} \times \text{steel price} \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 4.6.: Restoration of foundation site

Requested parameters	<i>Foundation weight or cubic meters, tower location, number of turbines</i>
Assumed parameters	
Input parameters	<i>Restoration cost</i>

In the model restoration applies only to land-based turbines. Therefore it is necessary to consider where the turbine is located. The cost driver for the restoration activity is the cubic meters of foundation that have been removed leaving a hole in the ground. The cubic meters are multiplied by the restoration cost and the number of turbines to arrive at a total restoration cost, as shown below:

Restoration cost = cubic meters of foundation x restoration cost x number of turbines

Activity 5: Treatment of cables



The treatment of external cables is an optional activity. If the user chooses to exclude the activity, the distance to the electrical grid does not have to be stated. The activity consists of three sub-activities which are added together to arrive at the total costs for the treatment of cables.

Treatment of external cables

$$= \text{excavation of cables} + \text{transport of cables} + \text{disposal of cables}$$

As has been explained in the technical description of the wind turbine there are external and internal cables in a wind turbine. It is important to consider these cables in the model since the conductor material consists of valuable metals such as aluminium and copper. In the information reviewed it became apparent that the cables are a complex issue that is difficult to simplify without losing valuable information. Also tests showed that the external cables have a considerable impact on the results computed by the model. Therefore the user is requested to specify three parameters that are used to deal with external cables in the model.

In this activity three parameters are used to make calculations about costs and revenues for external cables, these are: distance to the electrical grid, the conductor material in the external cable, and the weight of the external cable per meter. The distance to the electrical grid is requested from the user since it is impossible to predict the distance to the electrical grid in a reliable manner. Also the characteristics of the cable, such as conductor material and cable weight per meter must be specified since these cannot be computed by the model in a reliable fashion. For internal cables, on the other hand, simplifications can be made. Therefore only one parameter, the number of turbines, is requested from the user.

Sub-activity 5.1.: Excavation of cables

Requested parameters	<i>Distance to electrical grid in meters, number of turbines</i>
Assumed parameters	<i>Distance between turbines</i>
Input parameters	<i>Cost for excavation of cables</i>

The cost driver behind the excavation of cables is the meters of cables to be excavated. The excavation fee per meter is multiplied by the meters of cables to be excavated to calculate the cost for excavation of turbines. Since the distance to the electrical grid can vary considerably depending on the location of the turbines this parameter is requested from the user to calculate the cost for excavating external cables. The distance between the turbines, on the other hand, can be approximated to 450 meters in the model. Although this distance can vary it has a very limited effect on the results. Additional parameters such as the cable type and weight are irrelevant to the excavation costs.

Excavation of cables

$$= (\text{distance to electrical grid} + 450 \text{ m} \times \text{number of turbines}) \times \frac{\text{excavation cost}}{\text{meter}}$$

Sub-activity 5.2.: Transport of cables

In the model the cost for transport is assumed to be included in the excavation fee.

Sub-activity 5.3.: Disposal of cables

Requested parameters	<i>Number of turbines, distance to electrical grid in meters, external cable type, external cable weight per meter</i>
Assumed parameters	<i>Depreciation of material value</i>
Input parameters	<i>Market value aluminium and copper, weight of internal cable per meter, depreciation of material value</i>

Cables have a considerable material value due to the presence of copper and aluminium. Since the distance to the electrical grid, the conductor material, and the weight of the cable can vary considerably the user must specify this information. This information is used when calculating the revenues for external cables. By multiplying the cable weight per meter by the distance to the grid a total external cable weight is found. The revenues are found by multiplying the share of the metal by the market price for the metal which is reduced by 70% to account for the presence of other materials such as plastics, insulators and other metals that have been disregarded in the model.

Revenue external cables

$$= \text{weight per meter} \times \text{distance to grid} \times 0,3 (\text{copper price} \times \text{share of copper} + \text{aluminum price} \times \text{share of aluminum})$$

To calculate the revenue from internal cables similar calculations are made. Since these cables are less valuable due to their lighter weight simplifications can be made. In the model the internal cables are expected to weigh 0,002 tons per meter. This figure is multiplied by an assumed distance of 450 m between each turbine to arrive at the total internal cable weight per turbine. The revenue per turbine from internal cables is computed by multiplying the internal cable weight per turbine by the share of metal and the metal price reduced by 70%. To arrive at the total revenue the revenue per turbine is multiplied by the number of turbines at the installation.

Revenue from interal cable cable

$$= \frac{0,002 \text{ t}}{\text{meter}} \times 450 \text{ m} \times 0,3 \times (\text{copper price} \times \text{share of copper} + \text{aluminum price} \times \text{share of aluminum}) \times \text{number of turbines}$$

Sub-activity 5.4: Restoration of cable site

Restoration costs for cable sites are assumed to be included in the excavation price.

Applying the model on specific cases

In this section the model will be applied to a number of different turbines in scenarios created by the authors. First a closer look will be taken at a case with ten Vestas V82 1.65 MW turbines. In this section modelled approximations of materials present in the turbine will be compared with specific data about the turbine. Once the results have been presented and analysed the model is used to estimate economic consequences of decommissioning for sixteen turbines with different characteristics. The aim is to identify how the characteristics of the turbines and thereby input parameters affect the results produced by the model. As can be seen in Figure 12 this corresponds to the fifth step in the process to recognize economic consequences of decommissioning.

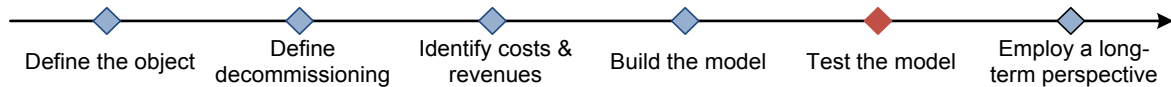


Figure 2 Process to recognize economic consequences of decommissioning

Presenting the case of Vestas V82 turbine

Table 2 Specifications Vestas V82 (Vestas 2006)

Specification of materials Vestas V82 1,65 MW		
Tower	136,0	T
Steel	126,1	T
Aluminium	2,6	T
Electronics	2,2	T
Plastic	2,0	T
Copper	1,3	T
Oil	1,0	T
Nacelle	51,0	T
Cast iron	18,0	T
Steel, engineering	13,0	T
Stainless steel	7,8	T
Fiberglas	1,8	T
Copper	1,6	T
Plastic	1,0	T
Aluminium	0,5	T
Electronics	0,3	T
Oil	0,3	T
Rotor	42,2	T
Cast iron	11,3	T
Steel	4,2	T
Steel, engineering	1,5	T
Rest: Epoxy, glass fibre, birch wood, balsawood, etc	25,2	T
Foundation	832,0	T
Concrete	805,0	T
Steel	27,0	T
Internal cables	149,5	T
Aluminium	63,4	T
Plastic	55,2	T
Copper	30,9	T
External Cables	2711,5	T
Plastic	1519,0	t
Aluminium	953,0	t
Copper	238,6	t

In order to assess how well the model estimates material contents in a turbine the model was applied to a Vestas V82 1.65 MW turbine. Since no actual decommissioning of this turbine takes place the validity of the activities and their economic consequences cannot be examined with reference to a live case. This example, on the other hand, can illustrate how well the model estimates material contents. The choice to analyse this turbine type was made due to that the turbine is representative for the turbines currently installed in Sweden. Moreover for this particular turbine more detailed information about material contents could be found. This information is presented in Table 8 and could be used to compare actual figures with the material contents estimated by the model. The economic effects of differences in real and estimated materials contents could also be examined.

In Table 8 the data about the tower, nacelle, rotor and foundation is expressed per turbine. Data about internal cables and external cables, on the other hand, is expressed for the entire wind farm which consists of 182 turbines. In the data used in the model information relating to internal and external cables was adjusted to better represent conditions that may be expected for a farm with only ten turbines.

In the case examined there will be 10 turbines to decommission. Calculations will be made for onshore and offshore locations. For the onshore locations all information in Table 8 has been used, as well as other technical data about the turbine. For the offshore case data about onshore foundations has been replaced by information about the mono pile foundations used in Vestas' offshore installations at Horns Rev. It is assumed that there are no particular complications at the site or regarding the turbines and the model will therefore be used without making alterations.

The results and the calculations made will be presented so that the model described above is applied to a case. The reader can thus interpret and evaluate the results. The most interesting insights and divergences concern the materials found in the turbine. The results obtained using more specific data about the turbine can be compared with the results obtained when using only the parameters in model developed. In order to ease understanding the results will once again be presented by following the decommissioning process.

Activity 1: Dismantling of turbine



The total costs for the dismantling activity, that is the sum of the costs for transport of crane, set up of crane and dismantling is presented below. After the brief overview presented below a more detailed account will be made of how the results were obtained.

Dismantling cost for an onshore turbines is estimated to be 2 367 000 SEK for the entire farm (or 236 700 SEK per turbine). The transport of the crane constitutes 117 000 SEK of the cost for the park disassembly. The set up is by far the largest cost post in the dismantling activity, reaching 1 750 000 SEK. For the disassembly sub-activity an additional 500 000 SEK are estimated.

Dismantling of turbines offshore is 9 536 800 SEK for the entire park (or 953 680 SEK per turbine). The transportation constitutes 4 768 400 SEK of the total cost, and is thereby the biggest cost post in the disassembly activity. This will always be the case since the duration is the cost driver behind all the activities and transportation is the sub-activity with the longest duration per turbine. The set up of the crane is approximated to cost 1 192 100 SEK. For the disassembly the model predicts that costs will amount to 3 576 300 SEK.

Sub-activity 1.1.: Transport of crane

In the onshore case the model accurately predicts that a 500 ton crane must be used to dismantle the turbine with a nacelle weight of 51 tons and a hub height of 78 meters. This crane capacity is then used as input in the formula to calculate the number of trailers required. The model predicts 13 trailers will be needed to transport the crane and its counter weight. To calculate the cost for transporting the crane the default transport distance of 300 km was used. The transport distance (divided by ten in order to match the measure used for the trailer cost) is multiplied by the number of trailers and the trailer cost per 10 km to arrive at the total transportation cost.

$$\text{Number of trailers} = 13 = \frac{500 - 200}{50} \times 2 + 1$$

$$\text{Transport cost onshore} = 117\,000 \text{ SEK} = 13 \text{ trailers} \times \frac{300}{10} \times 300 \text{ SEK}$$

For the offshore location the model accurately estimates that the smaller of the offshore cranes, with a capacity of 120 tons at 80 m height, can be used. To calculate the cost for transporting this crane to the offshore installation the estimated transport duration of one day is increased by 30% and then multiplied by the daily rate for the vessel and the number of turbines. Since the daily rates were specified in Euros the Forex exchange rate on the 14th of April 2008, which was 9.17 SEK/EUR, was used to convert the cost to SEK.

$$\text{Transport cost offshore} = 4\,768\,400 \text{ SEK} = 1,3 \text{ days} \times 40\,000 \text{ EUR} \times 9,17 \frac{\text{SEK}}{\text{EUR}} \times 10$$

Sub-activity 1.2.: Set up of crane

In the onshore case the model accurately uses the set up cost for the particular crane which amounts to 300 000 SEK. The variable cost is then calculated by diminishing the initial set up cost by one third and by multiplying by the number of remaining turbines to be dismantled (which is nine since the set up cost for the first turbine is covered by the initial set up cost).

$$\text{Set up of crane onshore} = 1\,750\,000 \text{ SEK} = 250\,000 \text{ SEK} + 250\,000 \text{ SEK} \times \frac{2}{3} \times 9$$

For the offshore example there are no specific site conditions to be considered, therefore the set up of the crane at the offshore location is assumed to take 0,25 days increased with a

margin of 30 %. The duration is multiplied by the day rate specified in EUR and converted to SEK by Forex exchange rate on the 14th of April 2008. This set up cost per turbine is multiplied by ten, the assumed number of turbines to be dismantled.

$$\text{Setup offshore} = 1\,192\,100 \text{ SEK} = 0,325 \text{ days} \times 40\,000 \text{ EUR} \times 9,17 \frac{\text{SEK}}{\text{EUR}} \times 10$$

Sub-activity 1.3.: Disassembly of turbine

To calculate the cost for turbine disassembly at an onshore location the hourly rental rate for the crane used is multiplied by the assumed duration per turbine and the number of turbines. The hourly rental rate is computed by using the formula presented in the previous section where the rental rate increases by 5 SEK/ton. The results of this calculation, 6 250 SEK/hour, accurately estimates the hourly cost for the 500 ton crane.

$$\text{Rental rate 500 ton crane} = 6\,250 \text{ SEK} = (5 * (500 - 250) + 5000)$$

$$\text{Disassembly onshore} = 500\,000 \text{ SEK} = 8 \text{ hours} \times 6250 \text{ SEK} \times 10$$

For the offshore location the disassembly cost was calculated by increasing the expected dismantling duration of 0.75 days with a 30% margin. The estimated duration is then multiplied by the rental cost for the vessel. Since the costs were specified in Euro the Forex exchange rate of 9.17 SEK/EUR on the 14th of April 2008 was used to convert the figures to SEK.

$$\text{Disassembly offshore} = 3\,576\,300 \text{ SEK} = 0,975 \text{ days} \times 40\,000 \text{ EUR} \times 9,17 \frac{\text{SEK}}{\text{EUR}} \times 10$$

Activity 2: Treatment of blades



As mentioned in the model description the model will compute the costs for landfill and incineration automatically. In the case examined the incineration will be the most economical alternative with a total cost of 312 000 SEK compared with 325 500 SEK for landfill. The same calculations are performed for the offshore and onshore example.

Due to that larger pieces are accepted severing costs 31 500 SEK if the blades are taken to landfill, compared with 41 000 SEK when incinerated. If incineration takes place transportation of the blade material is estimated to cost 81 000 SEK. This cost is ignored if the blades are taken to landfill since the transportation distance is expected to be shorter and thereby included in the severing cost. For the disposal of blades incineration is more cost effective with a total cost of 189 000 SEK compared with 294 000 SEK for landfill. Thus, in the example presented incineration is more inexpensive than landfill. Whether this holds true in other cases to a large extent depends on the transportation distance.

Sub-activity 2.1.: Severing of blades

The total material weight is the cost driver for this activity. To calculate the total material weight the total blade tonnage per turbine, which is 21, is multiplied by 10, the number of turbines, to arrive at the total blade material for the entire installation. The cost for severing of blades varies depending on the disposal method chosen since blades that are to be incinerated must be severed into smaller pieces increasing the severing cost per ton with 50 SEK.

$$\text{Severing of blades incineration} = 42\,000 \text{ SEK} = 21 \text{ t} \times 10 \times 200 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}}$$

$$\text{Severing of blades landfill} = 31\,500 \text{ SEK} = 21 \text{ t} \times 10 \times 150 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}}$$

Sub-activity 2.2.: Transportation of blades

When blades are incinerated the transportation distance is expected to be significant due to that there are few incineration facilities suitable for glass fibre in Sweden. To calculate the transportation costs the number of trailers required is established by dividing the total blade tonnage at the site (21 tons per turbine x 10 turbines) by the weight capacity of the trailers which is 25 tons per trailer. The number of trailers is rounded up to the next whole number and then multiplied by the trailer rental fee and the distance.

$$\text{Transportation costs incineration} = 81\,000 \text{ SEK} = \frac{21 \text{ t} \times 10}{25} \times 300 \text{ SEK} \times \frac{300 \text{ km}}{10}$$

Sub-activity 2.3.: Disposal of blades

The disposal costs also differ depending on the chosen disposal method. If the blades are incinerated the disposal fee is 900 SEK/ton compared with 1400 SEK/ton if landfill is chosen. In both cases the total tonnage is the cost driver which is multiplied by the disposal fee.

$$\text{Disposal cost incineration} = 189\,000 \text{ SEK} = 21 \text{ t} \times 10 \times \frac{900 \text{ SEK}}{\text{ton}}$$

$$\text{Disposal cost landfill} = 294\,000 \text{ SEK} = 21 \text{ t} \times 10 \times \frac{1400 \text{ SEK}}{\text{ton}}$$

Activity 3: Treatment of tower and nacelle



In this activity a large part of the revenues expected for the decommissioning are computed. The calculations are made in the same way for the offshore and the onshore case and the results are -2 909 140 SEK. The post is negative since it represents revenue in a cost model. Severing of the towers and nacelles costs a total of 416 000 SEK. In the disposal of steel activity a revenue post of approximately 3 500 000 SEK is generated by the model. The cost for the disposal of organic materials amounts to 122 400 SEK.

In this activity important insights can be gathered about how well the model estimates material contents in the turbines since the figures can be compared with data about the V82 turbine. Therefore in the upcoming sub-activities the presence of different materials and their respective weights will be compared with the data found about the V82 turbine.

Sub-activity 3.1.: Severing of tower and nacelle

In order to calculate the amount of metal to be severed the tower weight (136 tons), the nacelle weight (51 tons), and the rotor weight (21 tons) are added together. The total amount of metal is then multiplied by the severing fee per ton, which is 200 SEK/ton to find the total cost for severing of metal in the turbine.

$$\text{Material to be severed in the model} = 208 \text{ t} = 136 \text{ t} + 51 \text{ t} + 21 \text{ t}$$

$$\text{Severing cost model} = 416\,000 \text{ SEK} = 208 \text{ t} \times \frac{200 \text{ SEK}}{\text{ton}}$$

Since data is provided about the V82 model the figure above can be compared to the actual materials in the turbine. As can be seen the difference is negligible, with a delta amounting to only 0.2 tons per turbine and a corresponding severing cost of 400 SEK for all ten turbines. In the data presented about the V82 model the weight specified in the rotor field includes the weight of the blades and amounts to 42.2 t. The weight of the blades is of course ignored in the calculation below calculations since it has been accounted for in the previous activity.

$$\text{Material to be severed in V82} = 208.2 \text{ t} = 136 \text{ t} + 51 \text{ t} + 21.2 \text{ t}$$

$$\text{Severing cost V82} = 416\,400 \text{ SEK} = 208.2 \text{ t} \times \frac{200 \text{ SEK}}{\text{ton}}$$

Sub-activity 3.2.: Transport of waste material

The cost for transporting waste material is ignored for both onshore and offshore cases. This is due to that the transport costs are included in the severing fee.

If these was not the case the cost for transportation would amount to 27 000 SEK assuming a 100 km distance to the nearest treatment facility. A total of nine trailers would be required, which is calculated by dividing the metal weight (208 or 204 tons) by the maximum weight capacity of the trailer (25 tons). The user is advice to confirm with the entrepreneur that is hired to perform the severing whether or not transportation is included.

Sub-activity 3.3.: Disposal of metal

In this sub-activity the revenues for sales of metals is accounted for. In the previous section, where the model was described, the reader was familiarized with the metals and where they were found in the turbine. In the forthcoming text the revenue will be presented depending on the material, regardless of where in the turbine the material is found.

Revenue from steel

In the model the tubular steel tower is assumed to consist of 100% steel. To the weight of the tower (136 tons) the steel in rotor (21 tons) is added. Of the weight from the tower and the rotor 90% is assumed to be revenue generating. The revenue from steel in the nacelle, on the other hand, is calculated by assuming that 70% of the nacelle weight remaining, once copper and stainless steel have been subtracted, corresponds to revenue generating steel. Thus the total of steel that generates revenues in the model is 172 tons (122.4 tons from the tower + 18.9 tons from the rotor + 31 tons from the nacelle). This figure is multiplied by the steel price per ton and the number of turbines to arrive at the total revenue from steel.

$$\text{Revenue from steel in model} = -2\,590\,740 \text{ SEK} = 172 \text{ tx} - 1500 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}} \times 10$$

Using the data about the V82 model it is found that the steel in the tower, rotor and nacelle weighs 174 tons. This figure is found by adding together the weights of steel, engineering steel, and cast iron which are considered to hold a similar market value. The difference when compared with the models estimation is 2.1 tons more per turbine which accounts for approximately 1% of the material weight and 21 000 SEK. Thus, it is concluded that the model estimates the weight steel material accurately.

$$\text{Revenue from steel in V82} = -2\,611\,500 \text{ SEK} = 174,1 \times 1500 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}} \times 10$$

Revenue from stainless steel

In the model the content of stainless steel is approximated as ten percent of the nacelle weight. In the case examined this equals 5.1 tons of stainless steel. In the V82 specifications stainless steel in the turbine is found in the nacelle and weights for 7.8 tons. This means that the model underestimates the stainless steel content in comparison the turbine specifications.

A loss of stainless steel is explained by that some of the material may not be recyclable since it is mixed with other materials or lost during the recycling process. In the case of the nacelle it is proposed that this share exceeds 10% since stainless steel is used in various components and may therefore be more difficult to recover. Since stainless steel is a precious metal, currently valued at 11 000 SEK/ton the model ignores revenues amounting to 29 700 SEK per turbine, totalling at 297 000 SEK for the installation with ten turbines. This figure is considerable but the model was not adjusted since it was considered preferable to maintain a cautious approach to the revenues.

$$\text{Revenue stainless steel model} = -561\,000 \text{ SEK} = 5,1 \times -11\,000 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}} \times 10$$

$$\text{Revenue stainless steel V82} = -858\,000 \text{ SEK} = 7,8 \times -11\,000 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}} \times 10$$

Revenue from copper

According to specifications about the V82 turbine copper in the nacelle of the V82 weighs 1.6 tons. It is reasonable to presume that most of this copper is found in the generator. Since this model has a gearbox the model approximates the copper in the generator to 1.02 tons by assuming that the generator accounts for 10% of the nacelle weight and the copper in the generator is equal to 20% of the generator weight. The model thus slightly underestimates the copper in the nacelle. It is likely that a certain amount of the copper specified in the model is found in the electrical components of the nacelle. This copper is ignored in the model since it will probably be difficult to recover. Since the copper in the generator is likely to be relatively easy to recover the model assumes that no copper will be lost during the recovery process. The copper found in the nacelle is multiplied by the market price for copper of that quality and the number of turbines.

$$\text{Revenue copper model} = -295\,800 \text{ SEK} = 1,02 \text{ t} \times -29\,000 \text{ SEK} \times 10$$

$$\text{Revenue copper V82} = -464\,000 \text{ SEK} = 1,6 \text{ t} \times -29\,000 \text{ SEK} \times 10$$

The difference between the revenues generated when using the model as compared to actual figures from the V82 is 168 200 SEK. Although this figure is considerable it is determined that it is reasonable to expect 0.04 tons of copper to be lost in the recovery process.

Sub-activity 3.4.: Disposal of concrete

This cost is ignored in the model since it is assumed that the concrete can be disposed of at construction sites free of charge.

Sub-activity 3.5.: Disposal of organic material

According to the V82 specifications there is a total of 6 t of organic material per turbine. In the model the weight of organic material and other waste treated as organic material is approximated to 10% of the metal weight in the tower. The approach used in the model increases the organic material by nearly 100%. This is motivated by that there has been a material loss in for example metals which will have to be handled and can be included in this post. The material weight is multiplied by the incineration fee and the number of turbines to arrive at the total cost.

$$\text{Disposal organic material model} = 122\,400 \text{ SEK} = 13,6 \text{ t} \times 900 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}} \times 10$$

$$\text{Disposal organic material V82} = 54\,900 \text{ SEK} = 6,1 \text{ t} \times 900 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}} \times 10$$

Sub-activity 3.6: Disposal of electronic components

This cost is ignored in the model since it is considered to constitute a very small cost. It is worthwhile mentioning that this cost can increase in the future. Should legal requirements limit the possibilities of exporting electronic waste to developing nations or should the fees for handling this kind of waste in Sweden increase in the future the cost can become more significant.

Activity 4: Treatment of foundation



In the case examined it is assumed that the foundations will be removed for onshore and offshore sites. As has been pointed out in the finding about the legal scope of decommissioning the requirement to perform this activity varies. Many experts in the industry have a doubtful attitude towards performing this activity, which is not too strange since it is related to considerable costs. The model predicts that the cost for this activity in the example examined totals 1 585 000 SEK for onshore foundations and 6 079 867 for offshore foundations. The most important costs arise in the demolition of foundation which costs a

total of 1 410 000 SEK for onshore sites and 7 839 200 SEK at offshore sites. The offshore cost is reduced by the revenues generated by the sale of steel scrap from the mono pile in the disposal of steel activity.

Sub-activity 4.1.: Demolishment of foundation

The calculations for the demolition of foundation material differ depending on the location of the turbine and the type of foundation. For the onshore turbine the foundation is a concrete foundation of 350 cubic meters according to the V82 specifications. This foundation material is demolished at a fee of 400 SEK per cubic meter, which is multiplied by the cubic meters per foundation and the number of turbines. To this variable cost a fixed installation cost of 10 000 SEK is added. Although there are 27 tons of steel detailed in the V82 specifications the revenue from selling this steel is not accounted for since the foundation material is taken by the contractor performing the demolition. Since the user specifies the foundation weight there are no approximations made in this calculation.

$$\text{Demolishment of foundation} = 1\,410\,000 \text{ SEK} = 10\,000 \text{ SEK} + 350 \text{ m}^3 \times 400 \text{ SEK} \times 10$$

To calculate the demolition cost for the offshore foundation the weight of the foundation is once again specified by the user. Since the V82 is located on an onshore location the offshore calculations are made using details from the foundations used in Vestas offshore installations at Horns Rev. These turbines have a mono pile foundation weighing 203 tons. In order to remove the foundation a vessel with capacity to carry very heavy loads is used. These vessels charge a fixed mobilization fee of 500 000 GBP and a variable rate of 8 000 GBP per day. As described in the previous section the job requires the vessel for an estimated 1.5 days per turbine increased by 30% to account for unfavourable weather conditions. The Forex exchange rate on the 14th of April 2008 of 11.95 SEK/GBP is used in the calculations.

$$\text{Demolishment of foundation} = 7\,839\,200 \text{ SEK}$$

$$= 500\,000 \text{ GBP} \times 11,95 \frac{\text{SEK}}{\text{GBP}} + 8\,000 \times 11,95 \frac{\text{SEK}}{\text{GBP}} \times 1,95 \times 10$$

Sub-activity 4.2.: Severing of foundation material

The severing of the onshore foundation is calculated in the previous activity and no additional severing is required. The steel in the mono piles present in the offshore case, on the other hand, must be severed once the foundations reach land. The severing is necessary to minimize handling costs and is performed at a fee of 200 SEK/ton of steel. The weight of the foundation in the example examined is as mentioned previously 203 tons. This figure is reduced by one third to account for that a part of the foundation, which has been rammed down into the sea bed, will be left behind. To calculate the total cost for this activity the weight of steel that reaches land is multiplied by the severing cost per ton and the number of turbines.

$$\text{Severing of mono pile foundation} = 270\,667 \text{ SEK} = 203 \text{ t} \times \frac{2}{3} \times 200 \frac{\text{SEK}}{\text{ton}} \times 10$$

Sub-activity 4.3.: Transport of waste material

In the case presented it is assumed that transport costs are included in the demolition or severing fees.

Sub-activity 4.4.: Disposal of concrete

In the model it is assumed that the concrete in the land-based turbine foundation will be deposited free of charge at construction sites where the concrete can be used as filling material. The handling costs are covered by the entrepreneur that demolishes the concrete.

Sub-activity 4.5.: Disposal of steel

Since the mono piles used in the offshore case are made of steel and weigh 203 tons there is a considerable steel value that must be accounted for. The steel is reduced by one third since a part of the foundation will be left behind. The steel per turbine is multiplied by the number of

turbines to arrive at the total of steel to be sold. The steel is sold off to scrap dealers at the current market price of 1 500 SEK per ton.

$$\text{Disposal of steel} = -2\,030\,000 \text{ SEK} = 203 \text{ t} \times \frac{2}{3} \times -1500 \frac{\text{sek}}{\text{ton}} \times 10$$

Sub-activity 4.6.: Restoration of foundation site

For onshore foundations the model computes a cost for site restoration. The cost for this is 50 SEK/m³ and in the model the space to be restored is assumed to equal the size of the foundation that has been removed. Since restoration has to take place after the removal of each foundation the figure must be multiplied by ten which is the number of turbines in the example presented.

$$\text{Restoration of foundation site} = 175\,000 \text{ SEK} = 350 \text{ m}^3 \times 50 \frac{\text{SEK}}{\text{m}^3} \times 10$$

Activity 5: Treatment of cables



As has been mentioned in previous sections the turbines have internal and external cables. The data specified by the user is related to the external cables since these have a much larger impact in the calculations due to their heavier weight. The results of this calculation show that with current price conditions the economic effects of performing this activity are quite limited. This is due to that high prices for metals compensate for the costs related to the excavation of cables. The results from the model estimate that this net effect of this activity will be -247 280 SEK. Using figures from the V82 installation which have been adjusted to a ten turbine case the net effect is estimated to -264 038 SEK.

Sub-activity 5.1.: Excavation of cables

The important parameter to calculate excavation costs is the length of cable to be excavated. The model assumes that there will be a distance of 450 m between the turbines for internal cables. The length of external cables, on the other hand, is specified by the user. In the example examined the distance to the electrical grid is estimated to be 50 km and all cables are assumed to be dug down. The excavation costs are calculated by multiplying the distance between the turbines with the number of turbines, adding the distance to the electrical grid and multiplying this figure by the excavation fee which is 185 SEK per meter.

$$\text{Excavation of cables model} = 10\,082\,500 = (450 \text{ m} \times 10 + 50\,000 \text{ m}) \times 185 \text{ SEK}$$

In the details of the V82 model the kilometres of internal cables is specified to 92 km for 182 turbines. This would give a cable length of 505 meters between the turbines. Since the kilometres to the electrical grid are specified by the user there is no need to compare this digit to the actual conditions in the V82 installation. Using the actual length between the turbines would give an excavation cost of 10 184 250, approximately 100 000 SEK above the cost estimated by the model. Although the cost is slightly underestimated the model gives a fairly accurate figure. Moreover the underestimated costs are partially compensated by slightly underestimated revenues since cable 55 meter of cable per turbine is ignored. Should the distance between the turbines considerably exceed 450 m it is recommended that the user adjusts this figure.

$$\text{Excavation of cables V82} = 10\,184\,250 \text{ SEK} = (505 \text{ m} \times 10 + 50\,000 \text{ m}) \times 185 \text{ SEK}$$

Sub-activity 5.2.: Transport of cables

In the model the transportation costs are assumed to be included in the excavation fee.

Activity 5.3.: Disposal of cables

The important driver behind revenues for cables is the weight of cable to be sold. The model assumes that there are 450 m between the 10 turbines in the example and that these cables

weigh 0.002 tons per meter, giving a total of 0.9 tons of internal cable per turbine. To calculate the weight of external cables the user specifies the length and weight of the cable, which in the case examined is 50 km and 0,032 tons per meter. This gives a total of 1600 tons of external cable for the case examined.

In the model examined the conductor material is composed of both aluminium and copper. The details about the turbine show that the material shares differ a bit between internal and external cables. In the case of internal cables the share of aluminium accounts for approximately 70% and copper 30% of the metal weight and the weight of the internal cable would be 1.01 tons per turbine. For external cables, on the other hand, the share of aluminium is 80% and copper 20%. Since the user specifies the material weights for external cables only the model assumes that all cables have the latter conductor material shares. The revenues generated are calculated by multiplying the weight by the material value depreciated by 70% to account for other materials in the cables. As can be seen below the effect of these assumptions on the revenue from internal cables is quite limited, underestimating the revenues with only 16 758 SEK for the ten turbines.

$$\begin{aligned} \text{Revenue internal cables model} &= -57\,780 \text{ SEK} \\ &= 0,9 \text{ t} \times 10 \times (0,8 \times -4\,500 \text{ SEK} + 0,2 \times -14\,100 \text{ SEK}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue internal cables V82} &= -74\,538 \text{ SEK} \\ &= 1,01 \text{ t} \times 10 \times (0,7 \times -4\,500 \text{ SEK} + 0,3 \times -14\,100 \text{ SEK}) \end{aligned}$$

Since the external cables are much more significant and affected by a number of parameters that are difficult to foresee, the user specifies the distance to the electrical grid which in the example is 50 km, the weight of cable per meter which is 0,032 tons, and the conductor material shares which are 80% aluminium and 20% copper. The revenues generated by the external cables are calculated below and do not differ between the model and the real case since all parameters are specified.

$$\begin{aligned} \text{Revenue external cables} &= -10\,272\,000 \text{ SEK} \\ &= 50\,000 \text{ m} \times 0,032 \times (0,8 \times -4\,500 \text{ SEK} + 0,2 \times -14\,100 \text{ SEK}) \end{aligned}$$

In the model the revenue from the disposal of cables is presented in a single post. The results for the modelled case are -10 329 780 SEK and -10 338 420 SEK when using specific data for the V82 turbine.

Sub-activity 5.4.: Restoration of cable site

The model assumes that the cable site restoration is included in the excavation fee.

8.5 Results

The model estimates the decommissioning will cost approximately 1 110 000 SEK (110 000 SEK per turbine) for a land-based installation of ten turbines V82 1.65 MW turbines. The costs to decommission an installation with the same characteristics but at an offshore location would be 12 800 000 SEK (1 280 000 SEK per turbine). Compared with the figures generated when using more detailed information about the turbines there is a difference of approximately 570 000 SEK. The delta is equal in both onshore and offshore cases since the only parameters that differ between the modelled scenario and the V82 case are the amounts of materials in the turbine (primarily metals). The results can be reviewed in Table 9.

In order to understand what the effect of these costs, that will be incurred twenty years from now, will have on turbine owners today, discount principles have been applied. For theoretical information discounting principles, methods, and formulas the reader is referred to appendix 1.

To find a suitable discount rate a ten-year government bond issued by the Swedish National Debt Office is used. This bond was chosen since it is one of the safest investments available on the market. It is important to place the money required for decommissioning in risky-free

assets since turbine operators must be able to access the money once decommissioning takes place.

The discount rate was calculated by removing inflation effects from the interest rates of the bond. The nominal return on this bond is currently 4.12% (Swedish Central Bank 2008-05-07). With the current inflation of 3.4% (Official Statistics of Sweden 2008-05-07) this gives a real rate of return 1.17%. To assess if this rate can be expected to stay constant in the future the return of the ten year government bond was examined over a ten year period. This analysis showed that the average real interest rate has been 2.11% during the past ten years. The real interest rate of 2% was chosen since the inflation in Sweden is currently at a fourteen year high. This may explain why current real rates are lower than average.

The present value of the decommissioning costs estimated by the model are approximately 745 000 SEK for an onshore installation of ten turbines (74 500 SEK per turbine) and 8 600 000 SEK for an offshore installation of ten turbines (860 000 SEK per turbine). To clarify, this is the sum that would have to be reserved and placed in a risk-free investment today to pay decommissioning costs in twenty years. This figure can be compared with the investment cost for a 2 MW turbine. The cost for an operational land-based 2 MW turbine approximately 22 000 000 SEK of which 20 000 000 are attributed to the purchasing cost of the turbine. For turbines located at an offshore sites costs increase with approximately 50%. For the 2 MW turbine this would mean an operational offshore turbine has an investment cost of approximately 33 000 000 SEK. The cost increase is attributed to increased costs for foundations and installation. Generally wind turbines are expected to have a payback time of approximately ten years. (Wizelius 2008-05-21)

A turbine with a rated power of 1.65 MW, which has been the case examined with the Vestas V82 turbine, can be expected to produce 3795 kWh of electricity per year¹. With this electricity production a reservation of 0.0077 SEK per kWh would have to be made for onshore turbines throughout the turbines life time. Assuming the same production for offshore turbines the figure would be 0.0899 SEK per kWh.

Although the calculations explained above may give the reader the impression that the figures presented are exact this is not the case. The results are only an estimation which is based on data gathered through interviews. Market conditions determine costs and revenues; therefore these may change considerably in the future. Moreover many simplifications and assumptions underlie the model, as has been explained in previous sections. In order to determine which factors are of most importance, determined by their effect on the results computed by the model, sensitivity analyses have been performed. These will be presented in the forthcoming sections. First, however, results will be presented of the models estimated decommissioning costs for sixteen turbines with different characteristics.

¹ The Danish Wind Power Association estimates that on average the kWh of electricity a turbine produces can be approximated by the following formula $kWh=2,3 \times \text{rated power}$. The factor may slightly overestimate average production in Swedish land-based turbines. Moreover the factor will probably increase at offshore conditions. No alterations have been made to account for these considerations since the calculation is only intended to give the reader a notion of the costs per kWh.

Table 3 Estimated economic consequences of for decommissioning of a V82 turbine

	Vestas V82		Model calculations	
	ONSHORE	OFFSHORE	ONSHORE	OFFSHORE
Dismantling of turbine	2 367 000 kr	9 536 800 kr	2 367 000 kr	9 536 800 kr
Transport of crane	117 000 kr	4 768 400 kr	117 000 kr	4 768 400 kr
Set up of crane	1 750 000 kr	1 192 100 kr	1 750 000 kr	1 192 100 kr
Dissassembly of turbine	500 000 kr	3 576 300 kr	500 000 kr	3 576 300 kr
Treatment of blades	312 000 kr	312 000 kr	312 000 kr	312 000 kr
Severing of blades	42 000 kr	42 000 kr	42 000 kr	42 000 kr
Transport of blades	81 000 kr	81 000 kr	81 000 kr	81 000 kr
Disposal of blades	189 000 kr	189 000 kr	189 000 kr	189 000 kr
Treatment of tower and nacelle	- 3 462 200 kr	- 3 462 200 kr	- 2 909 140 kr	- 2 909 140 kr
Severing of tower and nacelle	416 400 kr	416 400 kr	416 000 kr	416 000 kr
Transport of waste material	- kr	- kr	- kr	- kr
Disposal of metal	- 3 933 500 kr	- 3 933 500 kr	- 3 447 540 kr	- 3 447 540 kr
Steel	- 2 611 500 kr	- 2 611 500 kr	- 2 590 740 kr	- 2 590 740 kr
Stainless steel	- 858 000 kr	- 858 000 kr	- 561 000 kr	- 561 000 kr
Copper	- 464 000 kr	- 464 000 kr	- 295 800 kr	- 295 800 kr
Disposal of concrete	- kr	- kr	- kr	- kr
Disposal of organic material	54 900 kr	54 900 kr	122 400 kr	122 400 kr
Disposal of electronic components	- kr	- kr	- kr	- kr
Treatment of foundation	1 585 000 kr	6 079 867 kr	1 585 000 kr	6 079 867 kr
Demolishment of foundation	1 410 000 kr	7 839 200 kr	1 410 000 kr	7 839 200 kr
Severing of foundation material	- kr	270 667 kr	- kr	270 667 kr
Transport of waste material	- kr	- kr	- kr	- kr
Disposal of concrete	- kr	- kr	- kr	- kr
Disposal of metal	- kr	- 2 030 000 kr	- kr	- 2 030 000 kr
Restoration of foundation site	175 000 kr	- kr	175 000 kr	- kr
Treatment of cables	- 264 038 kr	- 264 038 kr	- 247 280 kr	- 247 280 kr
Excavation of internal cables	832 500 kr	832 500 kr	832 500 kr	832 500 kr
Excavation of external cables	9 250 000 kr	9 250 000 kr	9 250 000 kr	9 250 000 kr
Transport of cables	- kr	- kr	- kr	- kr
Disposal of internal cables	- 74 538 kr	- 74 538 kr	- 57 780 kr	- 57 780 kr
Disposal of external cables	- 10 272 000 kr	- 10 272 000 kr	- 10 272 000 kr	- 10 272 000 kr
Restoration of cable site	- kr	- kr	- kr	- kr
TOTAL COST	537 762 kr	12 202 429 kr	1 107 580 kr	12 772 247 kr
Delta			- 569 818 kr	- 569 818 kr
COST PER TUBINE	53 776 kr	1 220 243 kr	110 758 kr	1 277 225 kr
Yearly cost per KWh	0,0037 kr	0,0850 kr	0,0077 kr	0,0890 kr

Present value total cost	361 898 kr	8 211 885 kr	745 370 kr	8 595 356 kr
Present value cost per turbine	36 190 kr	821 188 kr	74 537 kr	859 536 kr
Yearly cost per kWh (as annuity)	0,0031 kr	0,0700 kr	0,0064 kr	0,0733 kr

Comparing decommissioning cost for different turbines

In this section the model is applied on sixteen different wind power turbines in order to verify that the estimates made by the model are acceptable and logical. The different parameters effect on the results is also examined.

General characteristics of the turbines on to which the model was applied can be viewed in Table 10. More specific details about the turbines can be found in Appendix 2. The selection was made to guarantee a spread of different turbines currently being erected in Sweden. There are three different makes represented and rated powers ranging from 800 kW to 3000 kW. Towers with different materials and heights are also included in order to make comparisons possible.

The tests are made by inserting the requested parameters into the model. In some cases assumptions have been made, for example when determining the distance to the electrical grid and characteristics of the cables. In those cases the assumptions are the same for all sixteen turbines. Four different scenarios representing the decommissioning scope are represented in Table 10. They are:

Scenario 1: Only the turbine is decommissioned.

Scenario 2: The turbine and its foundation are decommissioned.

Scenario 3: The turbine, its foundation, and internal cables are decommissioned.

Scenario 4: The turbine, its foundation, and both internal and external cables are decommissioned. This is also called the full-scope scenario.

Table 4 Comparison of decommissioning costs for sixteen different turbines.

Make	Location	Rated power (kW)	Tower type	Hub height (m)	Nacelle weight (t)	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
EnerconE82	Onshore	2000	Steel	78	91	-166 000 kr	-7 000 kr	70 000 kr	- 32 000 kr
Vestas V90	Onshore	2000	Steel	78	61	-125 000 kr	73 000 kr	150 000 kr	48 000 kr
Vestas V90	Onshore	1800	Steel	80	68	- 86 000 kr	75 000 kr	153 000 kr	50 000 kr
EnerconE53	Onshore	800	Steel	60	38,5	- 83 000 kr	97 000 kr	175 000 kr	72 000 kr
Nordex N90	Onshore	2500	Steel	100	91	- 61 000 kr	101 000 kr	179 000 kr	77 000 kr
Vestas V82	Onshore	1650	Steel	78	51	- 30 000 kr	128 000 kr	206 000 kr	103 000 kr
EnerconE53	Onshore	800	Steel	73	38,5	- 4 000 kr	154 000 kr	232 000 kr	129 000 kr
Vestas V52	Onshore	850	Steel	74	22	- 2 000 kr	160 000 kr	237 000 kr	135 000 kr
Vestas V90	Onshore	1800	Steel	105	68	1 000 kr	167 000 kr	244 000 kr	142 000 kr
Nordex N90	Onshore	2500	Steel	80	91	6 000 kr	224 000 kr	302 000 kr	200 000 kr
Vestas V90	Onshore	3000	Steel	105	68	8 000 kr	232 000 kr	309 000 kr	207 000 kr
Nordex N80	Onshore		Steel	70	91	48 000 kr	274 000 kr	352 000 kr	250 000 kr
EnerconE82	Onshore	2000	Hybrid	98	91	285 000 kr	444 000 kr	521 000 kr	419 000 kr
EnerconE82	Onshore	2000	Hybrid	138	91	545 000 kr	704 000 kr	781 000 kr	679 000 kr
Vestas V90	Offshore	3000	Steel	80	68	624 000 kr	1 144 000 kr	1 222 000 kr	1 119 000 kr
Vestas V90	Offshore	2000	Steel	60	64	651 000 kr	1 171 000 kr	1 248 000 kr	1 146 000 kr

The decommissioning cost predicted by the model for each of the sixteen turbines in four different scenarios can be seen in Table 10. The impact of the different decommissioning scenarios and parameters on the estimated decommissioning costs are discussed below.

The first scenario, where only the turbine is removed, has the least negative economic consequence among the four scenarios. In half of the cases the result is actually a net positive. The positive results are explained by the revenues generated by the sale of scrap metals. A large part of these revenues are generated by the steel located in the tower. As can be seen in Table 10 the costs exceed revenues significantly when the turbines have hybrid towers or are located at offshore locations. This is explained by the fact that a hybrid tower reduces the amount of steel in the turbine and an offshore location increases dismantling costs.

The second scenario involves the removal of the turbine and its foundation. In the land-based case this is a large cost with no revenues since the foundations to a large extent are made of concrete. In the offshore case on the other hand removing the foundation implicates revenues. Despite the positive effects of this revenue the net effect is negative due to the larger costs related to the foundation removal. As a result the decommissioning of the foundation adds a net cost in all sixteen cases and therefore this scenario is more expensive.

In the third scenario decommissioning of the turbine, foundation, and internal cables takes place. Internal cables do contribute to the revenues due to metal found in the cables. However the excavation costs are larger than the metal value of the cables. Since the same assumptions are made regarding the characteristics of the cables the costs increase by approximately the same amount (77 000 or 78 000 SEK) in all cases. Divergence is explained by the rounding of numbers. It is concluded that in this scenario the economic consequences for decommissioning are once again affected negatively by an increased scope of decommissioning.

In the fourth scenario a full-scope decommissioning takes place. This involves the removal of the turbines, foundations, internal and of external cables. In difference to the internal cables, the metal value in external cables exceeds their decommissioning cost. This is explained by the fact that the cost for removing the internal and external cables is the same. However, external cables are heavier and have a higher content of metals which entails more revenue. Hence the economic consequence of decommissioning is affected positively. It is noteworthy that in the cases examined the metal content in the cables is assumed to be 80% aluminium and 20% copper. Should the copper content increase the revenues will be affected positively since copper is heavier and has a higher market value.

An analysis of the effect of the models parameters will now be conducted. In order to analyze all parameters the full-scope scenario is used. By examining Table 10 it can be observed that it is difficult to make a prediction of the economic consequences of decommissioning based on the turbine's rated power. This is explained by the fact that it is not the rated power that determines the equipment used when dismantling a turbine or the revenues generated. The rated power does usually implicate a heavier nacelle, however, this is only one of the factor determining the crane used when dismantling. Other important parameters are the hub height and the location of the turbine.

The effect of rated power on revenues can be clarified by examining the two cases involving Vestas turbines with a hub height of 78 meters and a nacelle weight. These have a rated power of 2 MW and 1.65 MW and similar nacelle weights thus requiring the same dismantling equipment. However these turbines differ in the weight of the tower with the 2 MW turbine having a heavier tower and nacelle. The metal value in the 2 MW turbine exceeds that of the 1.65 MW turbine due to a 10 ton heavier nacelle and a 29 ton heavier tower. This generates higher revenues and lowers the net costs when decommissioning the 2MW turbine. Enercon's E53 and Vestas V52 turbines can also exemplify how turbines with a relatively low rated power (800 and 850 kW respectively) but with relatively high towers (73 and 74 meters respectively) are expensive to decommission. Both these turbine require expensive equipment while their scrap metal value is quite low, resulting in a relatively expensive decommissioning.

As for the manufacturer (make of the turbine) one interesting observation can be made regarding the Enercon turbines. Enercon turbines do not have gearboxes, instead they have larger generators. This implies that the amount of copper is much larger in these turbines. Therefore the metal value is higher, increasing revenues and lowering net costs. The effect is most visible on the larger turbines where the copper amount differs greatly between a turbine with a gearbox and one without. For example, the model predicts that the Enercon E82 2MW turbine with tubular steel tower will be decommissioned with a positive balance of 32 000 SEK. For the Vestas V90 2MW, on the other hand, the model estimates a cost of 48 000 SEK for a full-scope decommissioning. The difference is smaller between Enercon's E53 800 kW turbine (hub height 73 meters) and Vestas's V52 850 kW turbine (hub height 74 meters) since the weight of copper differs less between turbines with lower rated power. However, the E52 turbine is still 6 000 SEK less expensive to decommission.

In Table 10 two Enercon E82 turbines are notably expensive to decommission, with costs reaching 420 000 SEK and 680 000 SEK respectively. This is due to that these turbines have hybrid towers. In hybrid towers there is a limited amount of steel that can be sold which reduces the revenues generated when decommissioning the turbine. Instead, a large amount of concrete has to be treated at a considerable cost. This increases the net costs, resulting in the most expensive type of land-based turbines to decommission.

As a final observation it is noted that offshore turbines are much more expensive to decommission. This is explained by the large difference in equipment costs. The revenues generated by the sales of scrap metals found in the mono pile foundations are offset by increased costs for the dismantling of the turbine and the treatment of the foundation.

The results presented in Table 10 show that the parameters requested in the model do have an impact on the estimated decommissioning costs. Important findings are:

- The rated power of a turbine does not determine its decommissioning costs.
- The net cost for decommissioning turbines with hybrid towers are higher than those for decommissioning of turbines with steel towers.
- Turbines with a gearbox are expected to be more expensive to decommission than those without a gearbox.
- Turbines located at offshore locations are significantly more expensive to decommission.
- The scope of decommissioning affects the economic effects of decommissioning.

The results are also deemed both logical and acceptable.

9 Validating the model and investigating long-term perspectives

In the previous chapter the model constructed to predict economic consequences of wind turbine decommissioning has been described and tested on different turbines. To gain a better understanding of the model, and particularly its validity, the properties of the model must be examined more closely. One of the most important aspects examined are the effects of uncertainties in the model. Uncertainties are present in the models parameters and in future events that may affect the economic consequences of decommissioning. In order to handle these uncertainties sensitivity analyses have been performed.

In the first section of this chapter sensitivity analysis is described from a theoretical perspective. Sensitivity analyses are then performed by examining the most important uncertainties regarding parameters in the model. The findings will enable a validation of the model and its robustness can be determined.

Once the robustness in the model is confirmed long-term effects on predicted economic consequences of decommissioning are examined. This is necessary since costs and revenues will take place in the future. To understand the effect of future developments on decommissioning costs three theories will be presented; competition in the long run, flexibility and technological progress, and learning curves. The theories will then be used to predict the economic consequences of wind turbine decommissioning in the future. Since developments in costs and revenues in the decommissioning process are judged to be independent of each other they are examined separately.

A theoretical introduction to sensitivity analysis

When building a model input is subject to many sources of uncertainty. These include errors of measurement, absence of information, and poor or partial understanding of the driving forces and mechanisms. This imposes a limit on the confidence that can be placed on the output of the model. Furthermore, models may have to cope with the natural intrinsic variability of the system, such as the occurrence of stochastic events. Good modelling practice requires the modeller to provide an evaluation of the confidence in the model. This involves assessing the uncertainties associated with the modelling process itself and with the outcome of the model. Sensitivity analysis can be a valuable tool for characterizing the uncertainty associated with a model. (JRC 2008-04-15)

Cullen and Frey (1999, p 315) define sensitivity analysis as an assessment of the impact of changes in input values on model outputs. Sensitivity analyses are useful since they can provide insight regarding model verification and regarding the robustness of model results. Sensitivity analysis can also be used a method to assess key sources of variability and uncertainty in a model. Such data can then be used as a basis for prioritizing additional data collection or research. (Cullen and Frey, 1999)

There are several procedures to perform sensitivity analysis. The most commonly used is sampling-based. Using this method the model is executed repeatedly with combinations of values sampled from the distribution (assumed or known) of the input factors. A sensitivity analysis is generally performed by carrying out the model repeatedly with different factor values, which are sampled with some probability distribution. The following steps are recommended when performing this type of analysis (JRC 2008-04-15):

1. Specify the target function and select the input of interest
2. Assign a distribution function to the selected factors
3. Generate a matrix of inputs with that distribution(s) through an appropriate design

4. Valuate the model and compute the distribution of the target function
5. Select a method for assessing the influence or relative importance of each input factor on the target function.

Assessing the robustness of the model

In this section the assumptions made in the model are tested and the robustness of the results is verified. The tests have been performed on an offshore example involving ten V82 1.65 MW turbines. The offshore case was considered suitable to examine more closely since there are more uncertainty factors affecting this scenario. The uncertainties regarded as unique and significant are fewer for the onshore case. Therefore many of the significant assumptions for this case will be tested indirectly by examining the offshore case. Thus conclusions from the offshore case can be transferred to the land-based case when the assumptions tested are analogous.

The analyses have been performed using the computer software MatLab. MatLab is a programme developed for technical computing. Below an account is made for each step in the sensitivity analysis so that the reader is familiarized with the procedure. The same steps are followed in each of the forthcoming sensitivity analyses.

1. Specify the target function and select the input of interest

The target functions and inputs of interest are specified in the section “Developing a model for wind power turbines”. When conducting the sensitivity analyses to establish the robustness of the model focus is placed on the parameters that have been listed as assumed parameters in that section. These will not be listed here. Instead the reader is recommended to review the model, activity, and calculation descriptions presented in the second section of chapter five.

2. Assign a distribution function to the selected factors

The assigned distribution function is a normal distribution with the standard deviance selected as a percentage of the nominal value for each factor. The percentages were selected based upon empirical findings and/or logical reasoning. The selection of normal distribution is motivated by the central limit theorem (for reference see any textbook on mathematical statistics for example Knight 2000).

3. Generate a matrix of inputs with the assigned distribution(s) through an appropriate design

The matrix of inputs were generated by drawing pseudo-random values from a normal distribution.

4. Evaluate the model and compute the distribution of the target function

The parameters in the model that were based on assumptions were evaluated one by one by generating a distribution with a 90% confidence interval for the target function. To make the factors comparable the standard deviation was set at ten percent of each factors nominal value. The results are presented in Table 11.

5. Select a method for assessing the influence or relative importance of each input factor on the target function.

The influence of each of the tested factors was checked for relative importance. This was completed by comparing the result of the above computed distributions and then relating them to the uncertainty of the collected data. Using the deviations selected in the second step of this process the impact of the factors deemed most important were simulated.

Results of model robustness analysis

Based on the evaluation in step four, the factor that by far has the largest impact is the duration of the turbine dismantling at offshore locations, which can be seen in Table 11. This is explained by the high day rate of the vessel used for dismantling. The uncertainty of this

factor is regarded a low, despite the fact that there is very limited experience in offshore dismantling. This is due to that the process itself is regarded as very similar to the installation process where a satisfactory level of experience has been attained.

Table 11 also shows that the second largest impact is caused by the weight of steel in the turbine. In this case the uncertainty is also regarded as low. The predominant amount of steel in the turbine is found in the tower. As the reader may remember this is one of the input variables requested from the model user. The amount of steel in the nacelle is, on the other hand, is estimated based on data about the nacelle weight which is also provided by the user.

The duration of foundation demolishment, with a delta of over 60 000 SEK, also has a relatively high impact on the estimates made by the model. In this case the uncertainty is considered to be higher. The process of foundation demolishment at offshore locations is rather uncertain and no previous experience can be referred to. Moreover the activity is not expected to be similar to the installation, as is the case with turbine dismantling.

Remaining factors have a low impact on the model, as can be seen in Table 11, and will not affect the models robustness to an extent worth considering.

Table 5 Impact of the different assumption-based factors. Cost low indicates the 0.05-quantile and cost high indicates the 0.95-quantile. Delta is the difference between cost high and cost low.

Factor	Cost low	Cost high	Delta
Turbine dismantling duration	1 178 700 kr	1 378 300 kr	199 600 kr
Foundation demolishment	1 245 300 kr	1 307 900 kr	62 600 kr
Weight of Steel	1 234 700 kr	1 318 400 kr	83 700 kr
Weight of Stainless steel	1 267 500 kr	1 285 000 kr	17 600 kr
Weight of Generator copper	1 271 800 kr	1 281 000 kr	9 200 kr
Weight of organic material	1 274 300 kr	1 278 400 kr	4 100 kr
Length between turbines	1 263 800 kr	1 288 800 kr	25 000 kr
Weight of internal cables	1 275 300 kr	1 277 500 kr	2 200 kr

After examining the impact and uncertainty of the factors presented in Table 11, two factors were chosen for the simulation of robustness. These are the weight of steel and the duration of the foundation demolishment. The standard deviations for these factors were set at 5% and 10% respectively as can be seen in Table 12. The weight of steel was chosen since, as mentioned previously, assumptions have been made regarding the steel content in the nacelle. However, the effects of these assumptions were not considered large enough to account for a standard deviation of 10%. Therefore the standard deviation was adjusted to 5%, which is deemed more reasonable.

The duration of the foundation demolishment activity was considered to be significantly uncertain and is consequently this factor is included in the simulation. In this case the standard deviation of 10% is considered reasonable. As has been explained there are considerable uncertainties affecting the process due to lacking experience. Additionally, the duration is difficult to foresee due to weather and current conditions at the site. These circumstances motivate the choice of a higher standard deviation.

Despite the fact that Table 11 shows that the duration of turbine dismantling has largest impact this factor is excluded in the simulation. This is due to that the uncertainty regarding turbine dismantling is considered low enough to leave it entirely out of the simulation.

Table 6 Factors used in the simulation to establish robustness.

Factor	Standard deviation
Weight of Steel	5% of nominal value
Foundation demolishment duration	10% of nominal value

With the factors presented in Table 12 the robustness of the model can be determined. The

value of these two factors is varied around their nominal value in a normal distribution with the presented deviations. Through the tests decommissioning cost are calculated repeatedly using different values. The result of the simulation can be viewed in Figure 13.

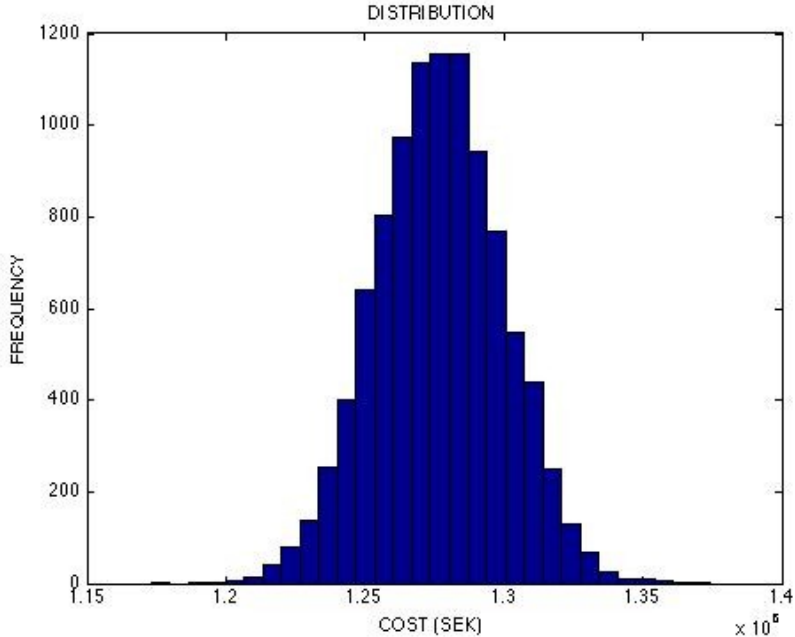


Figure 3 The distribution of predicted economic consequences for decommissioning for an offshore Vestas V82 1.65 MW turbine with variations according to Table 12. The cost at the 0.05-quantile is 1 239 300 and the cost at the 0.95-quantile is 1 314 000 creating a delta of 74 700.

The results demonstrate a delta of approximately 75 000 SEK. This relatively low delta confirms the model has a satisfactory level of robustness. However, it is important to remember that model is limited to compute the “ideal” decommissioning case. This case involves no complications or unexpected events. Any projector will attest to that there are no projects where these assumptions hold true. Consequently the variation of costs in a real example can - and probably will - diverge to a greater extent from the nominal value than simulated in this analysis.

Theoretical frameworks explaining long-term effects

In this section the effects of future developments affecting decommissioning costs and revenues are examined. In micro economical theory it is common to mention three factors that affect long term production costs. These are competition in the long run, flexibility and technical progress, and learning by doing (Perloff 2004, p. 220). Before analysing what effects these factors may have on the economic consequences predicted by the model their theoretical bases are described. Thereafter the effects of competition in the long run, flexibility and technical progress, and learning by doing on the costs and revenues related to wind turbine decommissioning will be examined. As can be seen in Figure 14 this is the last step in the process developed to estimate the economic consequences of decommissioning.

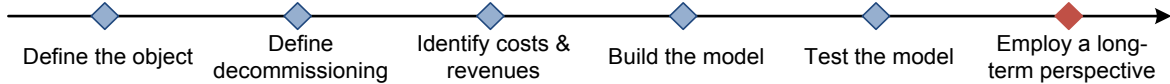


Figure 4 Process for recognizing economic consequences of decommissioning

Competition in the long run

In the short term the only way to affect supply is for existing firms to produce more. In the long run, however, firms can enter and leave markets. The decision to do so is based on a firm's ability to enter or exit the market - which is often limited by barriers to entry or exit. These barriers are often composed of large fixed costs. Theoretically, in a market characterized by perfect competition and no entry barriers, firms will continue to enter the market until the last firm to enter makes zero long-term economic profit. If there are substantial barriers to entry, however, firms will enter the market only if the long run economic profit exceeds the costs of entering. The ease of entry and exit varies considerably between different industries. (Perloff 2004)

In markets with supply shortages and barriers to entry demand can drive up costs in the short term. If competitors are scarce and their entry can be limited the firm(s) on the market will have considerable market power. The firm(s) will be a price setter rather than a price taker and maximize profits by setting the price above marginal costs. In the long term, however, other firms will be attracted by these profits and may enter the market. The entry of new market participants will continue as long as entry costs can be covered by profits in the long term. As the number of competitors increase competitive forces will drive down prices and profits. (Perloff 2004)

Flexibility and technical progress

Micro economical theory may also be useful to understand how technological progress and time affect a firm's cost conditions and productivity. In micro economics it is generally accepted that technology and/or production processes transform factors of production into outputs. The factors of production are capital which encompasses for example equipment, labour defined as human services, and materials. The production function defines the relationship between quantities of input and the maximum of output that can be produced. (Perloff 2004)

The short term is defined as a time period during which at least one factor of production cannot be varied, called fixed input. The long run is a time period long enough for all factors of production to be changed. There is no general length of time that characterizes long run and short run, but in the long run firms will adjust inputs so that production costs are as low as possible. Since capital cannot be varied in the short term, the short term costs will always be at least as high as the long-run costs. This also means that long term costs are always equal to or lower than short term costs. In the long-run ineffective combinations of inputs can be altered. (Perloff 2004)

Technical progress is defined as advances in technology that allow more output to be produced by the same level of input. These improvements in productivity are explained by better management or better organization of the production process. Technological progress will thus also lead to that long-run costs can be expected to decrease. The amount of technological progress does vary significantly between different industries. A longer time-frame does, however, increase the possibility of technical progress taking place regardless of industry. (Perloff 2004)

Learning curves

Learning curves describe the relationship between the consecutive number of units produced (x-axis) and the time per unit produced (y-axis). It is based on the statistical findings that as the cumulative output doubles; the cumulative average labour input time/cost required per unit will decrease by a constant percentage. This percentage is usually referred to as the Progress Rate (PR). (Siegel & Shim 2000, p. 252)

Learning functions are expressed by the following function (Stewart et al 1995, pp. 170-192):

$$Y = AX^b$$

where Y = time or cost per cycle or unit
 A = time or cost for the first unit or cycle
 X = number of cycles or units
 b = constant for a given set of conditions

A typical learning curve has a downward sloping curve that flattens out as can be seen by the example presented in Figure 15.

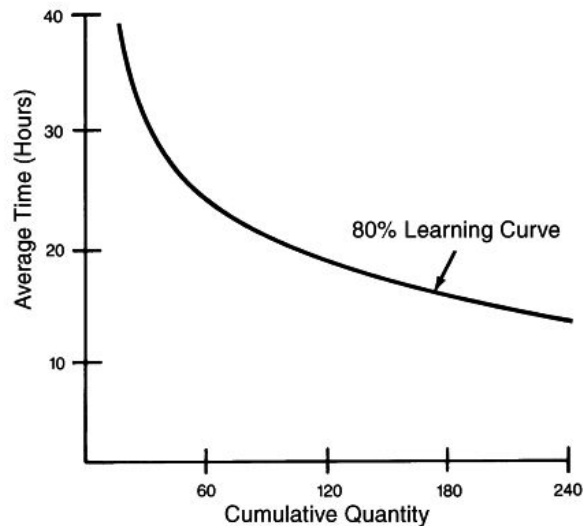


Figure 5 An example of learning curve with a PR of 80%. This illustrates that as production quantities double, the average time per unit decreases by 20% of its immediate previous time. (Siegel & Shim 2000, p. 253)

An 80 percent progress rate is common for many activities. Therefore it is sometimes used as an average expected PR in cost forecasting and production planning. As output doubles from one unit to two units to four units, etc., the learning curve descends quite sharply and costs decrease dramatically. As output increases and it consequently takes longer to double previous output, and the learning curve flattens out. Thus, costs decrease at a slower pace when cumulative output is high. (Hillstrom&Hillstrom 1998) The learning principle can be applied liberally on different situations in the real world; ranging from simple tasks to complicated processes. The same mathematical equation applies for learning processes of individuals as well as for larger production-oriented organizations. (Stewart et al 1995, pp. 170-192)

The shape of the learning curve depends on the tasks involved in the process. If a process is automated to a great extent or involves a lot of machining the curve slope will be flatter, thus signifying a lower degree of learning. If the process involves a lot of handwork and/or elements that are repetitive in their nature the curve slope will be steeper, thus signifying a higher degree of learning. (Stewart et al 1995, pp. 170-192)

In the case of the wind power industry research has been conducted to find progress rates for different areas. No research concerning progress rates for decommissioning has been found, which is not unexpected due to the overall lack of experience in this field. However, progress rates have been found for installation of both land-based and offshore wind turbines. In Denmark a study been conducted for land-based wind turbines. This study found that as the cumulated installation (measured in MW) doubled the investment costs decreased by 10%. Thus a progress rate of 90% was established. However, when determining the progress rate of ex-works costs for the wind turbine, it was found that these were 91%. This means that the PR for the installation related work was only 1%. (Andersen 2003)

For offshore turbines the progress rates that have been found are higher. The duration of installation has been estimated to have a PR of 77%, compared with 95% for other installation costs. These findings are also based on experiences from Denmark. (Junginger et al 2004)

Using the model to analyse long term effects

In this section an analysis will be performed to investigate the effect of time on the results presented by the model. The theories presented above will be applied to answer the following question: how may the predicted economic consequences of wind turbine decommissioning be affected by the passage of twenty years?

The analysis will be divided up into two parts. The first part focuses on the revenue parameters whereas the second part focuses on the cost parameters. In the case of revenues, the parameters that will be analysed are metal prices and the analysis will be performed using historical pricing data. For parameters concerning costs the analyses will be based on theories on competition, long-term costs and learning curves. Either costs or revenues are manipulated, keeping the other fixed. This is done in order to isolate the effects of price changes on the cost or revenue side of the equation. In order to demonstrate how the result is affected depending on the scope of decommissioning four scenarios are analysed.

Scenario 1: Only the turbine is decommissioned.

Scenario 2: The turbine and its foundation are decommissioned.

Scenario 3: The turbine, its foundation, and internal cables are decommissioned.

Scenario 4: The turbine, its foundation, and both internal and external cables are decommissioned. This is also called the full-scope scenario.

Analysing revenue parameters

All the revenue in the model is generated by the sales of scrap metal. Therefore the most important parameter to consider when analysing the revenue parameters is the value of the turbines' metals in the future. In an attempt to understand how metal prices can be expected to develop in the future an analysis of historical data has been performed.

Before reading this analysis the reader is advised to keep in mind that it is an analysis the effect of metal prices on estimated decommissioning costs for wind turbines. It is not in any way an attempt to predict metal prices at the time of decommissioning. However, in order to estimate and vary future prices in a reasonable way historical metal price data is analysed.

The historical price data used has been documented by the U.S. Geological Survey. This institute has compiled data about metal prices in the United States of America dating to the beginning of the twentieth century. In the data provided by this institute the prices are expressed in both nominal money values and in the money value of 1998. In order to make the figures more accessible to the reader the price figures were manipulated as to be expressed in the money value of year 2007 in U.S. dollars.

Since metals are a commodity traded on a global market where prices are determined at financial centres the data used was considered to accurately represent global price developments. The Swedish prices will of course be affected by exchange rates. This was not taken into consideration since the analysis is aimed at establishing only the variations in metal prices over time.

Historical pricing dated from 1950 to 2006 was analysed for copper, aluminium, and scrap steel. It was preferred to exclude information dating back to the beginning of the twentieth century since production methods and global trade have changed the markets considerably since then. Moreover the prices at the beginning of the century were significantly higher, which would increase the risk of overestimating the downward slope of the trend line. Year

1950 was chosen as a suitable base since the Second World War had by this time finished and global trade could once again take place.

The parameters that are analysed are the steel price, the aluminium price and the copper price. The choice of parameters was based on the first part of the sensitivity analysis. There it was established that the economic consequences of decommissioning are greatly affected by revenue produced by the sales of steel and external cables. The value of the cables is dependent on the price of aluminium and copper.

Data about historical prices was analysed by finding a trend with linear regression and calculating the standard deviance from that trend. The results are presented in Figure 16 to Figure 18.

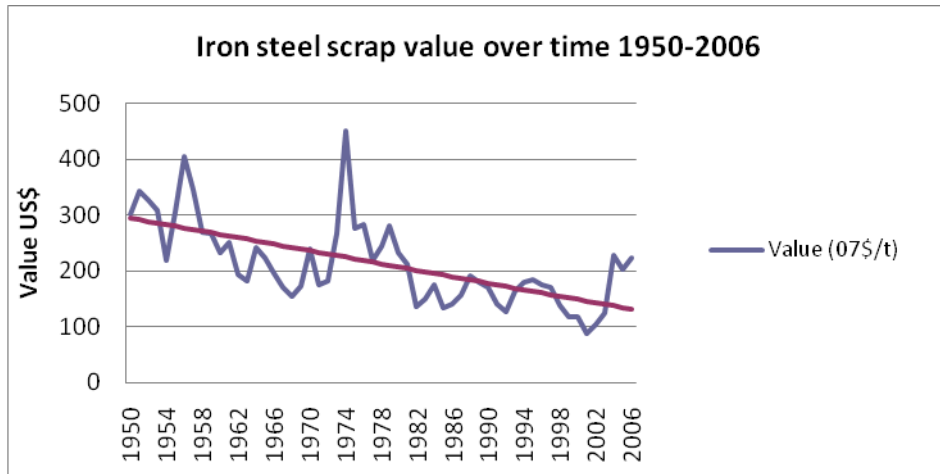


Figure 6 The value of iron steel scrap in 2007 US dollars per ton from 1950 to 2006. The trend line is described by the function $y = -2.93x + 6\ 009$ and the standard deviation from the trend line is 57.23.

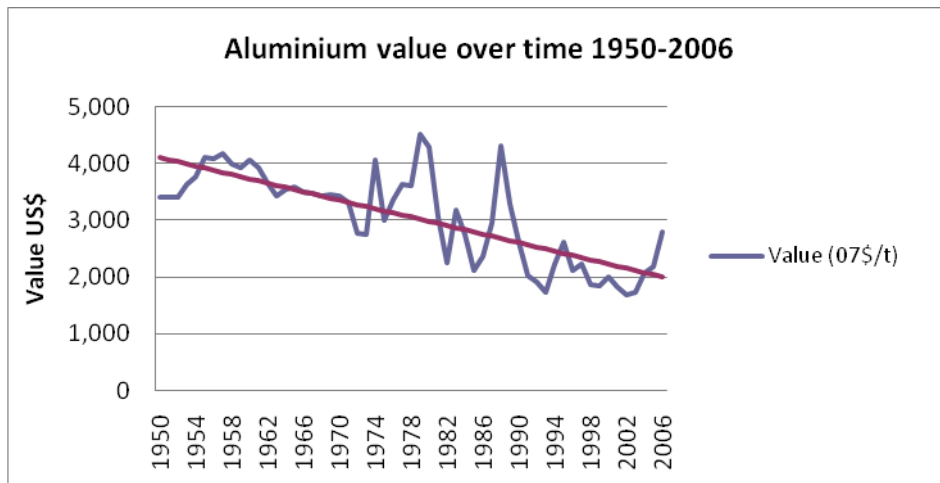


Figure 7 The value of aluminium in 2007 US dollar per ton from 1950 to 2006. The trend line is described by the function $y = -38x + 77\ 737$ and the standard deviation from the trend line is 521.23.

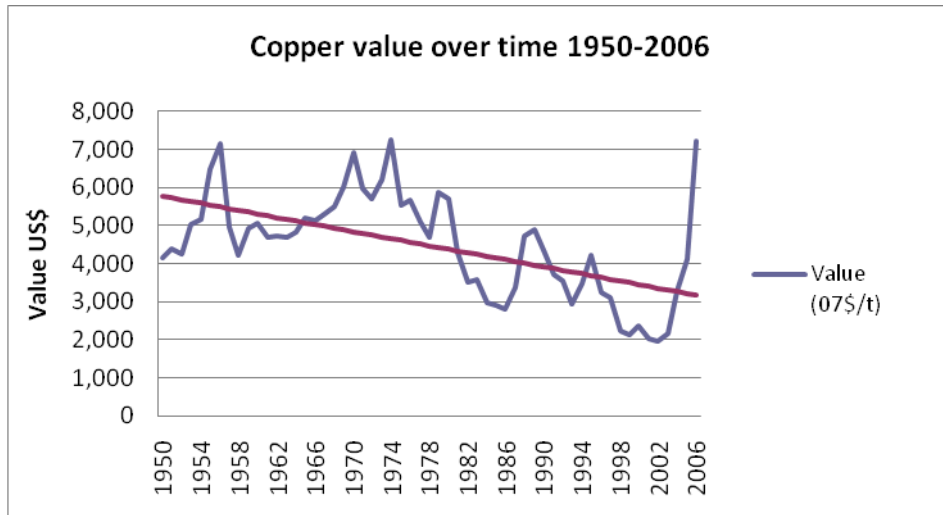


Figure 8 The value of iron steel scrap in 2007 US dollar per ton from 1950 to 2006. The trend line is described by the function $y = -46x + 95\,351$ and the standard deviation from the trend line is 1 041.66.

The trend lines presented above were used to estimate metal prices for the year 2028 expressed in the U.S. dollars in the money value of 2007. As the reader may understand, in twenty years time (year 2028) the turbines erected today will have served their economic lifetime and decommissioning may begin. Therefore the metal prices at that time will be of great significance for the economic effects of turbine decommissioning.

The sensitivity analysis was performed using the same methodology described in the first section of this chapter. The metal prices for 2028 were extrapolated by using linear regression of the historical data. The standard deviation for each metal was calculated using the deviation from the linear regression. The extrapolated prices along with their standard deviations were used to compute a normal distribution. In this way the standard deviation creates a fluctuation around the extrapolated price. The result can be seen in Table 13.

Table 7 Current metal prices as per March 2008-03-31 and extrapolated prices for 2028 calculated with linear regression of historic price data. Standard deviance is deviance from the linear regression.

Metal	Current price (SEK/ton)	Extrapolated price (SEK/ton)	Standard deviance (SEK)
Steel	1 500	400	340
Aluminium	15 000	6900	3130
Copper	47 000	12900	6250

Previously no correlations have been taken into account between the parameters analysed since it is reasonable to assume the parameters analysed are independent. This is not the case for metal prices. Therefore correlations between metal prices were taken into account when performing the analysis.

As stated previously this is not an attempt to forecast metal prices, it is merely a manner to extract figures for use in further analysis. However, before an analysis is performed using the figures presented in Table 13 a brief discussion of these figures is justified. As shown by the trend lines in Figure 16 to Figure 18, historically there has been a tendency towards decreasing metal prices. Given recent developments with increasing metal prices this may be surprising which justifies a brief discussion of the trend lines despite that this subject falls out of the scope of this study.

Some of the factors affecting metal prices are briefly discussed to gain a better understanding of the development of metal prices. Production improvements and trade developments that have taken place in the past will probably continue in the future, which can contribute to a further decrease in prices. Some factors causing this development are competitive forces,

long-term costs, and technological progress presented in which have theoretically been presented in the first section of this chapter. Other sources confirm that this holds true, stating that with time the price of raw materials tend to approach the marginal cost of extraction (Dagens Industri 2008-05-19). However, the continued effect of cost decreases may be limited due to increasing demand of raw materials from developing nations. This development has already been observed by Chinas impact to the global market prices for metals. These are just some aspects that can be expected to affect future metal prices. As the marginal return on production improvements reach a limit and developing nations increase global demand for metals some speculate as to whether the long term decreasing trend that have been observed is about to change. (Melander 2008-05-19) This issue will not be examined more closely since it falls out of the scope of this study, but the reader has hopefully been convinced that future metal prices are difficult - if not impossible - to predict.

There are means to hedge against the uncertainty of future metal prices, for example by buying futures. The trading of steel futures is a new phenomenon, which started in the spring of 2008. Pricing statistics for these futures are therefore limited. The trading of copper futures has existed for a longer time period. The cash mean of copper in April 2008 was 8684 USD/ton whilst a 27-month mean was 7705. (LME 2008-05-19) This indicates that the market believes in a decrease in copper price over the coming 27 months. However, 27 months is a short-term view compared with the 20 years, which has the time frame employed in this analysis. As can be seen in Figure 16 to Figure 18 the prices can swing violently over a short term. Therefore no conclusions can be drawn by looking at the prices of futures.

These results are obtained by using extrapolation over a long period. Extrapolation should be done with great caution. In this case 50 years of data have been used to extrapolate the result 20 years from now. An extrapolation to this extent is very unreliable. The trend line computed would eventually lead to negative metal prices. This is, of course, unfeasible. Nevertheless, to a certain extent result can be said to represents a pessimistic view on the future development of steel prices. It is difficult, not to say impossible, to establish how unreliable the trend line is. However it can be noted that the lowest prices, or nearly lowest in the case of aluminium, were noted around year 2002. Since then the prices for all three metals have increased.

Despite the uncertainty regarding metal prices the analysis is found useful since it gives understanding of the financial risk that the decommissioning cost constitutes. Based on this analysis the assumption within the industry - that metal prices will cover decommissioning costs - can definitely be questioned. Due to the large variation in metal price it is difficult to predict the future metal prices at the time of decommissioning even if a reliable trend is found.

Result from analysis of revenue parameters

In this analysis it is interesting to regard three different factors and how they are affected by different scenarios. The factors are:

1. The economic consequences of decommissioning.
2. The revenue that arises from decommissioning.
3. The fluctuation of the economic consequences of decommissioning.

The effects on four different scenarios corresponding to the scopes of decommissioning are examined. Furthermore the analysis is performed on onshore and offshore cases for Vestas V82 1.65 MW turbines. It is only the revenues that are altered in this part of the analysis. The costs are kept at the current level (the same level that has been presented previously in this study). The results are presented in Table 14 and Table 15 and stated in costs per turbine. The reader is therefore reminded that revenues are presented with a negative sign.

Table 8 Expected costs when analysing the effect of extrapolated metal prices in 2028 for four different decommissioning scenarios based on a land-based Vestas V82 1.65 MW turbine.

Scenario	1	2	3	4
----------	---	---	---	---

Result with current metal prices	-23 000	135 000	213 000	111 000
Result with extrapolated prices and no fluctuation	189 000	347 000	428 000	964 000
Revenue with current metal prices	-345 000	-345 000	-350 000	-1 377 000
Revenue with extrapolated prices and no fluctuation	-133 000	-133 000	-135 000	-524 000
Result at 0.05-quantile with extrapolated prices	90 000	250 000	330 000	662 000
Result at 0.95-quantile with extrapolated prices	260 000	419 000	501 000	1 256 000

Table 9 Expected costs when analysing the effect of extrapolated metal prices in 2028 for four different decommissioning scenarios based on an offshore Vestas V82 1.65 MW turbine.

Scenario	1	2	3	4
Result with current metal prices	694 000	1 302 000	1 379 000	1 277 000
Result with extrapolated prices and no fluctuation	906 000	1 662 000	1 744 000	2 280 000
Revenue with current metal prices	-345 000	-548 000	-554 000	-1 581 000
Revenue with extrapolated prices and no fluctuation	-133 000	-187 000	-189 000	-578 000
Result at 0.05-quantile with extrapolated prices	805 000	1 490 000	1 572 000	1 912 000
Result at 0.95-quantile with extrapolated prices	977 000	1 788 000	1 870 000	2 601 000

The economic consequences of decommissioning

The effect of metal prices on economic consequences of decommissioning can be observed when comparing “result with extrapolated prices and no fluctuation” with “result with current metal prices” in Table 14 and Table 15. Since the trend line predicts that metal prices decrease over time the economic consequences of decommissioning are affected negatively. Therefore the net cost for decommissioning will be higher with extrapolated metal prices than with current metal prices in all four scenarios.

The percentage increases in net costs for decommissioning will differ in the four scenarios. This can be seen when comparing the third and the fourth scenario in Table 14. In the third scenario the net cost is approximately doubled, going from 213 000 SEK to 428 000 SEK. In the fourth scenario the net cost is increased almost nine times, going from 111 000 SEK to 964 000 SEK. This is explained by the fact that the fourth scenario involves higher costs for the handling of cables which are not offset by revenues generated by the sale of metal. In difference to the third scenario, the fourth scenario considers the metal in the external cables. This means that the fourth scenario is more sensitive to changes in metal prices, hence the large effect on the costs of decommissioning.

The percentage changes in economic consequences for decommissioning will also depend on how close the costs and revenues are to equilibrium. If the costs and revenues are roughly the same size effects in terms of percentages will be very large. This can be observed by comparing the results of scenario four in Table 14 and Table 15. In Table 14, which represents land-based results, net costs increase from 111 000 SEK to 964 000 SEK. This constitutes an 864% increase. In Table 15, which represents offshore results, net costs increase from 1 277 000 SEK to 2 280 000 SEK. This constitutes a 179% increase. In absolute terms, however, net costs increase with a similar amount, 853 000 SEK in the onshore case and with 1 003 000 SEK in the offshore case. (The difference is explained by a somewhat higher metal content in the offshore case due to the mono pile foundation.) Similar lever effects will be observed in other parts of the analysis. Therefore it can generally be said that scenarios where the cost and revenues are close to equilibrium will be more sensitive, resulting in relatively large percentage changes.

The revenue that arises from decommissioning

The effects of price changes on the revenue related to decommissioning can be observed when comparing “revenue with extrapolated prices and no fluctuation” with “revenue with current metal prices” in Table 14 and Table 15. Since the trend line shows that metal prices decrease over time the revenues are affected negatively. Therefore the revenues that arise from decommissioning will be lower with extrapolated metal prices than with current metal prices in all four scenarios. The revenues will decrease with the same percentage in all four

scenarios. In the land-based case the decreases in revenue is 62% and in the offshore case the decrease in revenue is 65%. The decrease is larger in the offshore case since this case involves more metal. As mentioned previously this is due to that the foundation in the offshore case is made of steel and in the land-based case the foundation is made of concrete.

The fluctuation of the economic consequences of decommissioning

The effect of variances in the metal prices can be observed in Table 14 and Table 15. The fluctuation is seen by comparing “result at the 0.05-quantile” and “result at the 0.95-quantile”. The fluctuation represents the difference between these and increases as the difference increases.

As may be expected the fluctuation increases if the scenario involves more metal. For example, when comparing the first scenario with the fourth scenario it is observed that fluctuation is always greater in the fourth scenario. This is because it involves metal from the turbine as well as internal and external cables. The first scenario only involves metal from the turbine. The effects of the metal content can also be observed when comparing the first and second scenarios. For the onshore case the fluctuation remains the same since both scenarios involve the same amount of metal, that from the turbine. The foundation is in this case made of concrete. In the offshore case, however, fluctuation increases between these scenario one and two since the metal from the foundation is included in the second case.

As for the total economic consequences the level of fluctuation will also depend on how close cost and revenues are to equilibrium. The percentage of fluctuation will be large the closer the cost and revenues are to equilibrium. The effect of the fluctuation creates a distribution of the result. This distribution is illustrated for the full-scope scenario in Figure 19 and Figure 20.

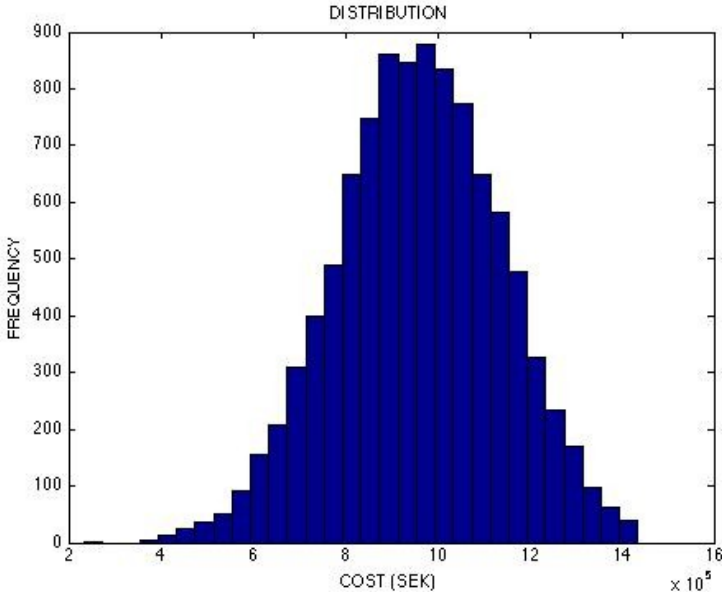


Figure 9 The distribution of the cost of decommissioning a land-based Vestas V82 1.65 MW with extrapolated metal prices of 2028. The figure shows the full-scope scenario. The cost at the 0.05-quantile is 662 000 and the cost at the 0.95-quantile is 1 256 000. 0 being the lowest value for the metal prices causes the asymmetry of the distribution.

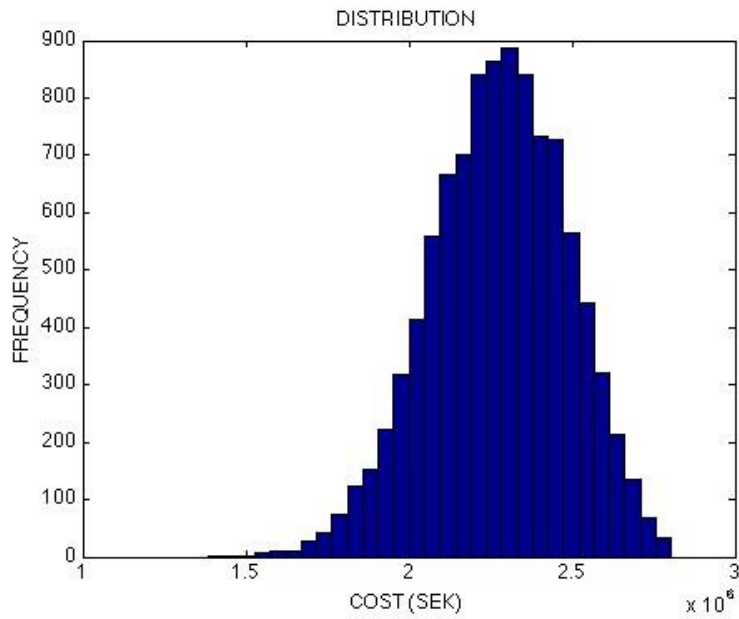


Figure 10 The distribution of the costs for decommissioning an offshore Vestas V82 1.65 MW with extrapolated metal prices of 2028. The figure shows the full-scope scenario. The cost at the 0.05-quantile is 1 912 000 and the cost at the 0.95-quantile is 2 601 000. 0 being the lowest value for the metal prices causes the asymmetry of the distribution.

As a complement to this analysis Figure 21 and Figure 22 illustrate how the financial results of decommissioning are affected by changes in metal price. The illustration is for the full-scope scenario showing the effect of percentage changes in prices for steel scrap, aluminium, and copper.



Figure 11 The effect of changing metal prices on economic consequences of decommissioning for a land-based Vestas V82 1.65 MW turbine. The figure shows the full-scope scenario.

Figure 21 shows that in the scenario of today, the cost and revenues are almost at equilibrium. With only a small percentage increase, for example 10%, in metal prices the cost and revenues would balance each other out. The figure also shows that there is a large difference in the possible outcomes. If the metal prices triple the decommissioning would result in net revenues of over two and half million SEK per turbine, whilst prices decreasing to a third of their value would lead to net cost of around one million SEK.

In Figure 22 the effect of changes in metal prices are shown for the offshore location. In this case it can be seen that the metal prices must almost double if equilibrium between cost and revenues is to be attained. Here the outcomes range from a net cost of around 2.5 million SEK if prices decrease to a third to net revenue of almost 2 million if prices triple. Although this may seem extreme it should be kept in mind that over a three year period (2002-2006) aluminium prices have increased by 1,7 multiple, the price of steel scrap has doubled, and the price of copper has quadrupled. Historically, the same drastic developments over similarly short periods of time can also be seen in the *opposite* direction.

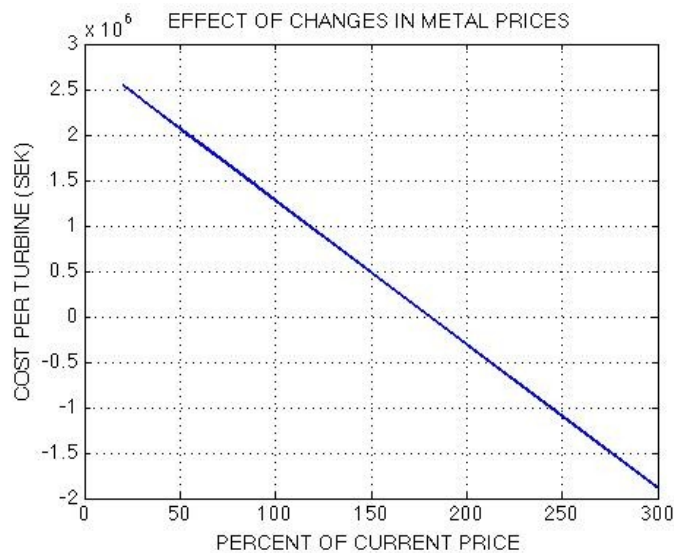


Figure 12 The effect of changing metal prices on economic consequences of decommissioning for an offshore Vestas V82 1.65 MW turbine. The figure shows the full-scope scenario.

For both the land-based and offshore case the divergence in possible outcomes would be smaller for the first three scenarios. This is because the first three scenarios involve less metal. Therefore they are less sensitive to changes in metal prices, as is shown in previous analyses.

Analysing cost parameters

As has been described in the theoretical part of this section there are three different factors considered relevant when considering long-term cost conditions. These are the competitive landscape, long-term cost developments, and learning curves. In studies performed about learning curves and progress rates in the wind turbine industry no distinction is made between the sources of cost decreases. To find the progress rates the authors of the reviewed studies have compared costs at one point in time with costs at another point in time. Although these three sources depend on different factors in the quantitative analysis that follows all three will be included in the progress rate and related to as learning effects.

The effects of competition and the ability to decrease costs in the long term are considered to be limited in the case of land-based turbines. This is due to that the techniques and equipment used are standardized and there is a competitive environment that ensures costs are not excessive. In the case of offshore wind turbines, on the other hand, it is probable that costs will decrease in the future.

Currently the number of vessels and barges available to the wind power industry is quite limited. This is explained by that it is a relatively young industry and that there are considerable barriers of entry. These consist of high investment costs and prolonged building time for vessels. Despite this, in the next few years the number of vessels available will double. The theories of micro economics lead to the analysis that as capacity and competition increases in this industry the prices for services provided by these vessels will probably decrease. Although the offshore wind energy industry is gaining momentum, and is expected to grow considerably over the coming years, this growth will probably have decreased in twenty years time. This leads to the conclusion that capacity problems present today may be overcome when the turbines currently erected are to be decommissioned. Due to these factors the progress rate for offshore installations has been established at 95%, four points above the land-based progress rate of 99%.

A global approach is taken on the cost parameters in this analysis; the decrease used is an average instead of a specific progress rate for each of the cost parameters. The only exception is for the set up and disassembly offshore turbines where the progress rate is estimated to

77%. This figure is preferred since other studies conducted on learning curves in the wind power industry have found that this progress rate differed greatly from the average.

Since the progress rates used are based on studies performed on installation processes it is arguable whether or not they can be applied to decommissioning. In this case it is deemed reasonable on the account that the installation and decommissioning processes are regarded as rather similar. The learning curve theory holds that learning will be most dramatic and the progress rate high initially due to limited previous experience. Therefore it could be argued that the learning effects from decommissioning should be higher since the experience is very limited. Despite this the progress rates have not been adjusted mainly for two reasons.

The first is consistency, meaning that no such adjustments have been made when comparing installation and dismantling in other parts of the study. For example the duration of the dismantling activity is based on the duration for installation. The second reason is that even if the progress rate used is for installation the effect of learning will be greater for dismantling since the cumulative output doubles at a higher rate. This is easily understood by comparing figures. Experience of decommissioning in Sweden consists of 11 wind turbines that have been dismantled, of which one was located offshore. As for instalments approximately 900 have been made of which approximately 50 at offshore locations. (Driftuppföljning Vindkraftverk 2008-04-29) The first learning effect for dismantling will occur when 11 is doubled to 22, whereas the number of installations must increase to 1800 for the same effect to take place.

To calculate the cumulative output of decommissioning that will have been reached by the industry in twenty years time it is assumed that all turbines currently existing will have been dismantled. By considering the number of turbines that have been dismantled presently, which are 11 at onshore locations and 1 at an offshore location the progress ratio will have had an effect six times during the twenty year period.

Although the progress rates used have been gathered from empirical findings it is certain their accuracy can be questioned. In order to account for this uncertainty a standard deviance of 10% of is used and tested.

Findings from the analysis of cost parameters

In this analysis it is interesting to regard three different factors and how they are affected by different scenarios. The factors are:

1. The economic consequences of decommissioning
2. The costs that arises from decommissioning.
3. The fluctuation of the economic consequences of decommissioning.

The effects on the four different scenarios, representing the extent of decommissioning, are examined. Furthermore the analysis is performed on onshore and offshore cases for Vestas V82 1.65 MW turbines. It is only the costs that are altered in this part of the analysis. The revenues are kept at the current level (with metal prices retrieved from the empirical findings). The results are presented in Table 16 and Table 17, stated in economic consequences per turbine. Since a cost model has been developed the reader is reminded that revenues are presented with a negative sign.

Table 10 Results when analyzing the effect of extrapolated progress rates for four different decommissioning scenarios on a land-based Vestas V82 1.65 MW.

Scenario	1	2	3	4
Result with no learning effects	-23 000	135 000	213 000	111 000
Result with learning effects and no fluctuation	-40 000	109 000	181 000	25 000
Cost with no learning effects	322 000	480 000	563 000	1 488 000
Cost with learning effects and no fluctuation	304 000	454 000	523 000	1 403 000
Result at 0.05-quantile with learning effects	-43 000	105 000	176 000	12 000
Result at 0.95-quantile with learning effects	-38 000	113 000	187 000	39 000

Table 11 Results when analyzing the effect of extrapolated progress rates for four different decommissioning scenarios on an offshore Vestas V82 1.65 MW.

Scenario	1	2	3	4
Result with no learning effects	694 000	1 302 000	1 379 000	1 277 000
Result with learning effects and no fluctuation	105 000	498 000	553 000	206 000
Cost with no learning effects	1 034 000	1 850 000	1 933 000	2 858 000
Cost with learning effects and no fluctuation	450 000	1 046 000	1 107 000	1 787 000
Result at 0.05-quantile learning effects	68 000	441 000	493 000	116 000
Result at 0.95-quantile learning effects	149 000	562 000	619 000	304 000

The economic consequences of decommissioning

The effect of learning curves on the economic consequences of decommissioning can be observed when comparing “result with learning effects and no fluctuation” with “result with no learning effects” in Table 16 and Table 17. Since learning effects implicate that costs decrease over time the economic consequence of decommissioning is affected positively. Therefore the cost for decommissioning will be lower with learning effects than without learning effects in all four scenarios.

Analogous to the results from analysing the revenue parameters the percentage decrease in net cost for decommissioning will differ in the four scenarios. This can be seen when comparing the third and the fourth scenario Table 16. In the third scenario the costs decrease with, 15 % going from 213 000 SEK to 181 000 SEK. In the fourth scenario the result decreases with 77%, going from 111 000 SEK to 25 000 SEK. The large decrease in costs in the fourth scenario is explained by that this scenario implies higher costs. The fourth scenario includes costs related to the excavation of external cables, which increases the total costs greatly. Therefore, the fourth scenario is more sensitive to changes in costs. Hence the large effect on the expected decommissioning costs. The percentage decrease in decommissioning costs also depends on how close cost and revenues are to equilibrium, as was observed when analysing the revenue parameters.

The costs that arises from decommissioning

The effect on the cost that arises due to decommissioning can be observed when comparing “cost with learning effects and no fluctuation” with “cost with no learning effects” in Table 16 and Table 17. Learning effects will, as expected, implicate that the costs decrease. Therefore the costs that arise from decommissioning will be lower with learning effect compared to the case where no learning effects are accounted for. This applies for all four scenarios. The cost will decrease with the same percentage in all four scenarios. In the land-based case the decrease in costs is 6% and in the offshore case the decrease in costs is 37%. The decrease is larger in the offshore case since the progress rates used are higher.

The fluctuation of the economic consequences of decommissioning

The effect of fluctuations on the economic consequences of decommissioning can be observed when comparing “result at the 0.05-quantile” and “result at the 0.95-quantile” in Table 16 and Table 17. Fluctuation is identified by the difference between the result at the 0.05-quantile and the 0.95-quantile. The larger this difference is the greater is the fluctuation. As may be expected the fluctuation increases if the scenario involves more cost. This is coherent with the result obtained in the analysis of revenue parameters. For example, when comparing the first scenario with the fourth scenario it can be observed that the fluctuation is greater in the fourth scenario. This is because it involves cost from decommissioning the turbine, the foundation, and the internal and external cables, whereas the first scenario only involves decommissioning the turbine.

As for the economic consequence of the level of fluctuation this will depend on how close cost and revenues are to equilibrium. The percentage fluctuation will be large the closer the cost and revenues are to equilibrium. The effect of the fluctuation creates a distribution of the result illustrated for the full-scope scenario in Figure 23 and Figure 24.

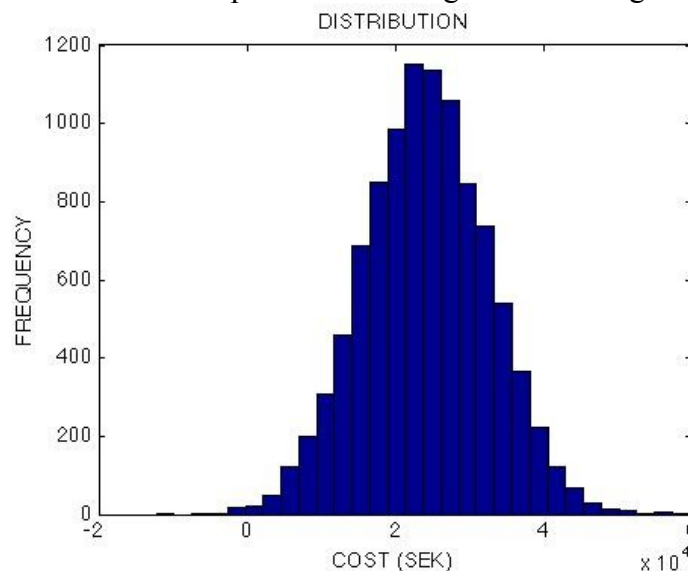


Figure 13 The distribution of predicted economic consequences for decommissioning of a land-based Vestas V82 1.65 MW with extrapolated learning effect over twenty years. The full-scope scenario is illustrated. The cost at the 0.05-quantile is 12 000 and the cost at the 0.95-quantile is 39 000.

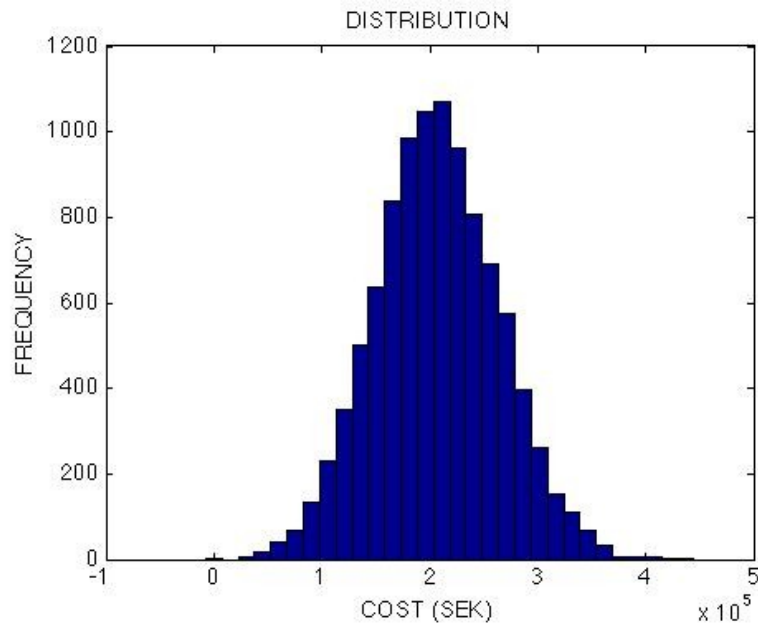


Figure 14 The distribution of predicted economic consequences for decommissioning of an offshore Vestas V82 1.65 MW with extrapolated learning effect over twenty years. The full-scope scenario is illustrated. The cost at the 0.05-quantile is 116 000 and the cost at the 0.95-quantile is 304 000.

Summary of the analysis of long-term effects

The percentage effect of change in revenues respective costs on the result of decommissioning will depend on the amount of revenues respective costs and how close cost and revenues are to equilibrium. The level of fluctuation will depend on the same factors.

To summarise the analysis the best case and the worst case is presented for each scenario. The result for the land-based location is presented in Table 18 and the result for the offshore location is presented in Table 19. For figures calculated as best case current metal prices were used to calculate revenues and earlier used progress rates were used to calculate costs. For figures calculated as worst case extrapolated metal prices were used and no progress rate were used to calculate costs.

Table 12 Best case and worst case for the decommissioning of a land-based Vestas V82 1.65 MW turbine

Scenario	1		2		3		4	
Case	Best	Worst	Best	Worst	Best	Worst	Best	Worst
Revenue	-345 000	-133 000	-345 000	-133 000	-351 000	-135 000	-1 378 000	-524 000
Cost	304 000	322 000	454 000	480 000	532 000	563 000	1 403 000	1 488 000
Result	-41 000	189 000	109 000	347 000	181 000	428 000	25 000	964 000

Table 13 Best case and worst case for decommissioning of an offshore Vestas V82 1.65 MW turbine

Scenario	1		2		3		4	
Case	Best	Worst	Best	Worst	Best	Worst	Best	Worst
Revenue	-345 000	-133 000	-548 000	-187 000	-555 000	-189 000	-1 581 000	-578 000
Cost	450 000	1 039 000	1 046 000	1 850 000	1 107 000	1 933 000	1 787 000	2 858 000
Result	105 000	906 000	498 000	1 662 000	553 000	1 744 000	206 000	2 280 000

Critical examination of the long-term analysis

The method use to calculate new figures for cost and revenues in the long-term can be questioned. This has already been discussed to some extent in the analysis. Since the main issue of this analysis is to see the effect of these changes in general terms and not in a specific case these methods are not regarded as interesting to examine. Instead an examination will be done of the factors that can affect the compression itself.

Firstly some parts of the comparison are affected by the assumptions made or the specific case examined. For example, in the forth scenario a fictive figure of 50 km of external cable is used to perform computations. If this parameter were different the percentage change would also differ. However the analysis is not dependent on the exact figures. It is only interesting to illustrate general effects and the conclusions that can be drawn. These conclusions would be the same, even if they would be more or less evident depending on the assumptions made.

Regarding the analysis of fluctuation in the results one thing should be mentioned. Some of the parameters will reach their maximum respectively minimum value when fluctuation is added. Regarding revenues the lowest price for metal is regarded as zero, meaning that in those cases where the fluctuation leads to a negative price the price is set to zero. The same goes for the progress rate. In the case of the progress rate being over one, meaning an increase in cost the progress rate is set to one. This causes an uneven distribution, meaning that the simulation has favoured higher revenues and larger cost reductions. This is to such a small extent that the effect on the total result is deemed negligible.

Intervjuunderlag

Intervjuerna redovisas här i sin helhet.

Länsstyrelser

Norrbottnen

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Det varierar, det finns möjlighet att tidsbegränsa och det görs ibland. I så fall brukar det vara 25-30 år.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Området skall återställas. Vad som ska göras varierar från fall till fall och ofta är det inte jätte specificerat. Exempel på vad som kan krävas är att fundamentet plockas bort helt eller delvis. Vad gäller nät anslutning är det svårt att säga vad som händer med den. Ofta ligger den i vägar och om vägarna ska vara kvar låter man nog nätanslutningen ligga kvar.

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Området skall återställas. Vad som ska göras varierar från fall till fall och ofta är det inte jätte specificerat. Exempel på vad som kan krävas är att fundamentet plockas bort helt eller delvis. Vad gäller nät anslutning är det svårt att säga vad som händer med den. Ofta ligger den i vägar och om vägarna ska vara kvar låter man nog nätanslutningen ligga kvar.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Ja, det finns lite praktisk erfarenhet och det är ju osäkert hur länge tekniken kommer att vara intressant i framtiden.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Verksamhetsutövaren är ansvarig enligt tillståndet.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Ibland ställs krav på ekonomisk säkerhet. I Sverige har den legat på mellan 0-1.3 miljoner per verk. En del påstår att skrotvärdet täcker in nedmonteringskostnaderna, med ett råder delade meningar om det. Om man dessutom börjar bygga fler betongtorn, blir påståendet än mer tveksamt. Vi har brukat ställa krav på ekonomisk säkerhet på senare år och då anpassat oss efter de summor som miljödomstolen i Umeå har beslutat i tidigare fall. Dessa ligger högre än i resten av Sverige från ett par hundra tusen upp till en miljon per verk. I övriga Sverige har det snarare legat mellan 50-60 tusen per verk. Säkerheten ställdes förut oftast som

Bankgaranti och då fick man bara välja mellan ett par olika sätt. Sen augusti förra året är detta ändrat och nu kan man använda vad i princip vad som helst. Kravet är att det skall vara lämpligt för ändamålet. Vad som är lämpligt för ändamålet är svårt att säga eftersom lagen är så pass ny och det kommer nog att ta ett par år och ett par olika fall för att komma fram till det. En av de större förändringarna är att man nu inte måste leverera hela beloppet från start utan man kan bygga upp det under tiden.

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Om verksamhetsutövaren inte kan ta hand om verket kan den ekonomiska säkerheten användas. Om en sådan inte finns kan det bli en konkursförvaltare. Om verksamhetsutövaren i form av juridiskperson har upphört är det mer tveksamt. Kanske blir det markägarens ansvar men förmodligen samhället.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Oftast är det verksamhetsutövaren som gör en kalkyl som tillståndsgivande myndighet sedan granskar. Det görs inte på särskilt säkra grunder och egentligen är det inte mer än grova skattningar. I något fall har projektören åkt ner till tillverkaren (i det fall en tysk tillverkare) för att få en uppskattning av kostnaderna, men inte heller de visste vad det skulle kosta eftersom de inte hade någon erfarenhet av något verk av den typen som plockats ner.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

Oftast är det verksamhetsutövaren som gör en kalkyl som tillståndsgivaren sedan granskar. Det görs inte på särskilt säkra grunder och egentligen är det inte mer än grova skattningar. I något fall har projektören åkt ner till tillverkaren (i det fall en tysk tillverkare) för att få en uppskattning av kostnaderna, men inte heller de visste vad det skulle kosta eftersom de inte hade någon erfarenhet av något verk av den typen som plockats ner.

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Ny tillståndprocess om man gör betydande förändringar. Påverkas inte, vid nytt tillstånd ges nya möjligheter att ställa krav.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Man måste kunna se till att det görs. Det finns mycket lite erfarenhet och en verksamhetsutövare kan ju få problem att göra det eftersom vi varken vet vad det kostar och hur det ska gå till eller hur länge tekniken kan var intressant.

Västerbotten

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndgivning?

25-30 år

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Ta ner verket och återställa till ursprungligt skick så långt som möjligt. Fundament skall avlägsnas till 1 meters djup och täckas med humus. Vägar kan diskuteras med markägaren. Anmälan i rapport till tillsynsmyndigheten

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Ta ner verket och återställa till ursprungligt skick så långt som möjligt. Fundament skall avlägsnas till 1 meters djup och täckas med humus. Vägar kan diskuteras med markägaren. Anmälan i rapport till tillsynsmyndigheten

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Lite, i alla fall om det är fråga om känslig mark.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Verksamhetsutövaren

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Ja, finansiell säkerhet på 60-100 tusen per verk.

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Om inte verksamhetsutövaren så konkursförvaltare.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Av företaget vars kalkyl granskas av länsstyrelsen.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

60-100 tusen per verk

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Söka nytt om man inte håller sig inom samma höjd, buller skuggeffekt och eleffekt. Påverkas inte

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Känsliga områden.

Jämtland

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

30 år

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Ny prövning

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandes som gäller nedmontering?

Ja, söker för uppförande drift och avveckling. Kontakta tillsynsmyndigheten en bestämd tid innan skriftlig anmälan gällande åtgärder som ska godkännas. Cirka ett år på sig att genomföra. Kan hända att verksamhetsutövaren specificerar mer vad de ska ta bort.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Ja, absolut nödvändig. Finns inget skäl till att utesluta, tänk om de bara står och

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Ekonomisk säkerhet ca 65 000 tusen kr. Ej frivillig tillståndsprövning. Om de inte uppger att de finns konstellationer inom moderbolag som känns betryggande. Moderbolagsgaranti, bankgaranti, låst konto klientmedelskonto. Advokatbyrå som säkrar pengar Åberg, Björn Öberg. Företagsvänlig, inte ska fortsätta, måste vara flexibla, inte bara kräver bankgaranti. Miljödomstolar är prejudicerande.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Räknar skrotvärde, Katarina Ekelund. Svängt

Dalarna

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Från det att ansökan anses komplett, d v s när den kungörs att den har kommit in till Länsstyrelsen, brukar vi säga att det tar ca 6 månader tills tillståndet är klart.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Ja, de ska ta bort vindkraftverken och återställa marken.

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Ja, det brukar stå anvisningar om att vindkraftverken ska tas ner och att fundamenten ska tas bort en bit under markytan, att de ska plantera och att ”ursprungstillståndet” ska försöka återskapas (vad gäller växtlighet).

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Ja

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Den som har tillståndet att driva vindkraftsverket. Det manifesteras inte på något särskilt sätt.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Det står i villkoret vad de ska göra. Och gör de inte det så är det ett villkorsbrott. De får även lämna in en säkerhet på X kronor per verk till Länsstyrelsen.

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Det blir en lång process. I första hand är det ett villkorsbrott och det blir föreläggande. Sedan har även tillsynsmyndigheten möjlighet att ta ut säkerheten som finns för varje verk.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Det är ett schablonbelopp som är ”vedertaget” oftast föreslår vindkraftsprojektörerna detta belopp själva.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

Nej, inte mer än att det finns vissa pengar i återvunnet material av verken.

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Ansvaret för nedmonteringen är det samma som tidigare, verksamhetsutövaren som har tillståndet. Tillståndsprocessen blir lika som tidigare när det ska prövas för ytterligare vindkraftverk på samma plats.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej. Vet inte. Vi går på det vedertagna beloppet som branschen accepterat.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Att området som lämnas inte har blivit tillräckligt återställt. Kanske också att det tar lite för lång tid innan området blir återställt. Men detta är reglerat i villkor så det borde inte bli några problem.

Gävleborg

Allmänt svar per e-post:

Ni har skickat en fråga till oss angående vindkraft. Jag ska försöka besvara den efter bästa förmåga. För närvarande så är det ett antal vindkraftsprojekt på gång i länet både på land och till havs. Ett antal av dessa är av mindre karaktär (< 25 MW) och hanteras därmed som anmälningsärenden hos den kommunala nämnden. De flesta av de ärenden där länsstyrelsen bli inblandad är för närvarande i samråd (det vill säga, det har ännu inte dykt upp ansökningar och miljökonsekvensbeskrivningar).

Vi har ett beslut enligt MB vad gäller vindkraft och ett av villkoren är att verksamhetsutövaren ska montera ned verken efter avslutad drift. Det finns också krav på hur området för fundament ska återställas. Ni hittar detta tillstånd här: <http://www.x.lst.se/NR/rdonlyres/5ACD2E04-5A42-45F8-90E1-7512A25BD9C8/0/20040121T4015.pdf>

I de samråd där jag deltagit har vi tagit upp frågan om ekonomisk säkerhet för nedmontering och återställning (16:3 § MB). Vi anser att bolagen ska adressera denna fråga i sin ansökan (som sagt har vi ännu inte fått in några ansökningar). Det som flera bolag fört fram är att de gärna vill tillgodogöra sig verkens skrotningsvärde i säkerhetsdiskussionen. Det är en fråga som vi kommer att få ta ställning till när det blir dags för beslut i något av dessa ärenden. Vi har alltså ännu inte tagit ställning till vad som kan vara rimligt att kräva i dessa sammanhang.

Uppsala Län

Vilka lagar reglerar vindkraft?

Plan & Bygglagen samt Miljöbalken. Kommun upp till 25 MW – miljöfarlig verksamhet. Annars länsstyrelsen 9 kap.

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Tillstånd permanent. Bygglov för obegränsad tid. Räknar med 20-25 år. I samband med utbyte av anläggning.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Tillfälligt bygglov – 5 år i taget. Permanent bra plats

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Nej. Länsstyrelsen har inte haft så många ärenden (under 10 byggda, tillstånd till några stora). Kommun beslutar upp till 25 MG sedan 01.12.2006 – ganska mycket.

Kan inte svara på frågan. Eftersom tillstånden inte är tidsbegränsade har frågan inte varit aktuell. Kommunen kan förelägga krav om att städa upp, etc.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Enstaka verk som har sats upp för till exempel forskning. Intryck att verk tas ner efter nyttjande. Anser inte att det är ett problem. Arleby och Östhammar, högstad. Undringar om ett verk i Mälaren. Vanligtvis är det repowering det är frågan om. Permanent bra vindlägen. Incitament att byta ut. Genomgår en ny prövning.

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Nej. Under kommande år stora, professionella markägare exploatörer – inget ekonomiskt problem för dessa. Vi förutsätter att man har nödvändig info om investeringen. Ingen anledning att misstro. Man kan säkert återanvända t ex torn och andra delar. Uppfattar inte detta som ett problem. Finns produktionsmöjligheter motsvarande mer än länets användning. 14 områden på land, alla områden med skogsbruk, inga natur- eller kulturvärden. Under 40 meter påverkas inte nämnvärt.

Diskussion kring detta om 3G-master. Teleoperatörerna förband sig till att ta ner om dessa inte används igen.

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Tidigare 20:e paragrafen naturvårdslagen. Nu 12:6 i MB under den paragrafen kan krav ställas. Kommunen kan besluta om detta i sitt bygglov. Osäker sedan lagändringen. Prata med jurister.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Hanterat som paragraf 20 ärenden.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Örebro**Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?**

Ej begränsat, tills vidare. Finns omprövning. Löser sig automatiskt med ny teknik.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Om verket är likadant kan man byta ut det utan nytt tillstånd

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Ej säkerhet, senast två år efter produktionens slut. Så ursprunglig som möjligt.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Ja, de är relevanta.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Ansvaret ligger på den som driver verksamheten.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Inga garantier. Inte ett problem idag med dagens metallpriser. Om det är byggt av betong blir det problem

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Tillsynsmyndigheten Vet inte vad som händer om verksamheten går i konkurs.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Inte räknat

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Påverkas inte

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Material utveckling, om betongtorn, bladen kompositmaterial.

Södermanland

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

De har inte gett några tillstånd, men förmodligen skulle de inte tidsbegränsa dem.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Det brukar vara en allmän lydelse om att det ska göras i samråd med tillsynsmyndigheten. Tillsynsmyndigheten är antingen kommunen eller länsstyrelsen beroende på om det är en A, B eller C anläggning. Kommunen kan dock begära att ta över tillsynen. Det är ibland samma avdelning som ger tillstånd och har tillsyn, men aldrig samma personer. Ibland är det även olika avdelningar, t ex i Örebro.

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Det brukar vara en allmän lydelse om att det ska göras i samråd med tillsynsmyndigheten. Tillsynsmyndigheten är antingen kommunen eller länsstyrelsen beroende på om det är en A, B eller C anläggning. Kommunen kan dock begära att ta över tillsynen. Det är ibland samma avdelning som ger tillstånd och har tillsyn, men aldrig samma personer. Ibland är det även olika avdelningar, t ex i Örebro.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Inte särskilt, eftersom verksamheten inte är så miljöfarligt.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Maglarp, och något på Gotland där omgivningen klagade.

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Verksamhetsutövaren.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

De skulle nog inte ställa något krav.

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Konkursförvaltare, eller kanske miljöskadeförsäkring enligt MB kap 33, men det är mycket svårt att få ut pengar därifrån.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

Nej

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Söka nytt om man inte håller sig inom samma höjd, buller skuggeffekt och eleffekt. Påverkas inte

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Inga särskilda

Östergötland

Allmänt svar per e-post:

Tyvär har jag inte tid att svara så strukturerat just nu. Ett väldigt kort svar jag kan ge är att vi inte har så särskilt stor erfarenhet av borttagning/rivning av vindkraftverk. Det är dock väldigt vanligt att de sökande anger just den begränsade tiden, ca 25 år, som en omständighet när skada på landskapsbilden mm diskuteras. Sen är det vanligt att tillståndsbeslut (enl. 9 kap miljöbalken) förenas med ett villkor om att verket ska tas ner den dag det inte längre är i drift. Någon säkerhet för detta har dock inte krävts. I ett fall har borttagning av ett befintligt vindkraftverk i närheten funnits med som ett villkor för att få tillstånd att uppföra ett nytt (större)

Kronoberg

Vilka lagar reglerar vindkraft?

De lagar som direkt reglerar vindkraft är:

Miljöbalken (1998:808). Enligt bilagan till förordning (1998:899) om miljöfarliga verksamheter och hälsoskydd måste man ha tillstånd från länsstyrelsen för anläggningar med en sammanlagd uteffekt >25 MW. Är den sammanlagda uteffekten mellan 125 kW och 25 MW måste anläggningen anmälas till kommunen. Om vindkraftverk med en sammanlagd effekt över 1 MW skall uppföras i vattenområde krävs tillstånd från Miljödomstolen.

Beroende av var man planerar att installera vindkraftverken kan olika delar av miljöbalken vara aktuella. Planeras vindkraftverk nära eller i Natura 2000 områden eller vid behov av markavvattning krävs särskilt tillstånd.

Plan och Bygglagen (PBL) (1987:10). När man uppför vindkraftverk som har en rotordiameter över 2 m eller om kraftverkets placering från fastighetsgränsen är mindre än kraftverkets höjd eller om kraftverket skall placeras på befintlig byggnad, behöver man söka bygglov. Planeras flera vindkraftverk att installeras kan det bli aktuellt med att göra en detaljplan för det aktuella området.

Om det finns fornlämningar i närheten kan man behöva tillstånd enligt Lagen (1988:950) om kulturminnen m.m.

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Teoretiskt sätt är ett tillstånd enligt miljöbalken för evigt, så länge det inte sker några förändringar. Enligt de samrådsunderlag som inkommit har ett vindkraftverk en livslängd på 20-25 år. Och ska ett vindkraftverk bytas ut kan det komma att krävas ett nytt tillstånd eller en anmälan. Men det finns möjlighet för tillsynsmyndigheten att vid behov ompröva villkoren i givna tillstånd.

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Vad gäller krav på nedmontering av vindkraftverk, styrs det av både miljöbalken och Plan- och bygglagen. När en verksamhet får ett tillstånd enligt miljöbalken brukar ett villkor i tillståndet vara att en återställning av platsen skall ske, och enligt PBL kan ett rivningslov komma att krävas för att montera ned vindkraftverket. I det tillstånd som vi har givit fanns det med som villkor att när elproduktionen upphör skall vindkraftverk, maskinhus, transformatorer, ledningar, fundament och annan utrustning avlägsnas samt att vägar återställs.

Kalmar

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Försöker handlägga så fort som möjligt. MKB förfarandet gör att det tar tid 6-12 mån. Livslängd 20-25 år på vindkraft. Så länge det producerar.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Explicita krav på nedmontering vid tillståndsgivning som villkor. Återställning av plats 1 år efter att elproduktion upphör eller om tillstånd tas tillbaka.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej. Har inte börjat montera. Har börjat diskutera repowering – nytt tillståndsprövning (höjd & kapacitets begränsning). På Gottland Näsudden.

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Ja självklart.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Tillståndsinnehavaren den som bör ansvar för etablering. Entreprenören. Alla som bygger

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Villkor om nedplockning vid tillståndsgivning. Vite om de inte plockar ner. Begär inte garantier.

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Prövning om vem som tar hand om kostnaderna. Helst är det ägaren. Staten & kommunen sanerar förorenad mark. Hypotetisk fråga, inte diskuterad. Viktigt att bygga ut vindkraft.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

Vet inte. Beror på hur man definierar nedmontering & återställande. Situationsanpassat. Bättre att inte definiera så att man kan anpassa till framtida behov. Görs inte i dagsläget.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Svårt att definiera nedmontering & återställande av plats. Ska fundament tas bort eller inte. Försvaret har betongfundament runt om i landet. De ligger kvar ute i naturen. Kan de användas på något sätt? Om inte blir de ett problem. Tornet känns naturligt att man måste plocka bort. Plattan inte lika logiskt. Nu fullt upptagna med var de ska placeras 0,1TW nu ca 65 kraftverk med olika kapacitet, 0,5TWh 2015.

Västra Götaland

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Inte tidsbegränsat. Gäller för ett verk.

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Senast 2 år efter att elproduktionen har upphört skall vindkraftverken, maskinhus, transformatorer, ledningar och annan utrustning ha avlägsnats. Fundamenten och platserna för vindkraftverken skall ha anpassats till omgivande naturmiljö. Arbetet skall utföras i samråd med markägaren och tillsynsmyndigheten.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Nej

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Verksamhetsutövaren

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Nej

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Vet inte.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Görs inte

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

I dagsläget som skrotvärdet

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Nytt tillstånd måste sökas, i övrigt som innan

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Inga

Halland

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Länsstyrelsen i Halland har som mål att handlägga ett tillståndsärende enligt 9 kap miljöbalken på 9 månader.

Menar du om tillståndet är tidsbegränsat så sätter vi vanligtvis inte någon tidsbegränsning, i alla fall inte när det gäller vindkraft. Tidigare har detta gjorts men inte längre.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Vi har villkor om att återställa marken och omhänderta vindkraftverket när verksamheten upphör – tiden är dock inte begränsad i tillståndet. Exempel på villkorsformulering: ”När verksamheten, dvs. driften av ett eller flera vindkraftverk, slutligen upphör skall bolaget skriftligen meddela tillsynsmyndigheten tidpunkten för detta. Inom sex månader från den meddelade tidpunkten skall bolaget till tillsynsmyndigheten redovisa en plan för hur och inom vilken tid vindkraftverket/-en skall nedmonteras och omhändertas samt hur marken skall återställas. Planen skall godkännas av tillsynsmyndigheten.

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Ja. Vi har villkor om att återställa marken och omhänderta vindkraftverket när verksamheten upphör – tiden är dock inte begränsad i tillståndet. Exempel på villkorsformulering: ”När verksamheten, dvs. driften av ett eller flera vindkraftverk, slutligen upphör skall bolaget skriftligen meddela tillsynsmyndigheten tidpunkten för detta. Inom sex månader från den meddelade tidpunkten skall bolaget till tillsynsmyndigheten redovisa en plan för hur och inom vilken tid vindkraftverket/-en skall nedmonteras och omhändertas samt hur marken skall återställas. Planen skall godkännas av tillsynsmyndigheten.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej- det är tillsynsmyndigheten som har ansvar för det.

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Ja

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta? Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk? Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Vi har villkor om att återställa marken och omhänderta vindkraftverket när verksamheten upphör – tiden är dock inte begränsad i tillståndet. Exempel på villkorsformulering: ”När verksamheten, dvs. driften av ett eller flera vindkraftverk, slutligen upphör skall bolaget skriftligen meddela tillsynsmyndigheten tidpunkten för detta. Inom sex månader från den meddelade tidpunkten skall bolaget till tillsynsmyndigheten redovisa en plan för hur och inom vilken tid vindkraftverket/-en skall nedmonteras och omhändertas samt hur marken skall återställas. Planen skall godkännas av tillsynsmyndigheten.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Kan inte svara på det.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

Nej.

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då?

På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering? Tillståndet begränsar storleken samt maximal effekt på verken, så håller sig VU till det så kan han byta ut verken utan att söka nytt tillstånd. Ska verken vara större/effektiva så krävs ändringstillstånd. Som det ser ut i våra tillstånd nu så regleras inte omhändertagandet av verken i det fallet.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Viktigt att delarna tas omhand på ett miljöriktigt sätt och att inte ett icke fungerande verk står kvar.

Skåne

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Länsstyrelsen i Skåne län tidsbegränsar tillstånden enligt miljöbalken till 25 år, eller om verken inte producerat el på ett år, därför att kommunerna skall ges möjlighet att planera området för annan verksamhet och för att teknikutvecklingen går så snabbt att det efter 25 år kan antas finnas ”effektiva” verk som är tystare än dagens verk. Givetvis grundar sig tidsbegränsning i den tekniska livslängden vilket innebär att vindkraftverk inte skall få stå och skräpa efter det att de tjänat ut.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Vi formulerar villkoren så här: ”Åtgärder för återställande av området skall vidtas vid nedläggning av verksamheten. Verksamheten skall anses som nedlagd om elproduktion inte har bedrivits under ett år, eller om giltigt tillstånd inte föreligger.” Med giltigt tillstånd menas det datum som tillståndet gäller till. Det brukar kopplas till följande delegation till tillsynsmyndigheten: ”Miljöprövningsdelegationen överlåter, med stöd av 19 kap 5 § punkten 8 jämfört med 22 kap 25 § tredje stycket miljöbalken, åt tillsynsmyndigheten att vid behov meddela närmare villkor beträffande vilka åtgärder som behövs för att återställa området och i vilken omfattning anläggningar för vindkraftverken, inklusive fundament, transformatorstation samt ledningar i mark därvid skall tas bort.

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Se ovan.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Det har tagits ned verk i bland annat Trelleborgs kommun och Båstads kommun (företagen är AB Vindkraft AB i Trelleborg och Bjäre Kraft Energi AB i Båstad). Länsstyrelsen har gett tillstånd till två nya vindkraftverk vid soptippen i Landskrona (fastighet: Lundåkra 2:1) under förutsättning att två gamla verk monteras ned. Företaget är E.ON Vind Sverige AB.

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Ja den är ytterst intressant. Vi vill ju inte att det står kvar gamla verk och skräpar i landskapet.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Se svaret ovan.

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Det är verksamhetsutövaren som bär ansvaret. Om denne inte tar ned verket enligt vad som framgår av tillståndet kan denne bli åtalansmälld för otillåten miljöverksamhet enligt 29 kap miljöbalken. Det är tillsynsmyndigheten som skall kontrollera att tillståndet följs.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Det finns inga garantier. Se ovan

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Om t ex verksamhetsutövaren går i konkurs är det konkursförvaltaren som har ”ansvaret”. Att ha kvar vindkraftverken efter det att tillståndet löpt ut är att betrakta som otillåten miljöverksamhet vilket, om man blir dömd, kan leda till böter eller fängelse i maximalt 2 år.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Länsstyrelsen i Skåne län har inte ansett det motiverat att ställa t ex bankgarantier för att säkerställa att det finns tillräckligt med ekonomiska resurser för att garantera att verken monteras ned när de är uttjänta eller tillståndet förfaller. Som läget är idag är marken där verk placeras så värdefull (för annan exploatering eller nya vindkraftverk) att risken för att vindkraftverk skall bli stående efter dem tagits ur drift känns väldigt osannolikt. Så länge skrotvärdet är högre än kostnaderna för nedmontering ser vi ingen anledning att kräva garantier.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

Skrotvärdet (stål, koppar m m) motsvarar ungefär vad det kostar att montera ned ett verk. Det är dock inte säkert att det är samma förhållanden när det är dags för en nedmontering...

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Om tillståndet löpt ut krävs en helt ny tillståndsprövning för att få byta ut verket. Under det att tillståndet gäller kan man ersätta verk med nya om de placeras på samma plats och har ungefär samma fysiska storlek. Om det är en annan ägare till verket som skall tas bort är det denne som har ansvaret för nedmonteringen av det befintliga verket, om projektörerna inte kommit överens om något annat. En myndighet kan inte ålägga en ”ny” verksamhetsutövare att montera ned någon annans verk. Ett gällande tillstånd har ju rättsskydd för både verksamhetsutövare som för t ex närboende.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej. Länsstyrelsen i Skåne län har bara handlagt ansökningar där verksamhetsutövaren själv ansökt om att få montera ned gamla verk och ersätta med nya.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Det handlar mest om ifall verksamhetsutövaren inte är villig att självmant montera ned verk när tillståndet löper ut eller om de gått i konkurs. I och med ändringarna i miljöbalken den 1 december 2006 är ju anläggningar upp till och med 25 MW inte längre tillståndspliktiga utan istället enbart anmälningspliktiga till kommunens miljönämnder. Det kan innebära att det är svårare att tidsbegränsa verksamheten. Bygglov krävs ju alltid för vindkraftverk och de tidsbegränsas inte om inte verksamhetsutövaren själv ansökt om ett tidsbegränsat (tillfälligt) bygglov.

Kommuner

Gotland

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Kommunen har tillsyn och övervakar. Inte tidsbegränsat. Görs ändringar måste man anmäla och då kan tillståndet behöva omprövas.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Inte begränsat

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Villkor att återställa plats är lite olika beroende på platsen. Kan stå at det ska göras i samråd med tillsynsmyndigheten eller länsstyrelsen. Brukar inte stå något om när det ska göras.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Ja, mycket aktuell i och med repowering.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej, med det ska tas ner 20 st och ersättas med 6 st på Näsudden. Generation 2. Gamsparken.

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Verksamhetsutövaren; kan vara komplicerat om man har flera olika ägare, kanske något avtal med markägaren. Inte helt klart.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

De brukar inte ställa någon, men det har gjorts på högre instans då ca 50 tusen per verk.

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Om man bryter mot tillståndet kan man åtalas. Om företaget inte finns kvar så skulle det nog kunna hamna på markägaren som då har farligt skrot på sin tomt vilket man måste plocka bort.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Av företaget vars kalkyl granskas av länsstyrelsen. Bankgaranti, jämför med täkter, till exempel grustäkter.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

50 000 kr per verk enligt ovan svar.

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Söka nytt om man inte håller sig inom samma höjd, buller skuggeffekt och eleffekt. Påverkas inte

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Beräkna kostnaderna är svårt. Hur återvinna?

Umeå

Vilken erfarenhet har kommunen inom tillståndsprocesser för vindkraftverk? Vilken roll har kommunen haft vid beslut om tillståndsgivning för uppförande av vindkraftverk?

Förr var kommunen en viktig remiss instans. Alltid enligt plan och bygglagen ger bygglov. Låser markanvändning. Landskapsbilden ger dubbelhantering även i olika nämnder. C anmälan enligt MB skickas till remiss för länsstyrelsen. Har sex veckor på sig. Ger inte samma rättsäkerhet. Talar bara om vilka nutida krav. När som helst kan de ställas krav. Verket kan till och med krävas att plockas bort. Frivilligt tillståndsprövad. Skickar ut att de inte får sätta upp förrän de hör ifrån kommun. Läggs större ansvar på kommunen.

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Godkännandet gäller till dess att man hör något annat.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk? Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Kristianstad är det på gång att de kanske måste plocka ner ett verk som godkänts för att det visar sig var i vägen för Kristianstadflygplats. Svante, Sveriges första havsbaserade, utan för Nogesund, Sölvesborg. Där plockades allt bort. Regleras genom rivningslov (vilket krävs för allt som kräver bygglov) i normalfall görs överenskommelsen först vid rivningslov. Ges av

byggnadsnämnden, samma gäller för att riva t ex ett hus. Byggnadsnämnden kan förelägga markägaren att riva.

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk? Hur hanteras frågan om finansiella garantier för nedmontering och återställande av plats efter vindkraftverk? Vilken roll har kommunen i processen?

Kommunen ställer inga krav på ekonomiska garantier eller överhuvudtaget krav kring återställning. Om man vill ta ner ett verk så ska man ansöka om rivningslov och då tittar kommunen igenom så att det ser ut att gå rätt till och att platsen ser ren och snygg ut efter rivningen. Dock åker man oftast inte ut och tittar på platsen efteråt så vida inte allmänheten skulle klaga. Om verksamhetsutövaren upphör med elproduktion finns det ingenting som säger att verket måste tas ner. Det är först om verket anses som farligt för allmänheten eller kanske om någon klagar som kommunen lägger sig i att det ska rivas. Då är det i förmodligen i första hand markägaren som får ansvara för att det kommer ner. I alla fall om inte verksamhetsutövaren går att få tag i. Det kan vara så att kommunen river det och sedan skickar räkningen till markägaren om ingen annan tar ner det.

Tips: Prata med kommunala byggnadsnämnder om hur man hanterar rivningslov. T ex stadsbyggnadskontoret i Sölvesborg som hanterade rivningen av vindkraftverket Svante.

Karlskrona

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

Tillståndsärendet brukar ta 9-12 månader. Reglerna har ju ändrats så många anläggningar är numera anmälningspliktiga, ett så kallat tillsynsärende, till skillnad från tillståndsärende. Det är då kommunernas miljönämnder eller liknande som är ansvarig myndighet. Lämnas tillstånd per verk under dess livstid (ca 20-25 år)? Tills vidare, men begränsas av livslängd. Verksamhet kan omprövas. Vid havsbaserade ges ingen detaljplan – spann eller total effekt. På grund av lång process vill man ha flexibilitet. Villkor om total höjd o andra parametrar. Kan inte avvika för mkt. Myndighet vill ha detaljer för Miljökonsekvensbeskrivning. Vill dock inte begränsa för mkt.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Inga tidsbegränsningar i våra tillstånd. Till havs kan man yrka på 30 år. Sen får det omprövas enligt då gällande lagstiftning.

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering?

Inom ett år från det att verksamheten med elproduktion upphört ska verksamhetsutövarna till tillsynsmyndigheten lämna in en plan för hur markområdet ska återställas.

Innebär detta att man inte måste påbörja nedmonteringen? När förväntas den ske? Hur följs detta upp?

Tillsynsmyndigheten. Innehavaren är förpliktad att anmäla. Ansvaret läggs på utövaren.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Nej inte direkt. Ett tips är verket "Svante" i Sölvesborgs kommun.

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Sådär.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

"Svante" i Sölvesborgs kommun

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Verksamhetsutövaren. Tillståndsbeslut eller Miljöbalken. Tillsynsmyndigheten kontrollerar.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Nej.

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Man skulle kunna begära ekonomisk säkerhet i tillståndsgivningen. Det gör vi inte idag.

Har inte sett behov. Miljöprövningsdelegation beslutar större principiella frågor. Självständig delegation beslutsfattare.

Konkursförvaltare alternativt marknadsvärde.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Vet inte.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

100000 kr per verk enligt MKB för en anläggning på land. Marknadpriser för begagnade verk och återvinningsmaterial spelar in.

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Beror på tillståndets formulering, om det är en mindre ändring eller inte. Man kan upphäva sitt tillstånd och anmäla till tillsynsmyndigheten enligt punkt 1.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej. Finns en del Miljökonsekvensbeskrivningar som tar upp detta.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Inga.

Miljödomstolar

Östersund

I första hand styr PBL och miljöbalken. Dessutom kan det t ex finnas bestämmelser som rör vindkraftverk i lagar som reglerar flygning, (exempelvis utmärkning av vindkraftverk) men om detta vet jag ingenting bestämt.

Normalt kan man säga att avskrivningstiden på ett vindkraftverk är ca 20 år ± 5 år. För att generera vinst bör då tillståndet gälla i ca 25-30 år. Normalt anges inte att tillståndet upphör efter så lång tid utan man får tillstånd "för all framtid" vilket för vindkraftverk alltså torde röra sig om ca 25 – 30 år. I undantagsfall kan det vara så att man anger att tillståndet gäller i så lång tid.

Tillstånd "förlängs" inte! Man får söka nytt tillstånd om man vill uppföra nya kraftverk på samma plats. Har man trots allt fått en tidsgräns för tillståndet och vill fortsätta verksamheten med samma antal kraftverk utan att bygga nytt, måste man ändå söka nytt tillstånd. Så vitt jag känner till var miljödomstolen i Östersund först med att ge villkor om säkerhet för framtida nedmontering av vindkraftverk på land för den händelse ägarbolaget går i konkurs.

Vi har ställt villkor om säkerhet.

I Danmark som har haft vindkraftverk betydligt längre tid än Sverige, är frågan mycket mer aktuell än i Sverige.

Det är en intressant frågeställning. Verksamhetsutövaren anger ofta att "verksamheten kommer att bedrivas en begränsad tid på platsen" men jag tvivlar på att det blir så. Med den utökning av vindkraften som man planerar för, kommer de bästa vindlägena att vara upptagna inom en tjuugoårsperiod. Att då montera ned vindkraftverk på ett ställe där det blåser bra, och bygga nytt på ett ställe där det blåser mindre bra, låter inte som ett gott utnyttjande av resurserna. I så fall är det naturligtvis bättre att bygga nytt på den tidigare platsen.

Ansvar ligger alltid på tillståndsinnehavaren. Oftast är det ju tillståndsinnehavaren som också är verksamhetsutövare, men det behöver inte vara så. Det manifesteras av att det är tillståndsinnehavaren som får villkor i tillståndsbeslutet eller tidigare domen enligt miljöbalken, och dessa måste uppfyllas för att verksamheten skall kunna fortgå.

Det finns ingen garanti för detta, men i och med att vi ställer villkor om detta i en dom eller beslut om tillstånd, så måste dels verksamhetsutövaren vidta åtgärder innan en eventuell konkurs då han i annat fall i värsta fall kan bli åtalad enligt ekonomisk lagstiftning, och så måste en eventuell konkursförvaltare vidta åtgärder och följa villkoren i domen eller beslutet om han ska driva verksamheten vidare. I annat fall träder säkerhetsbeloppet in om det inte finns pengar i konkursboet. Det kan ju nämnas att kostnader för miljöåtgärder räknas som en massafordran och skall betalas innan övriga fordringsägare får betalt.

Det kommer ju att bli så att säkerhetsbeloppet tas i anspråk om det inte finns pengar i konkursboet och säkerhetsbeloppet skall vara så stort att det räcker till för nedmontering och borttransport. Säkerheten deponeras hos Länsstyrelsen och det är tillsynsmyndigheten,(antingen länsstyrelsen eller kommunens miljönämnd) som ansöker om

utbetalning från denna säkerhet. Rent praktiskt lär det väl vara så att man ger uppdraget till en skrotningsfirma efter anbud.

Storleken på säkerheten beräknas i nutid så att man beräknar kostnaden för skrotning, transporter och återställning och från detta belopp drar man bort värdet av det skrotade. (Så t ex finns vissa elektriska komponenter som har ett relativt stort skrotvärde). Denna summa kan med viss sannolikhet räknas fram i tiden t ex 30 år så att man får ett belopp om vad hela vindkraftsparken skulle kunna kosta att skrota vid denna tidpunkt. Man kan då antingen låta verksamhetsutövaren betala hela beloppet på en gång eller låta honom betala successivt allt eftersom antalet verk ökar och med en viss summa per år.

Kostnaderna varierar väldigt mycket. Regeringen beslutade för ett antal år sedan i ett mål om vindkraftverk till havs, att säkerheten skulle uppgå till mellan 3 och 4 miljoner kr per verk. Här i Östersund beslutade vi om att vindkraftverk på land skulle ha ett säkerhetsbelopp av 75 000 kr per verk om jag inte missminner mig. Skillnaden beror ju på att det är avsevärt dyrare att ta bort fundamenten till havs än vad det är att ta bort dessa fundament på land. Dessutom varierar transportsträckorna. Nu torde säkerhetsbeloppen ligga på runt 200 000 kr skulle jag tro för vindkraftverk på land, men jag gissar att det skiljer sig rätt avsevärt även här.

Se tidigare svar. Det är samma process för tillstånd. Ansvar för nedmonteringen påverkas inte. Om det däremot är en verksamhetsutövare som har gått i konkurs och efterlämnat ett antal vindkraftverk och säkerheten inte räcker för nedmontering, och en annan verksamhetsutövare vill bygga nytt på samma plats, så kan man som villkor för den nya verksamheten, kräva att den nya verksamhetsutövaren skall montera ned och frakta bort de gamla verken.

Miljödomstolen gör inga egna sådana utredningar. Jag kan tänka mig att det finns sådana utredningar i Danmark men känner inte till om det finns några sådana i Sverige att tillgå.

Jag ser inga stora problem med nedmontering. Det gäller dock för tillsynsmyndigheten att följa upp det hela och ställa krav på den som utför arbetet så att det blir riktigt utfört.

Observera att miljödomstolen sedan några månader tillbaka inte prövar vindkraftverk på land som första instans. Denna prövning har övergått till länsstyrelserna. Miljödomstolen prövar numera vindkraftverk på land enbart vid överklaganden av länsstyrelsernas beslut.

Nacka

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering och återställande av plats?

Ett vanligt villkor är följande:

Sökanden skall ställa säkerhet om femtiotusen (50 000) kr per vindkraftverk för nedmonteringskostnader och återställande av markytor m.m. Säkerheten skall bestå av utfästelse från bank, s.k. bankgaranti, att fullgöra vad som åvilar sökanden intill det nyssnämnda beloppet 50 000 kr. Säkerheten skall förvara hos Länsstyrelsen i XX län.

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Det bör vara verksamhetsutövaren.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Se ovan.

Om den juridiska personen som senast var verksamhetsutövare inte längre finns, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Kan tänka mig att tillsynsmyndigheten agerar.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs? Kan ni säga något om verkliga kostnaderna för nedmontering?

I de mål som jag deltagit i har det varit en diskussion mellan tillsynsmyndigheten och den sökande. Domstolen baserar vanligtvis villkoret på länsstyrelsens yrkande.

Hur definieras återställande av plats och av vem görs definitionen?

Tillsynsmyndigheten får i sin tillsyn besluta om detta.

I vilka typer av fall brukar de anses lämpligt att kräva säkerhet? Vilka faktorer beaktas för att avgöra om säkerhets skall ställs eller inte?

Jag tror att man nu oftast föreskriver om säkerhet. Kanske det tidigare var en fråga som inte uppmärksammats.

Varför ställs inte krav på ekonomisk säkerhet varje gång?

Se svar fråga 7

Enligt MB skall säkerheten vara ”betryggande för sitt ändamål”, hur visas det?

Säkerhet i form av bankgaranti anses betryggande.

Enligt MB kan säkerheten ”ställas efter hand enligt en plan som vid varje tid tillgodoser det aktuella behovet av säkerhet”. Vad innebär det?

Har inte ställts inför detta. Metoden tillämpas däremot ofta för deponier.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Har ingen erfarenhet men jag kan tänka mig att det kan bli diskussion om hur markytan ska återställas.

Enligt vår erfarenhet varierar tolkning och tillämpning både för återställande av plats och krav på ekonomisk säkerhet. Är det ett problem? Motivera gärna.

Har inte ställt inför detta ”problem”

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk? Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej. Men hör med Länsstyrelsen på Gotland.

Vänersborg

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering och återställande av plats?

Vi har meddelat följande villkor i tillstånd till vindkraftverk:

Senaste två år efter att elproduktionen har upphört skall vindkraftverken, maskinhus, transformatorer, ledningar och annan utrustning ha avlägsnats. Fundamenten och platserna för vindkraftverken skall ha anpassats till omgivande naturmiljö. Arbetet skall utföras i samråd med markägaren och tillsynsmyndigheten. (M 2625-05)

Åtgärder för återställande ska vidtas vid en nedläggning av vindkraftparken. Tillsynsmyndigheten ska underrättas innan nedläggning sker. (M 1043-06)

En fond för återställningsåtgärder ska byggas upp med årliga avsättningar från och med år tio efter idrifttagandet av parken. (M 1043-06) Miljödomstolen överlåter enligt 22 kap. 25 § 3 st. miljöbalken åt tillsynsmyndigheten att fastställa storleken på avsättningarna.

Åtgärder för återställande skall vidtas vid en nedläggning av vindkraftparken. Tillsynsmyndigheten får besluta i vilken omfattning vindkraftparken skall tas bort och vilka övriga åtgärder som krävs för att återställa området i så nära ursprungligt skick som möjligt. (M 279-02)

Miljödomstolen överlåter enligt 22 kap. 25 § 3 st. miljöbalken åt tillsynsmyndigheten att fastställa villkor om återställningsåtgärder efter det att driften av ett eller flera vindkraftverk har upphört. (M 279-02)

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Frågan om återställande regleras oftast i tillståndsbeslutet och är då ett villkor gentemot verksamhetsutövaren. Det är därmed tillståndsinnehavarens uppgift att efterleva villkoren.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Några garantier finns inte mer än i de fall som särskilda pengar har fonderats eller ställts som säkerhet. Jag är dock osäker på hur de pengarna går att ta i anspråk och vilken ställning de har t.ex. i händelse av en konkurs.

Om den juridiska personen som senast var verksamhetsutövare inte längre finns, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Det är inte någon annan som automatisk faller in i ansvaret, men det kan vara så att verket i vissa fall kan träffas av annan lagstiftning så som 15 kap. 30 § miljöbalken om nedskräpning eller regler om skydd mot allmän fara om verket riskerar att rasa.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs? Kan ni säga något om verkliga kostnaderna för nedmontering?

I några domslut har det angetts bl.a. följande.

Kraftverken kan förväntas vara i drift under lång tid. Det får därför anses mest lämpligt att lämna öppet vad som skall hända med anläggningarna efter det att de har tjänat ut, så att frågan kan bedömas efter de regler och värderingar som då råder.

En verksamhetsutövare har anfört att det kan vara svårt att idag förutse storleken på de avsättningar som skall göras tio år framåt i tiden.

En verksamhetsutövare har angett att även ett uttjänt vindkraftverk har ett inte obetydligt restvärde i de metaller som verken och kablarna är gjorda av.

Jag har inte sett att domstolen gjort någon konkret beräkning av säkerhet eller fått uppgifter om verkliga kostnader för nedmontering.

Hur definieras återställande av plats och av vem görs definitionen?

Återställande av plats definieras inte utan får bli en fråga för tillsynsmyndigheten. Det blir då tillsynsmyndigheten som gör definitionen, men beslutet kan överklagas till högre instanser.

I vilka typer av fall brukar de anses lämpligt att kräva säkerhet? Vilka faktorer beaktas för att avgöra om säkerhet skall ställs eller inte?

Varje mål avgörs utifrån de aktuella förutsättningarna, vilka kan variera mellan olika mål. Jag kan inte ge något bra svar på denna fråga.

Varför ställs inte krav på ekonomisk säkerhet varje gång?

Varje mål avgörs utifrån de aktuella förutsättningarna, vilka kan variera mellan olika mål. Instrumentet med säkerheter i sin nuvarande form är dock förhållandevis nytt och kan tänkas få större betydelse framöver.

Enligt MB skall säkerheten vara ”betryggande för sitt ändamål”, hur visas det?

Det är verksamhetsutövaren som ska visa att säkerheten är betryggande för sitt ändamål. Miljödomesten har inte än någon större erfarenhet av frågan. Man kan dock tänka sig olika intyg från exempelvis revisorer eller sakkunniga.

Enligt MB kan säkerheten ”ställas efter hand enligt en plan som vid varje tid tillgodoser det aktuella behovet av säkerhet”. Vad innebär det?

Successivt ställande av säkerhet används oftast vid täkter och liknande verksamhet där ett område stegvis tas i anspråk och kan efterbehandlas i olika etapper. Behovet av säkerhet varierar då. Vad gäller vindkraftverk kan man tänka sig att restvärdet varierar över tid och att säkerheten ökar varefter som restvärdet minskar.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej vi har inte själva gjort några studier eller analyser. Jag har inte kännedom om något material, rapporter eller etc.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Området är fortfarande förhållandevis nytt och det finns inte så många fall att dra erfarenhet ifrån. Det är svårt att förutse vilka problem som kan tänkas uppstå. Eftersom de flesta material som används går att återvinna bör det inte vara något större materialproblem. Även återställningen av platsen bör vara fullt möjlig.

Enligt vår erfarenhet varierar tolkning och tillämpning både för återställande av plats och krav på ekonomisk säkerhet. Är det ett problem? Motivera gärna.

Det är alltid ett problem om rättstillämpningen divergerar mycket, det tar dock lång tid innan praxis byggs upp inom ett område.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk? Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej

Växjö tingsrätt

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering och återställande av plats?

Ja, normalt. Alltid till havs. Beror på tidsbegränsning om tidsbegränsat ställs krav. Normalt 30 år för havsbaserade. Normalt tidsbegränsas tillstånd. Då ska platsen återställas.

Återställa så likt som det var innan som möjligt. I den mån det är möjligt. Krav ställs om nedmontering & återställande, men begrepp specificeras inte. Beslut tas om 30 år.

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Tillståndsinnehavaren. Ligger i miljöbalkens utformning. Går inte att förhandla bort. Tillstånd ges till den som avser att driva verksamhet. Sammanfaller med ofta med ägare.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Ofta ställs krav på bankgaranti eller ställa säkerhet. Länsstyrelsen beslutar om det som godtas som säkerhet. Alltid för kraftverk över 25MW om inte skäl finns för att inte ställa krav t ex staten eller kommun tillståndsinnehavare.

Om den juridiska personen som senast var verksamhetsutövare inte längre finns, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Vet inte. Miljöfarliga verksamheter (industrier) får staten stå för kostnaden. Kanske samma situation. Kanske markägaren. Osäkert. Markägaren måste ha bidragit till "föreningen" om delägare ja om arrenderare tveksamt.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs? Kan ni säga något om verkliga kostnaderna för nedmontering?

Ren uppskattning. Själig uppskattning görs av tillståndsmyndigheten eller tillståndsmyndigheten. Sökande ger underlaget till kostnadsberäkningen. Säkerheten kan ökas på successivt alltefter verken åldras. Allteftersom sannolikheten att överge ökar. Byggs på allteftersom kraftverken genererar intäkter. Bedömningen har inte skilt sig ifrån tillståndsinnehavarens uppskattning.

Hur definieras återställande av plats och av vem görs definitionen?

Görs av myndigheter vid nedmontering.

I vilka typer av fall brukar de anses lämpligt att kräva säkerhet? Vilka faktorer beaktas för att avgöra om säkerhets skall ställs eller inte?

Säkerställa om man drabbas av en konkurs. Tittar på soliditet & sannolikhet för konkurs.

Varför ställs inte krav på ekonomisk säkerhet varje gång?

Stat/ kommun behöver inte ställa säkerhet. Drabbas inte av konkurs. Bestraffar ekonomiskt svaga.

Enligt MB (16:3) skall säkerheten vara ”betryggande för sitt ändamål”, hur visas det?

Säkerställa att ta bort och återställa platsen. Stå för de kostnader. Kan troligtvis tillgodoräkna sig restvärde.

Enligt MB (16:3) kan säkerheten ”ställas efter hand enligt en plan som vid varje tid tillgodoser det aktuella behovet av säkerhet”. Vad innebär det?

Byggs upp under resans gång. Viktigt att pengarna finns när verket ska rivs.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar? Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Nej. Måste finnas pengar. Olja och miljöskadligt i maskintornet.

Enligt vår erfarenhet varierar tolkning och tillämpning både för återställande av plats och krav på ekonomisk säkerhet. Är det ett problem? Motivera gärna.

Skyldighet att montera ned och återställa. För de som inte behöver tillstånd kan krav ställas efter hand.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk? Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej. Något på Gotland. I tyskland 250 KW ersätts m 2,5 MW. Repowering.

Projektörer

Fortum

Har ni varit inblandade i nedmonteringen av vindkraftverk?

Nej

Beskriv processen för nedmontering & återställande av plats efter vindkraftverk.

Kan inte

Vilka resurser är inblandade i processen? (Till exempel, personer, utrustning, varaktighet.)

Kranbolag, personal som plockar ur och svetsare som gör transportvänliga delar. Personal som tar bort fundament. Vet inte hur många inte heller tid några veckor.

Vilka aktörer är vanligtvis inblandade?

Finns inte så många som har så stora kranar. Kynningsrud

Vilka kostnader uppstår i samband med nedmontering & återställande av plats? (Resurser, hantering av restprodukter, transport, återställande av plats.)

Länsstyrelsen vill lägga i fond, vet inte om det stämmer. Återvinningsbolaget

Gör ni avsättningar eller lämnas finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering & återställande av plats?

Håller på med första riktiga projektet söker miljötillstånd his länsstyrelsen i dalarnas län och har funderat på att själv föreslå. Slipper man är man glad för det, stort bolag kanske slipper.

Har ni har ni varit i kontakt med någon kommun/länsstyrelse/miljödomstol som ställt krav på finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering & återställande av plats? Var ställdes i så fall kravet?

Nej

Skiljer sig hanteringen av frågan beroende av miljödomstol, län och/eller kommun? Exemplifiera gärna i så fall.

Nej

Vilka är de viktigaste kostnadsdrivarna? (Till exempel storlek, material, lokalisering.)

Krankostnad, beror på höjd, närhet till kran.

Vilka intäkter uppstår vid nedmontering & återställande av plats? (Till exempel försäljning av komponenter & material.)

Skrot i tror, andra metaller i tornet, eventuellt andrahandsmarknad speciellt om man har flera anläggningar, spara rotorblad eller växellåda. Även till egna verk.

Om finansiella garantier för nedmontering & återställande av plats ges är då dessa intäkter inräknade i garantin? I så fall hur beräknas intäkternas storlek?

Har inte tänkt på det. Beror mycket på att kalkylen är så tajt ändå, långt fram i tiden.

Finns det en fungerande andrahandsmarknad för komponenter och material?

Vilka priser gäller i dagsläget?

Vilken prisutveckling kan förväntas i framtiden?

Andrahandsmarknad kommer att finnas. Ungefär som på bilar

Känner du till några aktörer i denna bransch?

Vestas säljer gamla växellådor.

Uppstod några svårigheter eller problemområden vid nedmontering & återställande av plats?

Har inte gjort.

HSKraft

Har ni varit inblandade i nedmonteringen av vindkraftverk?

Nej

Vilka kostnader uppstår i samband med nedmontering & återställande av plats? (Resurser, hantering av restprodukter, transport, återställande av plats.)

Hur täcks dessa kostnader?

Vi utgår schematiskt från att skrotvärdet ska täcka återställningskostnaderna.

Gör ni avsättningar eller lämnas finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering och återställande av plats?

Hittills inte enligt föregående svar.

Har ni har ni varit i kontakt med någon kommun/länsstyrelse/miljödomstol som ställt krav på finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering & återställande av plats? Var ställdes i så fall kravet?

Det har nog förekommit men inte än för vår del.

Finns det en fungerande andrahandsmarknad för komponenter och material?

Knappast i Sverige – endast enstaka försäljningar.

Skellefteå Kraft AB

Har ni varit inblandade i nedmonteringen av vindkraftverk?

Nej

Beskriv processen för nedmontering & återställande av plats efter vindkraftverk.

Vi har anlitat "Rivtjänst i norr AB" (0910-71 17 61) för att ta fram totalkostnad för rivning av verk. Dom kan göra ett helhetsåtagande med fast kostnad per verk och per meter väg.

Vilka resurser är inblandade i processen? (Till exempel personer, utrustning, varaktighet.)

Extern entreprenör gör rivningsjogg.

Vilka kostnader uppstår i samband med nedmontering & återställande av plats? (Resurser, hantering av restprodukter, transport, återställande av plats.)

Rivtjänst har beräknat kostnaden per verk till 275 kkr. Detta gäller för Uljabuouda som är en anläggning placerad relativt långt avsides. Kostnaden blir lägre om man är mer centralt placerad.

Fundamenten kostar 170 000 kr per styck, att ta bort på Uljabuouda. Åter igen billigare om man är mer centralt belägen.

Slutligen kostar vägarna ca 400 kr/meter att ta bort.

Hur täcks dessa kostnader?

Vi fonderar pengar, eller ställer bankgaranti tillförfogande.

Endast ett vindkraftverk har avvecklats hos Skellefteå Kraft genom tiderna. Det var 1985 och en helt annan typ av verk än dem som diskuteras idag. Kostnadsjämförelser är därför inte relevanta.

Gör ni avsättningar eller lämnas finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering och återställande av plats?

Ja

Har ni har ni varit i kontakt med någon kommun/länsstyrelse/miljödomstol som ställt krav på finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering & återställande av plats? Var ställdes i så fall kravet?

Ja, både Miljödomstol, Länsstyrelse och Kommun ställer krav på detta. Kraven ställs i miljötillståndsdomar. I händelse av att detta inte skulle krävas i direkta miljötillstånd så kräver ofta markägarna ändå att motsvarande garanti ställs mot dem.

Skiljer sig hanteringen av frågan beroende av miljödomstol, län och/eller kommun? Exemplifiera gärna i så fall.

I princip är skillnaden inte så stor. Det handlar mer om på vilket sätt man kommunicerar sina krav.

Vilka är de viktigaste kostnadsdrivarna? (Till exempel storlek, material, lokalisering.)

Lokalisering påverkar kostnadsbilden väldigt mycket. Naturligtvis är storlek en faktor. Dock så finns det en intäktsida (återvinning av metaller) och en utgiftssida i det hela, och denna tenderar att minska påverkan av storlek.

Vilka intäkter uppstår vid nedmontering & återställande av plats? (till exempel försäljning av komponenter och material.)

Vi har räknat med att de verk vi monterar ner har tjänat ut 100 %. Det betyder att det framför allt är återvinning av metaller som är intäktsgivande.

I händelse av att vi äger ställverksutrustningar så kan det finnas ett restvärde här, framför allt på krafttransformatorer.

Om finansiella garantier för nedmontering & återställande av plats ges är då dessa intäkter inräknade i garantin? I så fall hur beräknas intäkternas storlek?

Garantier vi jobbar med är utställda utifrån ett nettokostnadsperspektiv. Exakt fördelning mellan kostnader och intäkter bör kunna lämnas av Rivtjänst. (se ovan)

Finns det en fungerande andrahandsmarknad för komponenter och material?

Vi är inte insatta i andrahandsmarknad av vindkraftturbiner.

Uppstod några svårigheter eller problemområden vid nedmontering och återställande av plats?

Det verk vi monterade ner 1985 gick det utmärkt att hantera. Vi har ingen erfarenhet av att montera ner moderna verk.

Har ni varit inblandade i nedmonteringen av vindkraftverk? Nej, vi är så nya i branschen att maskinerna har 25 år kvar i drift.

Beskriv processen för nedmontering & återställande av plats efter vindkraftverk. För montera ned ett vindkraftverk tar det inte mera en cirka två dagar, sedan är bara fundamentet under mark kvar. Starkströmskablarna inom området omhändertas för återvinning.

Vilka resurser är inblandade i processen? (till exempel personer, utrustning, varaktighet).

Ett team på 3-4 man med kranutrustning och transportbilar för att återvinna materialet.

Vilka aktörer är vanligtvis inblandade?

Skulle tro att vindkraftsverk-leverantören är en lämplig entreprenör för nedmontering av verket, och markentreprenörer för resten.

Vilka kostnader uppstår i samband med nedmontering & återställande av plats? (Resurser, hantering av restprodukter, transport, återställande av plats.)

Krankostnader cirka 2 000 kr/timme, transporter och återvinning av starkströmskablar och återställande av mark = någon timme a' 500 kr.

Hur täcks dessa kostnader?

Efter ca 25-30 år monteras ett vindkraftverk ned. Energiförbrukningen för tillverkning, transport, byggande, drift och rivning av ett vindkraftverk motsvarar ca 1 % av dess energiproduktion under livslängden. Med dagens skrotpris på stål så får man ca 1kr/kg. Ett stort vindkraftverk väger totalt ca 150 ton = inkomst från skroten 150 000,- Mycket av el utrustningen är av ädlare metaller och inbringar mycket högre pris per kilo.

Gör ni avsättningar eller lämnas finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering & återställande av plats?

Nej.

Har ni har ni varit i kontakt med någon kommun/länsstyrelse/miljödomstol som ställt krav på finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering & återställande av plats? Var ställdes i så fall kravet?

Nej.

Skiljer sig hanteringen av frågan beroende av miljödomstol, län och/eller kommun? Exemplifiera gärna i så fall.

Vet inte.

Vilka är de viktigaste kostnadsdrivarna? (Till exempel storlek, material, lokalisering.)

Storlek och lokalisering.

Vilka intäkter uppstår vid nedmontering & återställande av plats? (Till exempel försäljning av komponenter & material.)

Cirka 200 000 kr i skrotpremier plus försäljning av brukbara detaljer.

Om finansiella garantier för nedmontering & återställande av plats ges är då dessa intäkter inräknade i garantin? I så fall hur beräknas intäkternas storlek?

Inga garantier.

Finns det en fungerande andrahandsmarknad för komponenter och material?

Känner du till några aktörer i denna bransch?

Det finns några om det blir säkert fler.

Uppstod några svårigheter eller problemområden vid nedmontering & återställande av plats?

Inga erfarenheter.

Tillverkare

Nordex

Is end of life considered when designing wind turbines? If this is the case, how?

Ja. Finns förmodligen förbättringspotential. Vet ej.

Which are the most common materials used in the turbines?

Se listor. <http://sales.nordex-online.com>

Do the materials used differ significantly between different models or manufacturers?

Tror inte det. Nordex har hybridtorn dessa finns i prototypversioner. Sannolikt att det kommer i framtiden föranlett av höga navhöjder stor diameter, då blir det orimligt att endast använda stål i tornet. Inte så sannolikt att bygga torn i bara betong – blandningar mest troliga. Beskrivning av hybridtorn finns på Nordex hemsida.

Ur resursanvändning är fackverkstorn intressant alternativ. Mycket mindre material i ton. Finns andra nackdelar (så som utseende). 150 -160 m torn byggs i detta material.

Describe the expected last life cycle stages for a typical wind turbine (that is the process which begins once it is decided that the turbine will no longer be in use).

Återvinning och återanvändning (främst återvinning).

What end of life treatment should the turbines receive?

Oljor & elektronik måste omhändertas – kola med Ragnsells.

Problematiskt med blandavfall – betong & stål, glasfibrer & armerat material.

What costs are associated with dismantling wind turbines? (Related to for example resources, end of life treatment of the turbine, transport, restoration of the site.) Which are the most important cost drivers? (For example size, materials, location)

Samma som för att resa upp. Behov av kranar etc finns i dokument på hemsidan.

Can materials or components be reused or recycled? If this is the case, which and how?

Tror inte på stor marknad för stora maskiner. Snabb teknisk utveckling har föranlett att man vill montera ner yngre verk. Finns restvärde i dessa eftersom de fortfarande är funktionsdugliga efter endast 10 år. Kommer inte att vara fallet i framtiden. Dessa mindre

anläggningar är billiga att sätta upp o ta ner, till skillnad från de större anläggningarna. Nya tekniksprång kan föranleda dock nu väldigt höga investeringar.

What revenues are associated with dismantled wind turbines? (For example sales of components and materials)

Kolla med skrotfirmor. Nordex tror att intäkter från metallåtervinning betalar nedtagning. det stora problemet idag är lagstiftning och formen för finansiella garantier (alltså att det görs på fel sätt).

Enligt miljöbalken ska miljödomstolen/prövningsmyndigheter begära säkerhet. Länsstyrelser begär bankgaranti. Bankgaranti är inte bra finansiellt verktyg för tretio år.

Stora frågan är kan man ha en sinking fund (Michael verkade förespråka det) år 1 värt 10 miljoner kr. År 10 värt 5 miljoner kr. År 13 bör jag börja deponera pengar för nedmontering och återställande. Bättre cashflow och större risk att kostnaderna inte kan täckas. Stort intresse för en sådan lösning i branschen.

Tror även att metallen i blandtorn täcker kostnader för nedmontering och återställande. Det finns mycket stål & mycket armering i blandtorn; 800 m3 betong & 130 ton armering i deras produkt. Problem blir dock separering av materialen.

Is there a functioning second hand market for components & materials? What are the prices today?

Ingen aning. Titta på avskrivningar och tider för att hitta pris.

Is there any environmentally harmful waste that must be handled? If this is the case, which and how?

Elektronikskrot är ett problem, dels på grund av att det är miljöfarligt men även på grund av ökad debatt kring deponi i utvecklingsländer. Plast är svårt men inte helt toxiskt så det är inte lika problematiskt.

Do you perceive any problem areas relating to end of life of wind turbines?

Se problem ovan.

What development do you expect in the future regarding turbines (t ex size, materials)?

Avtagande utveckling i storlek. Avmattning av teknisk utveckling (inga ytterligare tekniksprång). Troligtvis större turbiner. Finns dock svårigheter i att hantera dessa (kapacitet på kranar, etc.).

Is there any other trend you think may affect end of life treatment of wind turbines?

Diskussioner om miljö & resurshantering, lagstiftning. Verken är i slutändan stora stålklumpar.

Scanwind

Please note that the Scanwind turbine is direct driven, that means no gearbox and a large generator. The most common design today is with gearbox and standard generator.

Gearbox lubrication oil is a product that may have an environmental impact.

Is end of life considered when designing wind turbines? If this is the case, how?
Not to any great extent.

Which are the most common materials used in the turbines?

The most common material without doubt is steel. Tower, machinery components and other things are made of steel. Copper is used in generator windings, coils and other electrical equipment. Brass and other alloys may be found in smaller amounts in bearings etc. Fibre reinforced plastic is usually found in turbine blades, hoods etc.

Do the materials used differ significantly between different models or manufacturers?

Some turbine suppliers build concrete towers, which is a significant difference since the tower is a large part of the turbine mass. Apart from that, no great differences.

Describe the expected last life cycle stages for a typical wind turbine (that is the process which begins once it is decided that the turbine will no longer be in use).

Our company is relatively new – approx 8 years – and the design life of a machine is 20 years. That means that we have very little experience with decommissioning. Expected last life cycle: decommissioning, dismantling, conserving of components suitable for reuse, scrapping of metal structures for recycling. Blades and other plastic components will probably have to be put on the garbage dump.

What end of life treatment should the turbines receive?

It is important that lubricants, oil, cooling fluids and other such matters are taken care of in a proper manner. All metal should be easy to recycle.

What costs are associated to dismantling wind turbines? (Related to for example resources, end of life treatment of the turbine, transport, restoration of the site.) Which are the most important cost drivers? (For example size, materials, location)

Wind turbines are large and heavy. Lifting equipment such as mobile cranes etc may be required. Transport costs.

Can materials or components be reused or recycled? If this is the case, which and how?

See previous comments.

What revenues are associated to dismantled wind turbines? (For example sales of components and materials).

Correct.

Is there a functioning second hand market for components & materials? What are the prices today?

No info available.

What development in prices can be expected?

Prices of metal and scrap have increased over a number of years and are high today. Future development is difficult to predict. Depending on economic development worldwide.

Can you recommend any actors within this business?

Sorry, no.

Is there any environmentally harmful waste that must be handled?

If this is the case, which and how? Lubricants like oil and grease. Typically for a turbine with gearbox. Possibly some substances in electro components.

Do you perceive any problem areas relating to end of life of wind turbines?

No

What development do you expect in the future regarding turbines (t ex size, materials)?

The average turbine will be bigger.

Återvinnare

Niras

Har ni varit inblandade i nedmonteringen av vindkraftverk?

Yes, we have assessed the opportunities for future dismantling of the Danish Maritime Wind Turbine Farm Horns Rev 1 (80 turbines each 2 MW).

Besides we have been involved in demolition of foundations and recycling of materials.

From time to time we are questioned about the issues of dismantling/demolition of Wind Turbines

Beskriv processen för nedmontering och återställande av plats efter vindkraftverk.

Depends on off shore or on shore, and the number of turbines to be dismantled.

The typical approach is:

Stage 1. Stripping of machinery equipment etc.

Stage 2 Eventually dismantling of blades and nacelle

Stage 3 Dismantling / turn over of tower

Stage 4 Demolition of foundations / cutting of mono-piles

Stage 5 Clearance of site

Vilken slutbehandling bör vindkraftverk få?

Maximum recycling and minimum disposal

Kan material eller komponenter återanvändas eller återvinnas? Vilka och hur?

All concrete, steel should be recycled

Parts of the electronic might be recycled.

Blades and towers of PE/Plast might be recycled / recovered depending of applicable recycling technologies. I do not have the state-of-the-art present on the field.

Uppstår miljöfarligt skrot? Hur bör det hanteras?

Depends on the age of the turbines. I think that turbines younger than 15 years do not contain hazardous waste – or marginal amounts.

Vilka problem förknippas med nedmontering och återställande av plats efter vindkraftverk?

Off-shore it is a maritime operation, which require almost same resources as for the building process.

On-shore there is no specific problems other than normally related to demolish high structures.

Vilka resurser är inblandade i processen? (Tex. personer, utrustning, varaktighet.)

Again, depends on type, size numbers etc. You must be specific!

Vilka aktörer är vanligtvis inblandade?

Owner

Demolition Contractor

Waste manager / Recycling company

Vilka kostnader uppstår i samband med nedmontering & återställande av plats? (Resurser, hantering av restprodukter, transport, återställande av plats.)

Again, depends on type, size numbers etc. You must be specific!

Vilka är de viktigaste kostnadsdrivarna? (Tex. storlek, material, lokalisering.)

Again, depends on type, size numbers etc. You must be specific!

Vilka intäkter uppstår vid nedmontering & återställande av plats? (Tex. försäljning av komponenter & material.)

You might sell machinery and parts for reuse, and concrete and steel for recycling. But in general, I consider the positive contribution as marginal – and I will not calculate positive in the budget.

Finns det en fungerande andrahandsmarknad för komponenter och material?

No, forget it – Because of liability reasons nobody would think about recycling or reuse for construction of wind turbines.

Rivstjänst i norr**Har ni varit inblandade i nedmonteringen av vindkraftverk?**

Lämnat offert till rivning av verk hos Skellefteåkraft.

Beskriv processen för nedmontering & återställande av plats efter vindkraftverk.

Förarbete, tömma olja.

Ta ner blad, kan göras på annat sätt än vid montering, vid montering måste alla blad sättas dit på en gång men vid rivning kan man ta dem en i taget vilket gör att kranen inte behöver vara lika stor.

Kran, finns gott om i den storleken som de ska riva ca 50-70 m, en kran har en kapacitet i förhållande till armen, uppställningskostnad 100-500 tusen, 10 000 kr timme följer med personal

Tornet kan lyftas ner eller fällas, beroende på omgivningen, om den tål vibrationer etc som uppkommer vid fällning.

Fundamentet hackas bort med hydraulhammare som sätts på grävmaskin sen pulveriserar det i en kross, här skiljs även armeringsjärnet bort. Detta är utrustning som en rivningsfirma normalt har.

För att frakta bort materialet används stora trailers som kan ta stor last och har utrustning för att surra, kostnad ca 300 kr per mil

Vi återställning är det väg som är dyrt att återställa kostar inte ovanligt lika mycket att återställa väg som att bygga väg, beror lite på kraven på den återställda terrängen.

Kan material eller komponenter återanvändas eller återvinnas? Vilka och hur?

Krossad betong kan användas för att bygga väg, om den är förbehandlad kan man avyttra den kostnadsfritt till någon anläggning i närheten. Om man river en hel vindkraftspark kommer det bli överskott i trakten vilket innebär att man kommer att behöva frakta det någon annan stans. De räknar med att ta bort hela fundamentet, vikten betong = vikten på verket. Mindre betong om det är bergförankrat.

Stålet blir smältråvara. Det måste sönderdela så att det ryms i en låda som är 50 cm gånger 50 cm gånger 150 cm. För att sönderdela måste man nog köra det till skrotgård eftersom det inte alltid är lämpligt att dela det på plats. Delas med ett klippverktyg som består av maskinmonterade saxar. För stålet får man i dagsläget cirka 500 kr per ton.

Blad i glasfiberarmerad plast går till deponi. Kan finnas krav på storlek och ofta måste man klippa dem för att kunna transportera dem, vilket kan göras med samma verktyg som stålet. Att lämna på deponi kostar cirka 1400 kr per ton

Övriga metaller, kablar och isoleringsmaterial lämnas till en fragmenteringsanläggning där det sönderdelas och därefter sorteras. Detta brukar inbringa en liten slant, men om man räknar med hantering och frakt brukar det gå cirka plus minus noll.

Uppstår miljöfarligt skrot? Hur bör det hanteras?

Inte vad de tror, det finns i alla fall inte redovisat förutom oljan

Vilka problem förknippas med nedmontering och återställande av plats efter vindkraftverk?

Nej inget särskilt, de står bra till så till vida att det aldrig är något i vägen, t ex byggnader.

Vilka resurser är inblandade i processen? (Till exempel personer, utrustning, varaktighet.)

Cirka 3 personer. kanske fler till vägar, det tar en månad att riva ett verk inkluderat återställning.

Vilka är de viktigaste kostnadsdrivarna? (Till exempel storlek, material, lokalisering.)

Transporter står för en stor del.

Finns det en fungerande andrahandsmarknad för komponenter och material?

Nja, industrin är för känslig, de vill ha nya grejer.

HS Hansen

Processen

I Sverige har vi ca 800 små vindkraftverk. Generationsskifte på 80-90 talet byggde man upp och under 2000-talet sker ett generationsskifte. Beståndet är halverat, men effekten är mycket högre. Rivningsproblematiken är liten i Danmark. Under 90-talet var det ungefär 500 stycken som skulle rivras – då var det ett problem. På hemsidan är processen beskriven.

HS Hansen gör en affärsplan för nedmontering. Insåg att det inte finns tillräcklig volym för att bli lönsamt. Därmed beslutades om att vindkraftverks skulle behandlas som en helt normalt rivningsprojekt.

Det rör sig inte om stora ekonomiska effekter sett genom vindkraftverkens livstid. Han uppskattar att det kostar mindre att ta ner vindkraftverket då det inte är ett precisionsarbete. Detta medför att tidsåtgången (och därmed kostnader) är mindre.

KALKYLRESULTAT = -10-50 KDKK

Etablering av väg är en kostnad. Vägen kan göras av själva rivningsfirman. Access måste beredas för maskiner. Stora anläggningar kan komma att bli dyrare, men inte 500 KDKK. Kranen tar ner bladen, det är endast en kran som behövs. Man demonterar maskinhuset. Sedan tas tornet ner. Kranen kostar 20-25 KDKK/dag. Sedan kommer en lastbil och hämtar skrotet.

NEGATIV BALANS

En alligatorsax klipper bladen i hanterbara bitar (cirka 100 cm). Bladen kan man deponera för 900-1 000 DKK/ton, de kan fragmenteras och sedan förbrännas (förbränningsavgift och fragmenteringsavgift 500 DKK/st – utförs av olika aktörer). Annars kan man fragmentera (500 DEK) och sedan separera materialet vilket kostar uppemot 1000 DKK. I det senare exemplet återanvänds glasfibern. Det är svårt att få upp ekonomi i återvinningen eftersom det är få blad. I dagsläget bedömer Jesper att deponi är den bästa lösningen. Om man skulle få volym i återvinningsalternativet skulle alla blad i hela Europa att behövas och det medför kostnader och miljöeffekter för transport och annat.

POSITIV BALANS (ÖVERSTIGER KOSTNADER FÖR BLADEN)

Huset består av järn och koppar. Järnet delar i olika typer för 1000 DKK/ton. För elmotorer uppgår priset till 5 DKK/kg. Dessa säljs till utvecklingsländer där de demonteras manuellt. Järnet kan säljas. Elektronikdelar tas ur och behandlas som annat elektronikskrot. Elektronikskrotet är inte betydande.

Tornet tas ner och delas i lämpliga bitar. Betongen som ska krossas kostar pengar. Att ta upp och demolera betongfundamentet kostar mycket pengar såg 10 000 DKK. Oljan i maskinhuset återanvänds – detta medför en negativ kostnad. Elkablar och fundament lämnas oftast kvar. De bedöms inte ha en betydande miljökonsekvenser och är dyra att omhänderta.

STÖRSTA KOSTNADER ÄR KRANEN OCH FUNDAMENTET

H.S. Hansen hyr in kranar. Troligtvis kan fundamenten inte återanvändas i nya vindkraftverk eftersom storleken ökar.

I Danmark har man inte haft krav på ekonomisk garanti. Nya anläggningar placeras på ”speciella ställen” med rätt förhållanden. Både tid och i många fall utrustning är densamma för större och mindre kraftverk. I Danmark står vindkraftverken oftast på privat mark vilket medför att återställandet blir upp till markägaren.

Jesper anser inte att det är problematiskt. Det är ett helt vanligt rivningsarbete. Till havs blir ekonomiska konsekvenser mer betydande.

Jesper anser inte att det kommer att bli så många vindkraftverk att det kan bli ekonomi i processen.

Arbetet tar 2-3 dagar/vindkraftverk.

3 personer krävs. För vattenbaserad vindkraft är processen den samma, men kranen kostar ca 250000 SEK/dag.

Naturvårdsverket

Vilka lagar reglerar vindkraft?

Flera, framförallt PBL, MB.

Vilket tidsperspektiv tillämpar man vid tillståndsgivning?

I beslut inte uttryckt, men man brukar idag prata om en teknisk livslängd på c 25 år.

Om tillståndet är tidsbegränsat finns det anvisningar kring vad som skall göras då tillståndet gått ut om det inte förlängs?

Ställer ni några krav i samband med tillståndsgivandet som gäller nedmontering? Naturvårdsverket beslutar inte.

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk?

Ett.

Tycker ni att det är en intressant frågeställning?

Jo.

Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Ja, utanför Norgesund, Sölvesborgs kommun (nu ägs verket av E.ON) Miljödomstolen i Växjö har fått frågan om förlängd tid för nedmontering, mål nr 3528-07, rotel 8 – Naturvårdsverket har fått möjlighet att yttra sig men avstått. Länsstyrelsen i Blekinge län involverat.

Det finns även ett Maglarp som revs för några år sen

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Bolaget/ägaren av vindsnurran Till exempel som villkor i tillståndsbeslut manifesteras det + ett generellt ägaransvar

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

Inte klockrent, som vanligt vid all avveckling, för vindkraft finns ett skrotvärde som kanske innebär bättre läge än gamla förfallna industrier.

Om en sådan situation uppstår, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

Finns regler/processer för sådant. Kommunen har dock alltid ett "renhållningsansvar" i slutet om ingen annan kan anses ansvarig, detta gäller alltid.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs?

Vet inte, eventuellt finns något underlag till beslut av 2007-10-02, Länsstyrelsen Örebro län, dnr 5511-05449-2007.

Kan ni säga något om kostnaderna för nedmontering?

Nej

Om en ägare vill ta ner befintligt verk och sätta upp nytt på samma plats, hur ser tillståndsprocessen ut då? På vilket sätt påverkas ansvaret för nedmontering?

Tillståndsprocessen är som vid nybyggnad. Nedmontering kan säkert lösas på olika sätt, troligen ägs det gamla av den som vill sätta upp ett nytt – annars bör de lösa detta sig emellan, eventuellt kan det villkoras att det gamla ska nedmonteras på ett visst sätt innan det nya får sättas upp.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Nej, läser bara andras beslut, vi yttrar oss i något fall. Kollar med energimyndigheten.se eller Svensk Vindkraft.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Samma som vid vilken verksamhet som helst. Konkurer, risk för dåliga resurser hos den ansvarige (vilket leder till att hänsyn till miljö och risker inte tas).

LRF Konsult

Gör ni avsättningar eller lämnas finansiella garantier för att täcka kostnader för nedmontering och återställande av plats efter vindkraftverk?

I många arrendekontrakt avsätts 100 000 för ståltorn och 300 000 för betongtorn för nedmontering

Övriga intervjuer

GustoMSC

As engineering company we are happy to have a number of clients for whom we have designed and are designing offshore wind turbine installation vessels (jack-ups). We also design and supply critical components to these vessels (crane, jacking system, turbine handling tools). We are not operating vessels ourselves, nor are we directly involved in wind turbine installation operations. We are also not involved in developing wind farms ourselves. Therefore we are not in a position to answer all your questions. Below a best attempt.

Have you been involved in the dismantling of wind turbines?

No. I don't think many have offshore.

Describe the process for dismantling of wind turbines.

Since it has not been done this is a guess, also depending on foundation type (monopole or gravity based):

Removal will most likely be the opposite of installation: use a crane vessel, probably a jack-up (now very tight market for these vessels: hardly any vessel with sufficient deck and crane capacity available, market over 20 years not clear).

Remove 3rd blade. Lift off nacel+hub+2blades. Remove tower (in two pieces?). Remove transition piece. Underwater cut monopile and remove. (removal of gravity based will be more of a problem). Seafasten removed parts on transport barge. Remove cables (depending on future plans field, copper price is high).

Which resources are employed in the process? (Such as persons, equipment, duration.)

Similar as installation.

Day rate of some installation vessels is now 30-50 KEuro /day, installation of foundation (monopile) in 1 day. Installation of tower and turbine also 1 day. Both depending on weather conditions. Transport to and from site: 1-2 days total. Can be done by simple barges.

Cost depend on size of vessel, which again depends on size of turbine. Components up to say 100 – 150 t can be lifted by the cheaper vessels (if available) and up to 500 t the cost raise.

It also depends on the type of vessel with regard to own deck space: will the components be lifted on a separate transport barge or will the components be lifted on the lifting vessel and transported by the lifting vessel itself.

This is more an issue for the installation/removal contractor, which may be companies like A2Sea, MPI, Smit.

Which actors are involved in the process?

Similar as installation

What costs are associated to dismantling wind turbines? (Related to for example resources, end of life treatment of the turbine, transport, restoration of the site.)

Expect similar as installation, but no detailed insight

How are these costs funded?

N/A for GustoMSC

Are you required to provide financial guarantees for covering dismantling and scrapping costs? If this is the case, what type of financial guarantees are accepted?

N/A for GustoMSC

Which are the most important cost drivers? (For example size, materials, location)

N/A for GustoMSC

Have you experienced any problem areas related to the dismantling and scrapping of wind turbines?

N/A for GustoMSC

What revenues are associated to dismantled wind turbines? (For example sales of components and materials)

NA for GustoMSC. Scrap steel will not give high revenues compared to the cost. Possibly 0,50 Euro/kg. Maybe towers can be reused, depending on fatigue damage build-up during life. Copper price cables is high now (feb 2008).

WindFair

Mostly dismantling costs are not a real issue because turbine consists of steel. Costs covered by steel. Most turbines dismantled today are set up in different places in the world. Normally costs are related to getting a crane & people, equal resource consumption is as to get down.

Concrete turbine 3 MG was dismantled in DE dismantled with dynamite. The costs of bringing away the concrete will imply a different calculation. Normally if you put up foundations and there are special wholes where you can put the dynamite. In Germany you normally take the foundation if the ground is to be used for anything else. Normally only the upper part of the foundation is taken. If there is soft ground the foundation will be 40 m down. The bottom will then be left and the upper part will be left. 10-13 KEUR for a 500 kwh turbine - rough estimate.

The price of second hand turbine depends on many factors. The company that builds the turbine must still be on the market (spare parts). Documentation is a very big issue. Sometimes this is really a problem. You have the turbine but not the documentation you need a lot of details about the parts and how to set it up. Usually this documentation is not in the

hands of the owner. If the documentation is ok and the company still on the market you may sell a 10 year old turbine for be 25% of the price – very rough estimate. Dismantling, transport, new erection, new foundation – it will about 50% of a new turbine. Last year many turbines were sold directly without middle hands. The market is about 100-200/year. Very small market. Location, transport, etc. will determine the costs for dismantling and erection. Every repower project is very unique.

If you have a turbine you must know everything about it – to assess reliability. Very complex market all details for the turbine will matter. In Germany repowering depends legislation - limits on height. Today repowering takes place before the end of the life cycle. At the moment the turbines are taken down before end of life cycle. The costs for permanent dismantling will be different. (sales of spare parts?). You may want to put up a new turbine – use the transformers, foundations, etc. The most important is to see if the turbine has the value in material.

In Germany high energy yields are the main reasons for repowering. 5 or 6 times the energy yield. The best wind sites are used by small wind turbines. You of often don't get permission to repower. Higher than 100 m in total is prohibited in many places. The number is quite small. This will probably change in the coming 5 years.

Gaoh Offshore

Gaoh Offshore is relatively new started has no vessel yet. Gaoh is currently building one for installation. Huge bottle neck during coming years / political goals with renewable energy. It takes 2-3 years to build these ships.

It's hard to say how market will look in 20 years. Not too probable there will be overcapacity. Maybe new markets by that time. A2SEA 50% of world market with approx. 3 boats. A2SEA 35 KEUR/day. Different capacities. Today different vessels for turbines & foundation. Self propelled or not. Some are just barges need boats supplying & dragging it out. Large jack up vessel. Self propelled. Dynamic position – maintain position. Others need anchors etc.

A2SEA

As our experience is limited to installation of offshore wind turbines we are not in a position to confirm your theory of similar costs for installation and decomposition. Please keep in mind that as for the foundations, the gravity type could require the foundation to be taken apart and that monopiles would have to be pulled out of the sea bed (if at all possible) or cut off well below the sea bed!

With regards to the installation costs there is no simple answer; so far we have offered prices of EUR 100,000 – 500,000 for each turbine. These prices are for turbine installation only. On top of this there would be a price expectedly higher with an even bigger variation for the installation of foundations. Further to this there would be costs for the cable installation and possibly scour protection. The price variation depends e.g. on the following:

Size of turbine

- Distance to port
- Soil conditions
- Weather conditions
- Currents
- Port costs
- Type of vessel used
- Type of foundation (I would expect a very large variation depending on the foundation type!!)
- Time of year
- Number of turbines

As can be seen from the above finding a price for dismantling an offshore turbine is a rather complicated task.

SMIT

At this stage it's hard to say what equipment will be available to dismantle turbines in the future. Smit has only one vessel and will soon have no vessels at all. The vessel that they have today is a jack up platform that costs 70 KEURO/day to rent. Harald thinks that 1-4 days to transport the platform to location can be a reasonable estimate.

He thinks that it might take 4 days to dismantle a turbine, but the actual time for transport and dismantling will depend on how long you have to wait for good weather conditions. In these 4 days/turbine he includes the 1 day it takes to change location of the barge. The barge will have to change location for every turbine.

Advokatfirman Åberg & Co AB

På vem ligger ansvaret att ta hand om verket den dag det tas ur bruk? Hur manifesteras detta?

Verksamhetsutövaren enligt 2.8 i MB, vilken inte behöver vara den som fick tillståndet.

Finns det några garantier för att ansvarig förmår ta hand om verk som inte längre är i bruk?

MB 16.3 ger möjlighet att ställa krav på säkerhet, inga andra möjligheter finns. Det finns möjligheter för arrendatorn att ställa krav på säkerhet genom arrendeavtal.

Det ställs mer krav på säkerhet i norra än i södra Sverige, krav beloppen är också högre där. Det kan variera från ett par hundra tusen upp till 1,3 miljoner kr per verk, för ungefär samma typ av verk. En annan sak att tänka på är att en avsättning på 1,3 miljoner kr i dag med 10 % inflation bara är värt 130 tusen om tio år, vilket gör att det är ett ganska trubbigt instrument.

Om den juridiska personen som senast var verksamhetsutövare inte längre finns, vem tar då hand om verket? Vem står för kostnaden?

En juridisk person försvinner inte bara. Om det är tal om en fusion tar det nya bolaget över ansvaret. Om det är konkurs eller likvidation tas pengar ifrån konkursboet. Om de inte räcker så blir det markägaren eller allmänheten.

Hur beräknas storleken på finansiella garantier för återställande av plats, om sådana krävs? Kan ni säga något om verkliga kostnaderna för nedmontering?

Mycket kan återvinnas. En väldigt grov uppskattning är 1,3 miljoner kr som en tillverkare i tyskland gett besked på till en av sina kunder. Om flera verk står ihop sjunker ju styckebeloppet jämfört med om man har ett enda som står otillgängligt.

Hur definieras återställande av plats och av vem görs definitionen?

Görs av tillsynsmyndigheten eller markägaren (vägar) eller en kombination. Står i allmänna ordalag i avtalet och man vill nog undvika att skriva fast sig mer eftersom man inte vet vad man kommer att vilja använda platsen till sen. Visserligen gör detta att osäkerheten kring kostnaderna ökar än mer, men det är marginellt sett till vilka osäkerheter man har i övrigt, t ex den långa tiden.

I vilka typer av fall brukar de anses lämpligt att kräva säkerhet? Vilka faktorer beaktas för att avgöra om säkerhets skall ställs eller inte?

Det är ju en fråga för MD, men för verksamhetsutövarna känns det ibland som både hängslen och livrem eftersom man ska ha säkerhet både mot myndigheten och mot markägaren. Därför vill man bromsa detta ur verksamhetsutövarnas perspektiv, men de tycker att det är rimligt att man gör avsättningar under tiden.

Enligt MB skall säkerheten vara ”betryggande för sitt ändamål”, hur visas det?

Bedömningsfråga som ofta delegeras till tillsynsmyndigheten.

Enligt MB kan säkerheten ”ställas efter hand enligt en plan som vid varje tid tillgodoser det aktuella behovet av säkerhet”. Vad innebär det?

När verket precis är uppställt är det väldigt värdefullt. Om man skulle plocka ner det direkt skulle man kunna få ca 30 miljoner kr för det. Därför är behovet av någon annan form av garanti inte så stort just då. Verkets värde minskar naturligtvis med tiden, därför kan man börja bygga upp en säkerhet så att den täcks in när verket är mindre värt än nedmonteringskostnaderna. Lämpligtvis kan man börja efter ca 10 år (det är den ungefärliga återbetalningstiden) med att göra årliga avsättningar.

Har ni själva genomfört studier eller analyser om nedmontering av vindkraftverk? Finns det material, rapporter etc. att tillgå? Vad var styrande/gränssättande parametrar?

Kolla med tillverkare.

Vilka problemområden ser du vid nedmontering?

Inga direkta, kanske om man ställer allt för stora krav på säkerhet i början kan det bli svårt att få igång verksamheten.

Enligt vår erfarenhet varierar tolkning och tillämpning både för återställande av plats och krav på ekonomisk säkerhet. Är det ett problem? Motivera gärna.

Oförutsägbarheten kan vara ett problem

Har ni kommit i kontakt med nedmontering av vindkraftverk? Känner ni till något verkligt fall? Hur gick det till?

Nej

Pressklipp

Dansk vindkraft ska återvinnas

Av Monica Westman

Publicerad 06 Maj 2004 16:07

Vindkraftlandet Danmark satsar nu på återvinning av vindkraftverken. Inom fem år är det dags att byta ut och skrota 900 vindkraftverk, något som innebär att 3 500 ton glasfiberavfall måste tas om hand. Enligt planerna ska de uttjänta bladen brännas medan glasfiber och metall återanvänds

Enligt danska miljöstyrelsen förväntar sig landet en fördubbling av kompositavfallet till år 2020. Flera projekt har därför startats för att ta hand om och återanvända materialet, skriver danska Ingeniøren.

Återvinningsföretaget H J Hansen Genvindningsindustri har redan nu en miljögodkänd teknik där blad och annat kompositmaterial sönderdelas och återvinns i form av värme från förbränningen. Att sönderdela kompositer är annars inte helt enkelt eftersom det innebär hårt slitage på saxar och knivar.

Utvecklingen drivs bland annat i samarbete med tillverkaren Vestas, även om det ännu så länge inte finns något krav på återvinning av vindkraftdelarna.

- Vi vill gärna kunna anvisa våra kunder en bra metod, säger Vestas miljöchef Flemming Skov Iversen till Ingeniøren.

Företaget ReFiber går ett steg längre. Sedan år 2000 har man i en pilotanläggning arbetat med att förgasa plasten i bladen för att sedan kunna återanvända glasfiber, metall och fyllmedel. Glasfibern har visat sig fungera bra som isoleringsmaterial medan gasen förbränns till värme och el.

ReFiber arbetar som bäst på att hitta finansiering för en fullskaleanläggning som ska kunna ta hand om och återvinna 5000 ton glasfiberavfall per år.

Erik Grove-Nielsen, konstruktör på ReFiber, hoppas att den danska anläggningen ska fungera om en referensanläggning och att nyckelfärdiga anläggningar sedan ska kunna säljas utomlands.

Svensk metod

På svenska forskningsinstitutet Sicomp har man i tio års tid arbetat med att ta fram metoder för återvinning av glasfiberkompositer, även i nordiska samarbetsprojekt.

- I Sverige har det hittills inte handlat om några stora mängder avfall. Glasfiberkompositer används mest i fritidsbåtar och svensken är sparsam, säger Hans Hansson, vd på Sicomp.

- Men materialet dyker nu upp allt oftare, till exempel i bakluckan på Volvo V70. Då måste det också finnas metoder så att företagen kan ta hand om och återvinna kompositerna.

Hans Hansson ser ett par olika vägar. Vilken väg man väljer beror på kompositens komplexitet och vad den innehåller. En väg är materialåtervinning, där man delar ner materialet i dess beståndsdelar och återanvänder glasfibrerna som kortare fibrer i andra produkter. En annan väg är energiåtervinning.

- Kompositerna har ett energivärde som är helt i klass med högvärdiga biobränslen, säger han.

Under Sicomps ledning har det också gjorts storskaliga försök att använda kompositmaterial som energikälla i värmekraftverk i Sverige med goda resultat.

Monica Westman

Detaljredovisning av kostnader och intäkter

Aktiviteter för nedmontering, återställande av plats och återvinning		Exempel: 20 st Vestas 2MW, Ståltorn, landbaserad. 10km till elnät. Intern kabel 35kg/m extern kabel 50kg/m. Fundament om 350 ton. 2500 h utnyttjande/år.
Kostnader för nedmontering och återställande		
Kostnader per november 2008		Kommentar
<i>Nedmontering av generatorhus och torn</i>		
- transport av kran	7 650	3-5 fordon upp till 10-15 fordon à 300 kr/10 km. Hav: 40-120.000 EUR/dag
- etablering av kran	341 667	Land: 50.000-500.000 kr/område, 40-120.000 EUR/dag (1-2 dagar per turbin)
- nedmontering	54 000	Land: 5-10.000 kr/tim, 6-10 tim, Hav: 40-120.000 EUR/tim
- isärtagning av generatorhus		200 kr/ton
- isärtagning av torn	63 400	200 kr/ton till bitar 0,5x1,5 meter
- borttransport av metall		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- borttransport av betong		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- borttransport av organiskt material		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- transport in till land från havsbaserad		se timkostnad ovan
<i>Rotorblad</i>		
- klippning till transporterbara bitar	3 800	200 kr/ton, om bladen skall förbrännas 0,8 m bitar, deponi 6 m
- borttransport	7 200	300 kr/10 km, max vikt per fordon 25 ton
<i>Borttagning av fundament</i>		
- tilltransport av kranpråm (till havs)		£500.000-1.000.000 etableringskostnad
- etablering av kranpråm (till havs)		inkluderat i ovan
- lyft av fundament (till havs)		8-15.000 pund/tim. Monopile 1,5-7 dagar, gravitationsfundament 3 dagar, 1500 kr/kbm på 15 meters djup, dykare 1000 kr/tim > 15 m djup sprängning 2500 kr/kbm. Dåligt väder => +30-50% i tid.
- uppdelning i mindre delar	140 500	Land: 400 kr/kbm, 10 kmb/tim, startkostnad 10-15000 kr. Hav: Uppdelning i mindre delar 200 kr/ton för monopile. Gravitation se land.
- borttransport		Transport till deponiplats, 300 kr/10 km
- återställande av plats (land)	17 500	Matjord 1000 kr/kbm. Typisk kostnad 50.000 kr/fundament. Borttagning av väg kostar 150000 per 250 meter.
<i>Upptagning av kablar</i>		
- grävkostnad, nedmonteringskostnad	175 750	185 kr/m att gräva upp, 13-18 kr/m att ta ner luftledningar. Interna kablar normalt nedgrävda.
- transport		Ingår normalt i grävarbetet, annars 300 kr/10 km för lastbil
- återställande av plats		Ingår normalt i grävjobbet
Summa	811 467	

Kostnader för övrigt		
	total	
<i>Torn</i>		
<i>Generatorhus</i>		
- återvinning av elektronik		Normalt kan elektronik lämnas in till återvinning utan kostnad
- omhändertagande av organiskt material	20 700	900 kr/ton
<i>Rotorblad</i>		
- energiåtervinning eller deponi	17 100	900 kr/ton för förbränning och 1400 kr/ton för deponi
<i>Fundament</i>		
- deponi av betong		0-200 kr/ton
<i>Övrigt</i>		
- projektledning		Beror på omfattningen av arbetet
		Rivningstillstånd mm söks hos kommunen. Vägdispenser mm ingår i transportkostnad
- tillstånd mm		
- rapportering av fullgörande		Normalt en liten kostnad
Summa	37 800	
Intäkter		
	total	
<i>Generatorhus</i>		
- rostfritt stål	33 320	mars 2008: 11000 kr/ton, november 2008: 4900 kr/ton
- stål och gjutjärn	0	mars 2008: 1500 kr/ton, november 2008: 0 kr/ton
- koppar	19 040	mars 2008: 29000 kr/ton, november 2008: 14000 kr/ton
- aluminium		mars 2008: 13000 kr/ton, november 2008: 8100 kr/ton
<i>Torn</i>		
- metallskrot	0	mars 2008: 15000 kr/ton, november 2008: 0 kr/ton
<i>Kablar</i>		
Interna kablar	49 707	(ca 70 % nedskrivning jmf med ren)
- koppar		Ca 80 % koppar är normalkvot
- aluminium		Ca 20 % aluminium är normalkvot
Externa kablar	78 900	(ca 70 % nedskrivning jmf med ren)
- koppar		
- aluminium		
Summa	180 967	
Total summa		668 300
Producerade kWh under livslängden	100 000 000	
Kostnad kr per kWh	0,0067	

Aktiviteter för nedmontering, återställande av plats och återvinning		Exempel: 20 st Vestas 3MW, Ståltorn, havsbaserad. 30km till elnät. Intern kabel 40kg/m extern kabel 60kg/m. Fundament om 350 ton.
Kostnader för nedmontering och återställande		3500 h utnyttjande/år. Max.
Kostnader per november 2008		180 km från hamn i Danmark.
<i>Nedmontering av generatorhus och torn</i>		
- transport av kran	494 000	3-5 fordon up till 10-15 fordon à 300 kr/10 km. Hav: 40-120.000 EUR/dag
- etablering av kran	19 000	Land: 50.000-500.000 kr/område, 40-120.000 EUR/dag (1-2 dagar per turbin)
- nedmontering	370 500	Land: 5-10.000 kr/tim, 6-10 tim, Hav: 40-120.000 EUR/tim
- isärtagning av generatorhus		200 kr/ton
- isärtagning av torn	48 800	200 kr/ton till bitar 0,5x1,5 meter
- borttransport av metall		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- borttransport av betong		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- borttransport av organiskt material		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- transport in till land från havsbaserad		se timkostnad ovan
<i>Rotorblad</i>		
- klippning till transporterbara bitar	4 000	200 kr/ton, om bladen skall förbrännas 0,8 m bitar, deponi 6 m
- borttransport	7 200	300 kr/10 km, max vikt per fordon 25 ton
<i>Borttagning av fundament</i>		
- tilltransport av kranpråm (till havs)	533 867	£500.000-1.000.000 etableringskostnad
- etablering av kranpråm (till havs)		inkluderat i ovan
- lyft av fundament (till havs)		8-15.000 pund/tim. Monopile 1,5-7 dagar, gravitationsfundament 3 dagar, 1500 kr/kbm på 15 meters djup, dykare 1000 kr/tim >15 m djup sprängning 2500 kr/kbm. Dåligt väder => +30-50% i tid.
- uppdelning i mindre delar		Land: 400 kr/kbm, 10 kmb/tim, startkostnad 10-15000 kr. Hav: Uppdelning i mindre delar 200 kr/ton för monopile. Gravitation se land.
- borttransport		Transport till deponiplats, 300 kr/10 km
- återställande av plats (land)		Matjord 1000 kr/kbm. Typisk kostnad 50.000 kr/fundament. Borttagning av väg kostar 150000 per 250 meter.
<i>Upptagning av kablar</i>		
- grävkostnad, nedmonteringskostnad	462 500	185 kr/m att gräva upp, 13-18 kr/m att ta ner luftledningar. Interna kablar normalt nedgrävda.
- transport		Ingår normalt i grävarbetet, annars 300 kr/10 km för lastbil
- återställande av plats		Ingår normalt i grävjobbet
Summa		1 939 867

Kostnader för övrigt		
	total	
<i>Torn</i>		
<i>Generatorhus</i>		
- återvinning av elektronik		Normalt kan elektronik lämnas in till återvinning utan kostnad
- omhändertagande av organiskt material	14 000	900 kr/ton
<i>Rotorblad</i>		
- energiåtervinning eller deponi	18 000	900 kr/ton för förbränning och 1400 kr/ton för deponi
<i>Fundament</i>		
- deponi av betong		0-200 kr/ton
<i>Övrigt</i>		
- projektledning		Beror på omfattningen av arbetet
- tillstånd mm		Rivningstillstånd mm söks hos kommunen. Vägdispenser mm ingår i transportkostnad
- rapportering av fullgörande		Normalt en liten kostnad
Summa	32 000	
Intäkter		
	total	
<i>Generatorhus</i>		
- rostfritt stål	33 320	mars 2008: 11000 kr/ton, november 2008: 4900 kr/ton
- stål och gjutjärn		mars 2008: 1500 kr/ton, november 2008: 0 kr/ton
- koppar	19 040	mars 2008: 29000 kr/ton, november 2008: 14000 kr/ton
- aluminium		mars 2008: 13000 kr/ton, november 2008: 8100 kr/ton
<i>Torn</i>		
- metallskrot		mars 2008: 1500 kr/ton, november 2008: 0 kr/ton
<i>Kablar</i>		
Interna kablar	126 240	(ca 70 % nedskrivning jmf med ren)
- koppar		Ca 80 % koppar är normalkvot
- aluminium		Ca 20 % aluminium är normalkvot
Externa kablar	284 040	(ca 70 % nedskrivning jmf med ren)
- koppar		
- aluminium		
Summa	462 640	
Total summa	1 509 227	
Producerade kWh under livslängden	210 000 000	
Kostnad kr per kWh	0,007	

Aktiviteter för nedmontering, återställande av plats och återvinning		Exempel: 20 st Enercon 2MW, Hybridtorn, landbaserad. 10km till elnät. Intern kabel 35kg/m extern kabel 50kg/m. Fundament om 350 ton.
Kostnader för nedmontering och återställande		3000 h utnyttjande/år.
Kostnader per november 2008	total	Kommentar
<i>Nedmontering av generatorhus och torn</i>		
- transport av kran	7 650	3-5 fordon up till 10-15 fordon à 300 kr/10 km. Hav: 40-120.000 EUR/dag
- etablering av kran	341 667	Land: 50.000-500.000 kr/område, 40-120.000 EUR/dag (1-2 dagar per turbin)
- nedmontering	54 000	Land: 5-10.000 kr/tim, 6-10 tim, Hav: 40-120.000 EUR/tim
- isärtagning av generatorhus		200 kr/ton
- isärtagning av torn	678 046	200 kr/ton till bitar 0,5x1,5 meter
- borttransport av metall		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- borttransport av betong		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- borttransport av organiskt material		Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- transport in till land från havsbaserad		se timkostnad ovan
<i>Rotorblad</i>		
- klippning till transporterbara bitar	3 150	200 kr/ton, om bladen skall förbrännas 0,8 m bitar, deponi 6 m
- borttransport	5 850	300 kr/10 km, max vikt per fordon 25 ton
<i>Borttagning av fundament</i>		
- tilltransport av kranpråm (till havs)		£500.000-1.000.000 etableringskostnad
- etablering av kranpråm (till havs)		inkluderat i ovan
- lyft av fundament (till havs)		8-15.000 pund/tim. Monopile 1,5-7 dagar, gravitationsfundament 3 dagar, 1500 kr/kbm på 15 meters djup, dykare 1000 kr/tim >15 m djup sprängning 2500 kr/kbm. Dåligt väder => +30-50% i tid.
- uppdelning i mindre delar	140 500	Land: 400 kr/kbm, 10 kmb/tim, startkostnad 10-15000 kr. Hav: Uppdelning i mindre delar 200 kr/ton för monopile. Gravitation se land.
- borttransport		Transport till deponiplats, 300 kr/10 km
- återställande av plats (land)	17 500	Matjord 1000 kr/kbm. Typisk kostnad 50.000 kr/fundament. Borttagning av väg kostar 150000 per 250 meter.
<i>Upptagning av kablar</i>		
- grävkostnad, nedmonteringskostnad	175 750	185 kr/m att gräva upp, 13-18 kr/m att ta ner luftledning. Interna kablar normalt nedgrävda.
- transport		Ingår normalt i grävarbetet, annars 300 kr/10 km för lastbil
- återställande av plats		Ingår normalt i grävjobbet
Summa	1 424 113	

Kostnader för övrigt		
	total	
<i>Torn</i>		
<i>Generatorhus</i>		
- återvinning av elektronik		Normalt kan elektronik lämnas in till återvinning utan kostnad
- omhändertagande av organiskt material	10 622	900 kr/ton
<i>Rotorblad</i>		
- energiåtervinning eller deponi	14 175	900 kr/ton för förbränning och 1400 kr/ton för deponi
<i>Fundament</i>		
- deponi av betong		0-200 kr/ton
<i>Övrigt</i>		
- projektledning		Beror på omfattningen av arbetet
- tillstånd mm		Rivningstillstånd mm söks hos kommunen. Vägdispenser mm ingår i transportkostnad
- rapportering av fullgörande		Normalt en liten kostnad
Summa	24 797	
Intäkter		
	total	
<i>Generatorhus</i>		
- rostfritt stål	38 970	mars 2008: 11000 kr/ton, november 2008: 4900 kr/ton
- stål och gjutjärn		mars 2008: 1500 kr/ton, november 2008: 0 kr/ton
- koppar	148 456	mars 2008: 29000 kr/ton, november 2008: 14000 kr/ton
- aluminium		mars 2008: 13000 kr/ton, november 2008: 8100 kr/ton
<i>Torn</i>		
- metallskrot		mars 2008: 1500 kr/ton, november 2008: 0 kr/ton
<i>Kablar</i>		
Interna kablar	49 707	(ca 70 % nedskrivning jmf med ren)
- koppar		Ca 80 % koppar är normalkvot
- aluminium		Ca 20 % aluminium är normalkvot
Externa kablar	78 900	(ca 70 % nedskrivning jmf med ren)
- koppar		
- aluminium		
Summa	316 033	
Total summa	1 132 877	
Producerade kWh under livslängden	120 000 000	
Kostnad kr per kWh	0,0094	

Kostnader för nedmontering och återställande		total	Kommentar
Kostnader per november 2008			
Aktiviteter för nedmontering, återställande av plats och återvinning			
Exempel: 1 st Vestas 850 kWh, Ståltorn, landbaserad. 10km till elnät. Intern kabel 35kg/m extern kabel 50kg/m. Fundament om 350 ton. 2500 h utnyttjande/år.			
Nedmontering av generatorhus och torn			
- transport av kran	63 000		3-5 fordon up till 10-15 fordon à 300 kr/10 km. Hav: 40-120.000 EUR/dag
- etablering av kran	150 000		Land: 50.000-500.000 kr/område, 40-120.000 EUR/dag (1-2 dagar per turbin)
- nedmontering	44 000		Land: 5-10.000 kr/tim, 6-10 tim, Hav: 40-120.000 EUR/tim
- isärtagning av generatorhus			200 kr/ton
- isärtagning av torn	30 400		200 kr/ton till bitar 0,5x1,5 meter
- borttransport av metall			Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- borttransport av betong			Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- borttransport av organiskt material			Transport till återvinnare, 300 kr/10 km
- transport in till land från havsbaserad			se timkostnad ovan
Rotorblad			
- klippning till transporterbara bitar	1 000		200 kr/ton, om bladen skall förbrännas 0,8 m bitar, deponi 6 m
- borttransport	9 000		300 kr/10 km, max vikt per fordon 25 ton
Borttagning av fundament			
- tilltransport av kranpråm (till havs)			£500.000-1.000.000 etableringskostnad
- etablering av kranpråm (till havs)			inkluderat i ovan
- lyft av fundament (till havs)			8-15.000 pund/tim. Monopile 1,5-7 dagar, gravitationsfundament 3 dagar, 1500 kr/kbm på 15 meters djup, dykare 1000 kr/tim >15 m djup sprängning 2500 kr/kbm. Dåligt väder => +30-50% i tid.
- uppdelning i mindre delar	150 000		Land: 400 kr/kbm, 10 kmb/tim, startkostnad 10-15000 kr. Hav: Uppdelning i mindre delar 200 kr/ton för monopile. Gravitation se land.
- borttransport			Transport till deponiplats, 300 kr/10 km
- återställande av plats (land)	17 500		Matjord 1000 kr/kbm. Typisk kostnad 50.000 kr/fundament. Borttagning av väg kostar 150000 per 250 meter.
Upptagning av kablar			
- grävkostnad, nedmonteringskostnad	1 933 250		185 kr/m att gräva upp, 13-18 kr/m att ta ner luftledning. Interna kablar normalt nedgrävda.
- transport			Ingår normalt i grävarbetet, annars 300 kr/10 km för lastbil
- återställande av plats			Ingår normalt i grävjobbet
Summa		2 398 150	

Kostnader för övrigt		
	total	
<i>Torn</i>		
<i>Generatorhus</i>		
- återvinning av elektronik		Normalt kan elektronik lämnas in till återvinning utan kostnad
- omhändertagande av organiskt material	11 250	900 kr/ton
Rotorblad		
- energiåtervinning eller deponi	4 500	900 kr/ton för förbränning och 1400 kr/ton för deponi
Fundament		
- deponi av betong		0-200 kr/ton
Övrigt		
- projektledning		Beror på omfattningen av arbetet
- tillstånd mm		Rivningstillstånd mm söks hos kommunen. Vägdispenser mm ingår i transportkostnad
- rapportering av fullgörande		Normalt en liten kostnad
Summa	15 750	
Intäkter		
	total	
<i>Generatorhus</i>		
- rostfritt stål	10 780	mars 2008: 11000 kr/ton, november 2008: 4900 kr/ton
- stål och gjutjärn		mars 2008: 1500 kr/ton, november 2008: 0 kr/ton
- koppar	6 160	mars 2008: 29000 kr/ton, november 2008: 14000 kr/ton
- aluminium		mars 2008: 13000 kr/ton, november 2008: 8100 kr/ton
<i>Torn</i>		
- metallskrot		mars 2008: 1500 kr/ton, november 2008: 0 kr/ton
<i>Kablar</i>		
Interna kablar	49 707	(ca 70 % nedskrivning jmf med ren)
- koppar		Ca 80 % koppar är normalkvot
- aluminium		Ca 20 % aluminium är normalkvot
Externa kablar	1 578 000	(ca 70 % nedskrivning jmf med ren)
- koppar		
- aluminium		
Summa	1 644 647	
Total summa	769 253	
Producerade kWh under livslängden	42 500 000	
Kostnad kr per kWh	0,0181	

Referenser

Intervjuer

- Adolfsson, E., Handläggare – Naturvårdsverket, telefon- och e-postintervjuer 2008-01-25
- Ahlström, M., Lokal chef – Trellegräv AB, telefonintervju 2008-04-01.
- Andersson, B., Projektledare– Rivtjänst i Norr AB, telefonintervju 2008-03-10.
- Andersson, J., Platschef – Mobjer Entreprenad AB, telefonintervju 2008-04-01.
- Bank, J., Utvecklingschef - H.J.Hansen Genvindingsindustri A/S, telefonintervju 2008-03-14.
- Carlsson, C., Säljchef – Enercon, intervju 2008-04-01.
- Christensen, M., Ingenjör– MTHojgaard, telefonintervju 2008-04-10.
- Dressler, S. Tecknisk expert – Enercon, telefonintervju 2008-04-14.
- Engzell, J., Handläggare vindkraftsärenden- Miljöförbundet Blekingeväst, telefonintervju 2008-02-07.
- Fors, K., Handläggare Miljöskyddsensheten- Länsstyrelsen Norrbottens län telefonintervju 2008-02-06.
- Forsgren, C., Platschef – Stena Metal, telefonintervju 2008-03-20.
- Hammarström, J., Handläggare Miljöskyddsensheten – Länsstyrelsen Västra Götalands Län, telefonintervju 2008-02-01.
- Hansson, B., Advokat – Advokatfirman Mannheimer Swartling, telefonintervju 2008-02-14.
- Holm, J., Säljare – Ragn-Sells, telefonintervju 2008-03-31.
- Holst, M., Platschef – BAB, telefonintervju 2008-03-20.
- Huss, S., Handläggare Miljö och Fiske – Länsstyrelsen i Jämtland, telefonintervju 2008-02-26.
- Jakobsen, C., Platschef – Tunghantering, telefonintervju 2008-03-17
- Jansson, A., Kvalitetschef – ABB, telefonintervju 2008-03-15.
- Juntti, B., Lokal chef – Havator, telefonintervju 2008-03-10.
- Jönsson, J., Verkställande direktör– Ejlertslund Grus & Betong AB, telefonintervju 2008-03-31.
- Karlström, M., Help desk – Nätanslutningar Vattenfall, telefonintervju 2008-03-25.
- Laurell, Å., Naturvårdshandläggare Naturresursfunktionen – Länsstyrelsen Västerbottens län, telefonintervju 2008-02-01.
- Lauritzen, E. Försäljning – Niras, e-postintervju 2008-03-07
- Liffler, J. Säljchef – ABB, telefonintervju 2008-04-10.
- Löfstand, P. Projektanalytiker – WPD Scandinavia AB, e-postintervju 2008-05-16.
- Mygård, J., Försäljningsdirektör – Phil & Son, telefonintervju 2008-04-19.
- Nedergaard, L., Försäljningschef – A2SEA, intervju 2008-04-01.
- Nordgren, S. – Platschef – Grävbolaget Stockholm, telefonintervju 2008-03-22.
- Petersen, S., Försäljningsdirektör - Wind Energy Rambøll Danmark A/S, telefonintervju 2008-04-18.
- Ryrberg, N., Advokat – Advokatfirman Åberg & Co, telefonintervju 2008-02-13.
- Segeström, S., Verkställande direktör- Entreprenad AB Sven Segerström, telefonintervju 2008-04-01.

SITA – Kundrepresentant, telefonintervju 2008-04-03.

Tunmats, R., Säljare – Kynningsrud, telefonintervju 2008-03-14.

Tschierschke, M. Chef – Windfair, telefonintervju 2008-03-14

Winberg, J. – BinSell, telefonintervju, 2008-03-17.

Wizelius, T., föreståndare - Centrum för vindbruk och vindkraftsinformation, telefonintervju 2008-05-21.

Juridiska källor

Juridiska källor

Förordningen (2001:512) om deponering av avfall § 9 & 10

Länsstyrelsen Norrbotten (2007) Tillstånd enligt miljöbalken att anlägga och driva vindkraft inom fastigheten Piteå Kronopark 1:57, Piteå kommun (Dnr 551-10939-07, Miljöprövningsdelegationen Luleå)

Länsstyrelsen Västernorrland (2006) Tillstånd enligt miljöbalken för vindkraftsetablering, Hultom 2:4, Hemsön, Härnösands kommun (Dnr 551-3604-06 551-12626-04 2280-131), Härnösand.

Miljöbalken (1998:808) t.o.m. SFS 2007:661

Nacka Tingsrätt (2007) Tillstånd till vindkraftsanläggning på Hedboberget, Rättviks kommun (Mål nr M1891-07) Nacka Strand.

Plan- och bygglagen (1987:10) t.o.m. SFS 2007:1303

Svea Hovrätt (2007) Överklagat avgörande Umeå tingsrätt, miljödomstolen, deldom den 8 december 2006 i mål nr M 208-06 (Mål nr 300-07), Stockholm.

Sölvesborgs kommun (2007) Bygg/Rivningsanmälan (Dnr. 07/144 Dnr pl. 236).
legalref

Intervjuer med myndighetspersoner

Adolfsson, E., Handläggare – Naturvårdsverket, telefon och e-postintervjuer 2008-01-25.

Dominkovic, A Handläggare – Länsstyrelsen Stockholms län, telefonintervju 2008-02-26.

Ekelund, P, Handläggare – Länsstyrelsen Örebro län, telefonintervju 2008-02-01.

Elisson, N-G. – Umeå tingsrätt, e-postintervju 2008-02-06.

Engzell, J., Handläggare vindkraftsärenden- Miljöförbundet Blekingeväst, telefonintervju 2008-02-07.

Eriksson, O. – Östersund tingsrätt, telefonintervju 2008-01-29.

Fagerstöm, G, Handläggare – Länsstyrelsen Skåne län, e-postintervju 2008-02-11.

Fors, K., Handläggare Miljöskydds enheten - Länsstyrelsen Norrbottens, telefonintervju 2008-02-06.

Frising, S, Handläggare – Länsstyrelsen Hallands län, telefonintervju 2008-02-22.

Grälls, A, Handläggare – Länsstyrelsen Dalarnas län, telefonintervju 2008-02-18.

Hallström, E, Handläggare – Länsstyrelsen Södermanlands län, telefonintervju 2008-02-07.

Hammarström, E.T, Handläggare – Länsstyrelsen Kalmar län, telefonintervju 2008-02-06.

Hammarström, J., Handläggare Miljöskydds enheten – Länsstyrelsen Västra Götalands Län, telefonintervju 2008-02-01.

Hansson, B., Advokat – Advokatfirman Mannheimer Swartling, telefonintervju 2008-02-14.

Hellberg, M, Handläggare – Länsstyrelsen Upplands län, telefonintervju 2008-01-30.

Henriksson, G, Handläggare – Länsstyrelsen Kronobergs län, telefonintervju 2008-01-30.

Huss, S., Handläggare Miljö och Fiske – Länsstyrelsen i Jämtland, telefonintervju 2008-02-26.

Jönsson, B. – Nacka tingsrätt, e-postintervju 2008-02-13.

Kullander, L, Handläggare – Länsstyrelsen Gotlands län, telefonintervju 2008-01-30.

Laurell, Å., Naturvårdshandläggare Naturresursfunktionen – Länsstyrelsen Västerbottens län, telefonintervju 2008-02-01.

Lundberg, B, Handläggare – Länsstyrelsen Jämtlands län, telefonintervju 2008-01-30.

Lundkvist, Å., - Stadsbyggnadskontoret, Malmö Kommun, telefonintervju 2008-02-18.

Malmgren, T, Handläggare – Länsstyrelsen Västmanlands län, telefonintervju 2008-02-04.

Melander P. – Handelsbanken, telefonintervju 2008-05-19.

Nilsson, U, Handläggare – Länsstyrelsen Gävleborgs län, telefonintervju 2008-02-04.

Norén, B. – Växsjö tingsrätt, telefonintervju 2008-01-29.

Persson, B, Handläggare – Länsstyrelsen Blekinge län, telefonintervju 2008-02-07.

Persson, J, Handläggare – Länsstyrelsen Östergötlands län, telefonintervju 2008-03-04.

Rydkvist, M., - Stadsbyggnadskontoret, Falkenbergs Kommun, telefonintervju 2008-02-18.

Ryrberg, N., Lawyer – Advokatfirman Åberg & Co, telefonintervju 2008-02-13.

Seidegård, P., - Samhällsbyggnadskontoret, Umeå Kommun, telefonintervju 2008-02-07.

Uebel, F, Handläggare – Länsstyrelsen Västernorrlands län, telefonintervju 2008-02-07.

Wejke, A. – Vänersborgs tingsrätt, telefonintervju 2008-02-18.

Åkesson, O, Handläggare – Länsstyrelsen Värmlands län, e-postintervju 2008-02-08.

Annat tryckt material

Andersen, P. D. (2003) Sources of experience in wind energy technology. Joint EU/IEA workshop on Experience curves: A tool for Energy Policy Analysis and Design Paris, IEA, 22 – 24 January 2003

Ardefors, F. & Budzysk, A. (2006). Nedmontering av vindkraftverk – Litteraturstudie och intervjuer. Elforsk rapport 06:03

Byrne, B.W., & Houlsby, G.T. (2003) Foundations for Offshore Wind Turbines *Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, Vol. 361, No. 1813, Mathematics, Physics and Engineering (Dec. 15, 2003), pp. 2909-2930

Elram, L. (1995) Total Cost of Ownership - An analysis approach for purchasing *International Journal of Physical Distribution & Logistics Management*, Vol. 25 No. 8, 1995, pp. 4-23. © MCB University Press, 0960-0035

EWEA (2008) EWEA Annual Report 2007 ”Delivering Energy and Climate Solutions” published March 2008

Hanisch, C. (2000). *Is Extended Producer Responsibility Effective?* Environmental Science & Technology. Vol. 34 (7) pp. 170 A-175 A.

Junginger, M., Faaij A. and Turkenburg (2004) Cost Reduction Prospects for Offshore Wind Farms. Wind Engineering, Vol 28, Nr 1, pp. 97-118

Lenzena, M., Murray, J., Sackb, F., & Wiedmann, T. (2007) Shared producer and consumer responsibility — Theory and practice. *Ecological Economics* Vol. 61 (1) pp. 27 – 42.

Offshore Center Denmark (2008) *OffshoreBook An introduction to the offshore industry* January 2008

Organisation for Economic Co-operation and Development (2005) *Analytical Framework for Evaluating the Costs and Benefits of Extended Producer Responsibility Programmes* (ENV/EPOC/WGWPR(2005)6/FINAL) (p. 7)

Öhman MC, Wilhelmsson D, (2005). VINDREV - Havsbaserade vindkraftverk som artificiella rev: effekter på fisk. Vindforsk, FOI/Energimyndigheten. Rapport

Scott, W., & Downie, A.J. (2003) A review of possible marine renewable energy development projects and their natural heritage impacts from a Scottish perspective. *Scottish Natural Heritage Commissioned Report F02AA414*.

Sherif, Y., Kolarik, W., (1981) Life Cycle Costing Concept and Practice *Omega The International Journal of Management Science* Vol. 9, No. 3., pp. 287-296

SEtech (2003) (Geotechnical Engineers) Limited, Armstrong Technology Associates Limited, Smith Sea Energy Limited. IMIS: Integrated Marine Installation System for Offshore Turbines. s.l.> DTI New and Renewable Energy Programme. W/61/100603/00/00.

Strömberg, A., (2007) Förankringsteknik för havsbaserad vindkraft. Lund University

Vestas (2006) *Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3 MW turbines*. July 2006

Vestas (2006) *Life cycle assessment of electricity produced from onshore sited wind power plants based on Vestas V82-1.65MW turbines*. December 2006

Vestas (2004) *Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power farms*. July 2004

Wallerius, A. (2005-08-31). Kablar för 16 miljoner ligger gömda i marken. Nyteknik Retrieved 2008-03-15 from: http://www.nyteknik.se/nyheter/it_telekom/allmant/article36789.ece

Elektroniska källor

CNN

Wind farms could meet energy needs Article published Friday, July 15, 2005; Posted: 8:18 a.m. EDT (12:18 GMT). <http://www.cnn.com/2005/TECH/science/07/15/wind.power>. Information retrieved 2008-04-30.

Dagens Industri

<http://di.se/Nyheter/?page=/Avdelningar/Artikel.aspx%3FO%3DRSS%26ArticleId%3D2007%255c05%255c12%255c233032> Information retrieved 2008-05-19

Danish Wind Energy Association

<http://www.windpower.org/da/stats/shareofconsumption.htm>. Information retrieved 2008-03-25.

<http://www.windpower.org/en/tour/manu/bladtest.htm>. Information retrieved 2008-03-25.

<http://www.windpower.org/en/tour/manu/hub.htm>. Information retrieved 2008-03-25.

Information retrieved 2008-03-25.

<http://www.windpower.org/en/tour/manu/towerm.htm>. Information retrieved 2008-03-28.

<http://www.windpower.org/en/tour/wtrb/tower.htm>. Information retrieved 2008-03-28.

Driftuppföljning vindkraft

Elforsk (2006), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 2006, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (2005), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 2005, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (2004), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 2004, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (2003), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 2003, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (2002), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 2002, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (2000), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 2000, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (1999), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 1999, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (1998), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 1998, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (1997), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 1997, Elforsk rapport 07:14
Elforsk (1996), Driftuppföljning för vindkraftverk årsrapport 1996, Elforsk rapport 07:14
<http://www.vindstat.nu>. Information retrieved 2008-04-29

Gartner

<http://amt.gartner.com/TCO/index.htm>. Information retrieved 2008-05-21

JBF Aktiebolaget Järnbruksförnödenheter

<http://www.jbfab.com/> Information retrieved 2008-03-31.

Joint Research Centre (JRC)

A forum on sensitivity analysis administrated by the Applied Statistics group at the Joint Research Centre (JRC) of the European Commission.

<http://sensitivity-analysis.jrc.ec.europa.eu/faq.asp>. Information retrieved 2008-04-15.

London Metal Exchange

<http://www.lme.com/non-ferrous.asp>. Information retrieved 2008-05-19

Nordex

<http://www.nordex-online.com/en/news-press/news-archive.html>. Information retrieved 2008-03-28.

<http://sales.nordex-online.com/Index1-en.pdf>. Information retrieved 2008-03-29.

Official Statistics of Sweden

http://www.scb.se/templates/pressinfo_227280.asp. Information retrieved 2008-03-23

http://www.scb.se/templates/WantedNumberList_3999.asp Information retrieved 2008-05-07.

http://www.scb.se/templates/tableOrChart_33847.asp Information retrieved 2008-05-07.

Offshore Wind Energy Europe

www.offshorewindenergy.org. Information retrieved 2007-12-06

Refiber ApS

<http://www.refiber.com/technology.html>. Information retrieved 2008-04-15.

Swedish Energy Agency

http://www.energimyndigheten.se/WEB/STEMEx01Swe.nsf/F_PreGen01?ReadForm&MenuSelect=EE62698EE145ECC2C12572B100338E66 Published by Energimyndigheten.

Information retrieved 2008-01-17.

<http://www.energimyndigheten.se/sv/Om-oss/Var-verksamhet/Framjande-av-vindkraft/Utbyggnad-och-drift/Planerad-utbyggnad/>. Information retrieved 2008-03-25.

[http://www.energimyndigheten.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/ER2007_45W.pdf/\\$FILE/ER2007_45W.pdf?OpenElement](http://www.energimyndigheten.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/ER2007_45W.pdf/$FILE/ER2007_45W.pdf?OpenElement), Information retrieved 2008-01-22.

Swedish Energy Agency (2007) Nytt Planeringsmål för vindkraft år 2020 ER 2007:45

Statens energimyndighet

[http://www.energimyndigheten.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/ER2007_45W.pdf/\\$FILE/ER2007_45W.pdf?OpenElement](http://www.energimyndigheten.se/web/biblshop.nsf/FilAtkomst/ER2007_45W.pdf/$FILE/ER2007_45W.pdf?OpenElement). Information retrieved:2008-01-22

Swedish Central Bank

<http://www.riksbank.com/templates/stat.aspx?id=17777>. Information retrieved 2008-05-07

The concrete center

<http://www.concretcentre.com/main.asp?page=1458>. Information retrieved 2008-03-28.

Samarbetspartners:

SIEMENS

Vestas

VATTENFALL



Huvudsponsorer:

e.on

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD



SKELLEFTEÅ
Kraft

Wallenstam



Nyckelmedlemmar:

 **nexans**

OSKARSHAMNSVARVET
SWEDEN AB