



Afgifts- og tilskudsanalysen på energiområdet

Delanalyse 6

Fremtidigt tilskud til landvind

Notat

Delanalyse 6 – Fremtidigt tilskud til landvind

J.nr. 2017-810

Den 21-12-2018

Indhold

1	Indledning	5
2	Sammenfatning.....	7
2.1.1	Resultater relateret til støtteordningens incitamentsstruktur	7
2.1.2	Ens støtte per produceret kWh giver færrest forvriddinger	8
2.1.3	Usikkert om differentiering af støtte giver lavere støtteudgifter	12
2.1.4	Der bør ikke gives støtte ved negative markedspriser på el.....	13
2.1.5	Omkostningerne forbundet med nettilslutning af landmøller bør principielt afholdes af opstilleren.....	14
2.1.6	De fire ordninger vedrørende vindmølleudbygning.....	15
2.2	Betydeligt potentiale for udbygning af vindmøller på land	16
2.3	Særligt vedrørende støtteordninger til landvind, der indebærer statsstøtte.....	16
3	EU-retlige forhold.....	18
3.1	Betingelserne for godkendelse af statsstøtte til VE-elproduktion (herunder landvind): Udbud eller VE-certifikatmarked	20
3.2	Teknologineutralitet	23
3.3	PSO-sagen og de nye retningslinjer for statsstøtte	25
4	Nuværende støtteordning for landvindmøller	25
4.1	Den nuværende støtteordning	27
4.1.1	Balancegodtgørelse på 1,8 øre/kWh nominelt.....	27
4.1.2	Pristillæg på 25øre/kWh op til loft bestemt af effekt og rotorareal	27
4.1.3	Nettilslutning og nettab	35
4.1.4	PSO-fremskrivning for støtte til landvind under de gældende regler.....	37
4.1.5	Konsekvenser for udgiftsniveauet ved omlægningen til den nuværende støtteordning?	37
4.1.6	Forskellige vindforholds betydning for produktionen af el.....	40
4.1.7	Fire ordninger for at stimulere vindmølleudbygningen.....	46
4.1.8	Værditabsordningen.....	47

4.1.9	Køberetsordningen	48
4.1.10	Grøn ordning	52
4.1.11	Garantiordningen	53
4.1.12	Delkonklusion.....	54
4.2	Status for fysiske pladser til vindmøller og potentialet for udbygning af landvind.....	55
4.2.1	Potentialet for landvindmøller i Danmark.....	57
4.2.2	Økonomiske begrænsninger	62
4.2.3	Usikkerhedsmomenter knyttet til udbudskurven	66
4.2.4	Skøn for potentiale for landvind i analyse fra Energinet.dk	67
4.3	Tidligere skrotningsordninger.....	67
4.4	Business case af en vindmølleøkonomi under nuværende regler	69
4.4.1	Tekniske forudsætninger om møllen.....	69
4.4.2	Investeringsomkostninger.....	69
4.4.3	Løbende drift og vedligeholdelsesomkostninger.....	69
4.4.4	Elprisforudsætninger.....	70
4.4.5	Støtteforhold.....	71
4.4.6	Resultater	71
4.4.7	Hvor stor skal elprisen være for at møllen har overskud?.....	72
5	Incitamenter i den nuværende støtteordning	77
5.1	Betydningen af loftet over summen af tilskud og markedspris	81
5.2	Valg af teknologi og konfiguration af møllen.....	83
5.3	Valg af lokalisering.....	88
5.4	Økonomisk levetid og skrotning.....	90
5.4.1	Driftstilskud (produktionstilskud).....	90
5.4.2	Investeringsstilskud.....	93
5.4.3	Løbende justering af støtten	97
5.4.3	Støtte i begrænset levetid	98
5.5	Analysens resultater.....	102
6	Overvejelser om støttemetoder.....	103
6.1	Differentieret eller ensartet støtte til landvindmøller?.....	104
6.1.1	Sammenhæng mellem tilskud og vindmølleproduktion	105
6.1.2	Meromkostninger mellem møller.....	108
6.1.3	Perfekt og delvis prisdifferentiering	108

6.1.4	Støtteomkostninger uden perfekt kendskab til de konkrete møllers placering på udbudskurven	109
6.1.5	Beskatning af 'rent' ved særlig gode placeringer	111
6.1.6	Differentiering i den nuværende støtteordning	112
6.2	Statslige arealer	119
6.3	Mindre justeringer af det eksisterende tilskudssystem	119
6.3.1	Udskydelse af markedspræmien ved negative priser	120
6.3.2	Nettilslutningsomkostninger	121
6.3.3	Reduktion i balancegodtgørelse for landmøller	126
7	Udbudsmodeller	128
7.1	Prisfastsættelse	128
7.2	Prisloft	131
7.3	Rangordning af vindmølleprojekter	132
7.4	Forhold til nærmere undersøgelse	133
7.4.1	Teknologineutralitet	133
7.4.2	Konkurrence	134
7.4.3	Omkostninger	135
7.4.4	Budproces og bøder	135
7.4.5	Statens forpligtelser	136
7.5	Udbud sammenlignet med fast pristillæg	136
8	Bilag: Elnettets opbygning og fakta om eksisterende møller	139
8.1	Fakta om vindmøller	139
8.1.1	Fuldlasttimer	139
8.1.2	Totalhøjde og navhøjde	139
8.1.3	Rotorareal	140
8.1.4	Effektkurver	140
8.1.5	Produktionen varierer med vindhastigheden	141
8.1.6	Kapacitetsfaktoren	142
8.1.7	Vindhastigheder	142
8.1.8	Ruhedsklasse	143
8.1.9	Variation i vinden på en given placering over tid	144
8.1.10	Vindmøllernes placering i Danmark	145
8.1.11	Opsætning af vindkapacitet	146
8.1.12	Nuværende status for udbygning med vind	149

8.2	Møllens dimensionering.....	150
8.2.1	Rotorarealets betydning.....	151
8.2.2	Driftsomkostninger.....	152
8.3	Elnettets opbygning	153
8.4	Elsystemets funktionalitet	154
8.4.1	Spotmarkedet.....	155
8.4.2	Regulerkraftmarkedet.....	155
8.4.3	Balancemarkedet.....	156
8.5	Hvor sælger vindmølleejere strømmen?.....	156
8.6	Hvilken pris kan vindkraftelektriciteten sælges til?.....	157
9	Bilag: Støtteregler for landvindmøller	158
10	Bilag: Levetid for vindmøller og skrotningsordninger.....	160
10.1	Årgang 1983	160
10.2	Årgang 1988	161
10.3	Årgang 1993	161
10.4	Årgang 1998	162
10.5	Alle årgange	163
11	Bilag: Indpasning af vindmøller i elsystemet.....	165
11.1	Prisspredning over døgnets timer	169
11.2	Landmøller og havmøller	173
11.3	Hvordan reagerer markedspris på ekstra vindkraft?.....	175
11.4	Hvad kan man forvente prisen for vindmølleel bliver i fremtiden?.....	180
11.5	Sammenfatning	183
12	Bilag: Eksempel på udbudsmodel med budpris	185

1 Indledning

Denne analyse er sjette del af et større analysearbejde af de danske afgifter og tilskud i energisystemet. Nærværende sjette delanalyse fokuserer på tekniske og økonomiske forhold omkring udbygning af landvindmøller, samt tilskudssystemer til landvind. Derudover undersøges det i analysen, hvordan tilskudssystemet til landvindmøller kan designes, således at en ønsket udbygning af møllerne i fremtiden foregår med færrest mulige samfundsøkonomiske omkostninger. På den baggrund belyser denne analyse, hvordan den fremtidige støtte til landvindmøller kan designes.

Udbygningen af landvindmøller skal ses i sammenhæng med det overordnede danske mål om uafhængighed af fossile brændsler i år 2050 og Energiaftale 2012, som lægger op til, at afgifts- og tilskudsanalysen skal undersøge ”det eksisterende tilskuds- og afgiftssystem, herunder mulighederne for at sikre rette incitamenter til omstillingen til et grønt, omkostningseffektivt og fleksibelt energisystem.”¹

Af Energiaftale 2012 fremgår det desuden, at denne analyse om tilskudssystemer til landvindmøller skal indeholde ”en vurdering af mulighederne for yderligere beskæring af pristillæg på de placeringer, hvor det fulde pristillæg ikke måtte være nødvendigt.” Derfor indeholder analysen også overvejelser om mulighederne for at differentiere støtten samt at vurdere effekterne herved. Et alternativ er at beskatte særlig overskud udover de skatter og afgifter, der opkræves heraf i forvejen.

I denne analyse identificeres og analyseres en række incitamentsvirkninger af støtten til landvind. Det konkluderes, at reglerne på en række områder medfører forvriddinger, og dermed er der potentiale for, at en ændret støttestruktur kan give samfundsøkonomiske gevinster i form af enten lavere omkostninger ved samme VE-udbygning eller mere VE ved uændrede omkostninger. Det er imidlertid vanskeligt at angive en præcis kvantitativ størrelsesorden af det samlede forvriddningstab, men de kvalitative konklusioner er robuste. Analysens konklusioner skal derfor tolkes som mulige veje til at mindske forvriddingerne i støttereglerne. Der er en række regler, der eventuelt kan ændres og den gevinst, der opnås varierer fra regel til regel. Gevinsten er ikke nødvendigvis betydelig for alle handlemuligheder, men heller ikke nødvendigvis beskeden set i forhold til støtteudgifterne. Det skal bemærkes, at nærværende analyse kun sammenligner den nuværende støtteordning med et fast pristillæg. I delanalyse 2 behandles et alternativ bestående i fast afregningspris.

¹ Jf. Energiaftalen af den 22. marts 2012

Det nuværende tilskudssystem til landvindmøller er trådt i kraft per 1. januar 2014. Tilskudssystemet er statsstøtteanmeldt og godkendt af Europa-Kommissionen for en tiårig periode frem til og med 2018 under de retningslinjer for statsstøtte på miljø- og energiområdet, der gjaldt frem til og med 30. juni 2014². Europa-Kommissionen har imidlertid per 1. juli 2014 tiltrådt reviderede rammebestemmelser for statsstøtte på miljø- og energiområdet for perioden 2014-2020. Disse rammebestemmelser udspænder dermed mulighederne for fremtidige ændringer af tilskudssystemet for landvindmøller, og de er derfor udfoldet i analysen indledningsvist.

Analysen er en partiel analyse af tilskudssystemet til landvindmøller. Forholdet mellem omkostninger (og relevant tilskudsniveau) ved elproduktion med landvindmøller og andre vedvarende elproduktionsteknologier diskuteres kun kort i nærværende analyse. For en sådan overordnet analyse henvises der til delanalyse 4.

Endelig skal det bemærkes, at det i Vækstpakke 2014 samt ved løsning af PSO-systemets traktatstridighed med et udbud af solceller med en åbning til udlandet, skal finansieres med en reduktion af PSO-omkostningerne på ca. 130 mio. kr. samlet set frem til og med 2020. Af EU-retlige hensyn har Energiforligskredsen besluttet at reducere balancegodtgørelsen med 0,5 øre/kWh til 1,8 øre/kWh med virkning fra 1. januar 2016, hvilket giver en besparelse på ca. 200 mio. kr. i 2020.

Analysens resultater sammenfattes i kapitel 2. Kapitel 3 gennemgår de EU-retlige forhold for nationale støtteordninger til vedvarende energi, som danner rammen for nuværende og fremtidige danske støtteordninger for landvindmøller. Kapitel 4 præsenterer det nuværende støtteordning samt potentialet for udbygning af landvind, mens kapitel 5 forklarer støtteordningens incitamentsstruktur. Kapitel 6 indeholder overvejelser om støttemetoder for landvind og deres samfundsøkonomiske konsekvenser, mens kapitel 7 gennemgår, hvordan støtte til landvind kan tildeles gennem udbud.

Derudover tilbyder bilaget i kapitel 8 en gennemgang af faktuelle og tekniske forhold omkring vindmøller på land samt en beskrivelse af handelsforholdene på elmarkedet. Bilaget kan med fordel læses for at give et bedre grundlag for forståelsen af indretningen af den nuværende støtteordning.

² Statsstøttegodkendelse N354/2008.

2 Sammenfatning

Denne delanalyse omhandler mulighederne for at forbedre den eksisterende støtteordning for landvind. Fokus for analysen er på de samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med støtten til landvind set i sammenhæng med et politisk ønske om at fortrænge fossil energi både i forhold til konkrete EU forpligtelser til vedvarende energi og en langsigtet vision om fossilafhængighed. Udgangspunktet for analysen er således at identificere om ændringer i støttestrukturen kan give samfundsøkonomiske gevinster i form af enten lavere omkostninger ved samme VE-udbygning eller mere VE ved uændrede omkostninger. Der er således set bort fra andre hensyn end klima- og energipolitiske målsætninger i analysen.

Omkostningerne til el produceret med landvindmøller er som udgangspunkt lavere end for de fleste andre VE-teknologier. Ud fra en præmis om, at en bestemt mængde VE skal nås gælder således, at hvis støtten til landvind reduceres, og udbygningen af landvind dermed reduceres, vil støtten til andre VE-teknologier skulle øges mere for at opnå tilsvarende produktion af elektricitet med disse VE-teknologier. I delanalyse 4 vil der blive foretaget en tværgående vurdering af støtteniveauet for forskellige VE-teknologier.

I denne sammenfatning præsenteres de væsentligste resultater og overvejelser, som analysen har tilvejebragt. Tre forhold er afgørende for analysen, 1) *Incitamentsstrukturen* i den nuværende støtteordning for landvindmøller, 2) *Adgangen til vindrige placeringer* for landmøller samt 3) *Rammerne for nationale tilskudsordninger* til vedvarende energi, jf. Europa-Kommissionens retningslinjer for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020³. Analysens struktur følger disse tre forhold.

2.1.1 Resultater relateret til støtteordningens incitamentsstruktur

I den nuværende støtteordning for landvind gives et fast tillæg til markedsprisen på el på 25 øre/kWh op til et loft, der udgøres af et antal kWh, hvorefter tilskuddet bortfalder. Loftet bestemmes af møllens kapacitet i MW og rotorareal og sammen med den årlige produktion angiver det dermed implicit den periode, hvori der udbetales støtte. Støtteordningen fører typisk til lavere støtte per kWh over hele møllens levetid for møller på de mest vindrige placeringer, som alt andet lige vil have den bedste økonomi. Der differentieres således i et vist omfang mellem møller med forskellig udformning og placering. Desuden er der loft over den maksimale, samlede pris inkl. støtte på 58 øre pr.

³ Retningslinjer for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020 (2014/C 200/1).

kWh, således at støttesatsen aftrappes, når markedsprisen på el er høj. Set over en typisk mølles levetid udgør de samlede tilskud (direkte og indirekte) i størrelsesordenen 14-16 øre/kWh.

Analysen viser, at der opstår en række samfundsøkonomiske forvridninger i det nuværende støttesystem. I det følgende er de centrale konklusioner vedr. mulige forbedringer af incitamentsstrukturen præsenteret.

2.1.2 Ens støtte per produceret kWh giver færrest forvridninger

Den samfundsøkonomisk omkostningseffektive udbygning med landmøller (og med andre VE-teknologier med samme funktion) vil som udgangspunkt ske ved samme støtte per produceret kWh for alle møller. Det skyldes, at så længe målet med støtten er at fortrænge fossil energi, da skal en kWh vind-el præmieres med samme støttesats, uanset hvilken mølle den stammer fra. Støtten skal således, for at være samfundsøkonomisk omkostningseffektiv, udformes så den på en så direkte måde som muligt tilskynder til fossilfortrængning.

Hvis støtten udmåles efter andre kriterier end producerede kWh – eller hvis støtteordningen indrettes med henblik på at varetage andre hensyn end fossilfortrængning – vil de samfundsøkonomiske omkostninger ved at opfylde givne VE-mål blive højere.⁴

I analysen peges der således på, at det samfundsøkonomisk vil være mere optimalt, at tilskud ydes som en ensartet støttesats per produceret kWh, således støtten dermed følger produktionen i stedet for at være begrænset af det nuværende loft over støtten per vindmølle.

At lade støtten følge produktionen vil eliminere eller mindske en række forvridninger ved det nuværende system. Ensartet støtte per produceret kWh vil ved en given levetid gøre det mere attraktivt at lokalisere møllerne på vindrige pladser, mens mindre vindrige pladser vil blive relativt mindre attraktive, og dermed vil støtten være mindre forvridende end det nuværende system.

Derudover vil ensartet støtte per produceret kWh el give bedre incitamenter til konfiguration af møllen. Det skyldes, at der i den nuværende fastsættelse af støtten kun indgår nogle af de egenskaber som har betydning for vindmøllers produktion. F.eks. gives der i den nuværende støtteordning ikke støtte til merproduktion fra møller, der på baggrund af en bedre virkningsgrad producerer mere. Det skaber forvridninger, som mindskes ved en ensartet støttesats, der følger produktionen.

⁴ Indpasning af VE, herunder vindmøller, i det samlede energisystem kræver en række tilpasninger, som har konsekvenser for bl.a. udgifter og tarifiering af el-systemet. Kravene til omkostningseffektiv indpasning af VE behandles i delanalyse 4.

Ens støtte for møller med forskellig rentabilitet

Såfremt det var muligt at identificere de møller, der ville blive bygget selv ved lavere støtte, kunne der spares støtteudgifter, uden at det gik ud over udbygningen. Det kunne gøres ved at differentiere støtten og give lavere støtte til de mest rentable møller end til de møller, der akkurat er rentable. En perfekt differentiering mellem møllerne forudsætter imidlertid, at *alle* relevante faktorer vedrørende den enkelte mølle (placering, størrelse, design m.v.) kan identificeres og deres individuelle bidrag til møllens produktion identificeres. Dette stiller meget store (og urealistiske) krav til den information, som kan lægges til grund ved udmålingen af støtten. I praksis kan differentiering derfor kun ske efter udvalgte kriterier (fx rotorareal, effekt, navhøjde). Disse kriterier må forventes at skabe forvriddinger, hvilket indebærer, at nogle af de samfundsøkonomisk billigste kWh ikke realiseres, mens andre, der er dyrere, gennemføres.

De nuværende regler, der i et vist omfang er designet med henblik på at begrænse støtten til møller med høj rentabilitet, medfører således forvriddinger. Der er dermed potentiale for, at en ændret støttestruktur kan give samfundsøkonomiske gevinster i form af enten lavere samfundsøkonomiske omkostninger ved samme VE-udbygning eller mere VE ved uændrede samfundsøkonomiske omkostninger. Det har imidlertid ikke været muligt at angive en præcis, kvantitativ størrelse af det samlede forvriddningstab, men de kvalitative indikationer er klare, og forvriddingerne vurderes ikke at være trivielle. I lyset af denne usikkerhed skal konklusionerne i analysen tolkes som mulige veje til at mindske forvriddingerne i støttereglerne, selv om den samfundsøkonomiske gevinst, der herved opnås, ikke kan beregnes præcist.

Samme støtte per produceret kWh vil indebære, at nogle mindre attraktivt placerede møller kun akkurat får en støtte, der svarer til de samfundsøkonomiske meromkostninger i forhold til anden el-produktion. For de mest økonomiske og bedst placerede møller, vil kun en del af støtteudgiften gå til at dække de samfundsøkonomiske meromkostninger, mens resten giver en ”overkompensation” til ejeren i forhold til den støtte, der netop skal til for at gennemføre investeringen. Overkompensationen er dog ikke i sig selv en samfundsøkonomisk omkostning, idet støttegiverens tab ved overkompensationen modsvares af støttemodtagers gevinst.

Afhængig af nettoeffekten på de offentlige udgifter efter forvriddningsgevinst, tilbageløb mv. ved ensartet støtte, vil der endvidere være et forvriddningstab/gevinst forbundet med højere/lavere skatter til at dække dette.

Støtte i hele møllens levetid

Den nuværende støtte gives op til et loft som udgøres af et antal fuldlasttimer, hvori der udbetales støtte. Dette loft nås typisk inden for 7-10 år, afhængig af

møllens placering og udformning. Bortfaldet af støtten, når loftet er nået, har betydning for vindmøllernes økonomiske levetid og vil påvirke økonomien for eksisterende møller sammenlignet med økonomien i at opstille nye møller i forbindelse med nye godkendelser af nye eller eksisterende placeringer. Den ældre mølle modtager således ingen støtte, mens en ny vil modtage 25 øre/kWh, indtil loftet er nået. Dermed opstår en forvridding i forhold til vedligeholdelse og udskiftning af vindmøller. Når støtten bortfalder, er der således øget incitament til at udskifte ældre møller med nye støtteberettigede møller fremfor at reparere på eksisterende møller uden støtte. Forvriddingen medfører, at de gennemsnitlige omkostninger per kWh er højere end de samfundsøkonomiske optimale.

Der argumenteres i analysen for, at støtte i hele møllens levetid er hensigtsmæssigt, da dette indebærer et incitament til samfundsøkonomisk optimal vedligeholdelse og udskiftning af vindmøller. Erstattes det nuværende system med en – forholdsmæssigt lavere - støtte i hele møllens levetid, vil det give et samfundsøkonomisk optimalt incitament til at optimere møllens levetid. Dermed elimineres yderligere en kilde til forvridding i den nuværende støtteordning. De private investorers reaktion på en sådan omlægning af støtten til hele levetiden og dermed konsekvensen for udbygningen af landvind, kendes ikke, men vil afspejle deres forrentningskrav. Baseret på almindeligt accepterede økonomiske forudsætninger om investering under usikkerhed, herunder at investorerne (direkte eller indirekte) har mulighed for at risikodiversificere, vil den forventede støtte som udgangspunkt udgøre en sikker indtægtskilde for investorerne, hvorfor det må lægges til grund, at forrentningskravet (dvs. diskonteringsrenten der anvendes på støtteindtægten) svarer til eller er tæt på et sikkert afkast, (fx renten på obligationer med lille kreditrisiko).

Inden for et sådant system, hvor støttesatserne kendes på investeringstidspunktet, er hovedargumentet for at give en fast (lavere) støtte *i hele levetiden*, at det øger møllernes økonomiske levetid, mens argumentet for en fast (højere) støtte *i en begrænset periode* af levetiden, er, at det kan være mere attraktivt for investorer med begrænset risikospredning.

Det skal bemærkes, at en evt. omlægning af støttesystemet til landvind skal være i overensstemmelse med EU's statsstøtteregler, og det er usikkert hvor lang en støtteperiode, der vil kunne blive godkendt⁵. Længden af støtteperio-

⁵ Efter retningslinjerne gives statsstøttegodkendelserne for 10 år ad gangen. Ved udløb af en godkendelse vil der skulle ske genanmeldelse af ordningen efter de på dette tidspunkt gældende statsstøtteregler. Der må således gerne gives støtte over en længere periode end 10 år til et konkret projekt under forudsætning af genanmeldelse. Retningslinjerne giver efter Energistyrelsens vurdering ikke mulighed for forudgående godkendelse af støtte i hele den faktiske levetid, men der er tidligere erfaringer med at få godkendt støtteordninger på grundlag af beregnet levetid på op til 20 år. Støtte, der gives med henvisning til gruppefritagelsesforord-

den vil påvirke den forventede samfundsøkonomiske gevinst ved en omlægning af støttestrukturen.

Løbende justering af støtte til nye og gamle møller

Ideelt set bør støtten til både nye og eksisterende landvindmøller løbende justeres i hele levetiden, så alle møller får samme støttesats, da de fortrænger fossil energi på samme måde. Det er uklart, hvordan den optimale støttesats udvikler sig over tid, idet det bl.a. afhænger af politiske mål og den relative teknologiske udvikling. I det omfang realiseringen af de energipolitiske mål indebærer, at støtten til landvind sættes op, bør dette således ske for såvel nye som gamle møller. Tilsvarende bør støtten sættes ned – også for gamle møller – hvis fx den relative teknologiske udvikling gør landvind billigere. Herved sikres det, at investorerne til nye møller gives incitament til fx at udskyde udbygning til senere, hvis det forventes, at udbygning senere er billigere, og støtten derfor vil blive sænket fremover, samt at ejerne til eksisterende møller gives incitament til at begrænse levetiden på møllerne.

I et sådant system, hvor støttesatsen ikke er kendt på investeringstidspunktet, vil der være en politisk usikkerhed i forhold til om den politisk fastsatte støttesats løbende bliver justeret til den herskende samfundsøkonomiske betalingsvillighed. Baseret på økonomisk teori om investering under usikkerhed, kan denne usikkerhed som udgangspunkt bortdiversificeres i den samlede porteføljestyring, da usikkerheden ikke er systematisk relateret til markedsafkastet. I sådanne tilfælde påvirker den ikke afkastkravet. For investorer, der ikke fuldt ud har diversificeret deres portefølje, kan usikkerhed om støtteniveauet komme til udtryk i højere eller lavere afkastkrav (afhængig af risikovirkningen på investors samlede portefølje). Alt andet lige har store investorer bedre mulighed for at risikodiversificere end små.

Den politiske usikkerhed er således en faktor, der vil indgå i investeringskalkulen hos den enkelte investor, fordi ændringer i det politisk fastsatte ambitionsniveau vedrørende VE har karakter af en ændret samfundsøkonomisk betalingsvillighed. En sådan inddragelse af det forventede støtteniveau i investorernes kalkule er således samfundsøkonomisk hensigtsmæssig.

Hvis det politiske fastsatte ambitionsniveau fx forventes øget, og støtten derfor af investorerne forventes at stige, så bør dette alt andet lige medføre øget udbygning, også på kort sigt. Hvis der forventes en faldende støtte over tid til nye møller (fx pga. forventning om en relativ forbedring af vindmølleteknologien i forhold til andre el-produktionsteknologier), så vil det være uhensigts-

ningen, vil som udgangspunkt kunne gives indtil 6 måneder efter forordningens udløb. Grupperfritagelsesforordningen udløber 31. december 2020. Herefter vil der skulle ske ny underretning til Kommissionen med henvisning til den nye gruppefritagelsesforordning, der forventes at træde i kraft i 2020.

mæssigt at give højere støtte til gamle møller end til nye møller, da levetiden da bliver længere end den samfundsøkonomisk optimale levetid.

Et system med løbende justering af støttesatsen kan også opnås gennem et VE-certifikatsystem, hvormed støttesatsen løbende fastsættes på markedsvilkår frem for ved løbende politiske beslutninger. Dette behandles i delanalyse 2.

Som nævnt kan det fremtidige optimale støtteniveau til nye møller imidlertid både blive lavere eller højere end det nuværende støtteniveau. Såfremt behovet for støtte til landvind forventes at kunne reduceres markant, bør støtten principielt sættes ned, evt. også på kort sigt, med henblik på at udskyde VE-udbygning til senere. Dette skal dog ses i lyset af behovet for en løbende omstilling, herunder at sikre systemudvikling af elsystemet i forhold til integration af landvind.

Det bemærkes, at løbende justering af direkte støtte for eksisterende tilskudsmodtagere, i sjældne tilfælde, kan indebære ekspropriationsretlige problemstillinger. Dette skal i givet fald undersøges nærmere og det skal sikres, at en sådan ordning indrettes, så den vil være forenelig med grundlovens § 73.

Prisloft

Analysen viser endvidere, at det nuværende prisloft over samlet pris inkl. støtte på 58 øre/kWh samfundsøkonomisk set bør bortfalde. Prisloftet giver en umiddelbar besparelse i støtteudgifterne, men også en række forvridninger. Herudover øger prisloftet variationen i støtteudgifterne sammenlignet med en situation, hvor samme besparelse i støtteudgift blev opnået ved generel lavere støtte. Eventuelt bortfald af prisloftet vil dog indebære, at vindmøllejerne opretholder et uændret støtteniveau i perioder med høje elpriser fx som følge af begrænset nedbør i Norge og Sverige.

Denne delanalyse er en partiel analyse af støtte til landvind. I delanalyse 4 vedr. afgifts- og tilskudssystemets virkninger på indpasning af grøn energi undersøges, hvorledes støtten til forskellige former for VE bør indrettes, så VE-udbygningen sker på en omkostningseffektiv måde.

2.1.3 Usikkert om differentiering af støtte giver lavere støtteudgifter

Der var i forbindelse med Energiaftalen 2012 et ønske om at reducere evt. overkompensation for velplacerede landmøller. Den nuværende støtteordning differentierer delvist mellem landmøller efter placering og udformning af møllen. Det giver som nævnt anledning til et forvridningstab, idet støtte alene er afhængig af rotorareal og effekt, mens en række andre faktorer også vil have betydning for produktionen.

Det er i princippet muligt at reducere støtteudgifterne yderligere ved at bruge en lavere støttesats for møller med højst produktion og bedst økonomi. Det forudsætter imidlertid, at differentieringen kan baseres på detaljeret og præcis information om de forskellige projekters omkostninger og indtægter. I praksis vil en skærpet differentiering derfor øge det samfundsøkonomiske forvriddningstab, og dermed de samfundsøkonomiske omkostninger ved at producere el fra vindmøller. Når forvriddningstabet bliver større, øges alt andet lige også behovet for støtteudgifter ved et fastholdt udbygningsomfang. På den anden side vil øget differentiering reducere mølle ejerens overskud, ud over normalforrentning.

Nettovirkning på de samlede støtteudgifter af de oplyste mulige ændringer er derfor usikker, idet ensartet støtte øger støtteudgifterne til de bedste placeringer, mens den afledte forvriddningsgevinst trækker i retning af at sænke udgifterne. Hertil kommer, at overskuddet fra vindenergiproduktion beskattes gennem indkomstskat og afgifter med over 50 pct. En stigning i vindmøllejernes overskud som følge af en omlægning til ensartet støtte øger dermed også de afledte offentlige indtægter. Om en overgang til ensartet støtte mindsker eller øger de totale offentlige udgifter (inkl. afledt skatte- og afgiftsprovener) afhænger derfor af:

1. Hvor store forvriddninger differentieringen medfører.
2. Hvor højt overskud fra vindenergiproduktion bliver beskattet.
3. Hvor stor en umiddelbar besparelse, der er forbundet med differentiering af støtten før indregning af forvriddningerne.

Ifølge analysens regneeksempler kan forvriddningerne ved støttereglerne opgøres til mellem 0 og 3 øre pr. kWh. Samtidig vises, at forvriddningerne kun skal være på omkring 1 øre/kWh, svarende til omkring 3 pct. af omkostningerne ved at producere vindenergi før de samlede offentlige udgifter inkl. PSO, tilbageløb mv. er højere under differentieret støtte end under ens støtte per kWh. Analysen viser således, at forvriddningerne ikke skal være særligt store, før differentieret støtte (i stedet for ensartet støtte) ikke alene medfører et samfundsøkonomisk tab, men også samlet set belaster de offentlige finanser (PSO-udgifter *plus* skatter og afgifter). Eksemplet indikerer dermed, at det er sandsynligt at den nuværende differentiering samlet set belaster de offentlige finanser med i størrelsesordenen ca. 100 mio. kr. Yderligere differentiering vil med større sandsynlighed belaste de offentlige finanser. Som nævnt har det ikke været muligt at angive et mere præcist estimat for forvriddningerne, men de kvalitative indikationer er klare.

2.1.4 Der bør ikke gives støtte ved negative markedspriser på el

I det nuværende system modtager en landmølle et fast tillæg til markedsprisen, også i de (få) situationer hvor der er overskud af el på markedet og prisen derfor er negativ. Tilskuddet giver derved incitament til fortsat elproduktion, også

på tidspunkter hvor den samfundsøkonomiske værdi af produktionen er negativ.

Dette bør ikke finde sted, og tilskud bør derfor bortfalde på tidspunkter, hvor markedsprisen på el er negativ. Bortfald af tilskud på tidspunkter med negative priser er gældende praksis for havmøller, og indgår som krav i EU-Kommissionens retningslinjer for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020.

Der gælder generelt, at det ikke er optimalt, at give tilskud til el-produktion, når den samfundsøkonomiske værdi af produktionen er negativ. Den samfundsøkonomiske værdi af produktionen vil være negativ, når markedsprisen på el er mindre end de kortsigtede marginalomkostninger forbundet med produktionen. Principielt bør der derfor ikke gives støtte, når det gør sig gældende.

2.1.5 Omkostningerne forbundet med nettilslutning af landmøller bør principielt afholdes af opstilleren

Under den gældende lovgivning er udvidelser og forstærkninger af det lokale kollektive net netselskabets ansvar, men finansieres af PSO-systemet. For møller fra 1,5 MW og derover forlænger netselskabet det kollektive net frem til et nyt tilslutningspunkt i vindmølleområdet. Mølleopstilleren betaler for tilslutning frem til dette punkt. For møller under 1,5 MW betaler opstilleren tilslutning til et punkt på det eksisterende net, typisk nærmeste 10 kV skinne. For husstandsmøller betaler opstilleren forstærkning af stikledningen, mens PSO dækker eventuelle forstærkninger fra stikledningens tilslutningspunkt.

Opstilleren behøver således ikke at tage de samlede tilslutningsomkostninger i betragtning, selv om de har betydning for projektets samfundsøkonomi og principielt bør indgå i beslutning om placering og realisering af vindmølleprojekter.

Der er forskellige muligheder for at omlægge finansieringen, således at der skabes incitament til at inddrage de samlede tilslutningsomkostninger ved udformning og lokalisering af en vindmølle. Eksempelvis kunne vindmølleejeren afholde omkostningerne til nettilslutning, samtidig med, at der overføres PSO-midler til vindmølleejeren svarende til de gennemsnitlige omkostninger for nettilslutning.

En omlægning af støtten bør imidlertid ske under hensyn til den langsigtede koordinerede netudbygning, således at den samlede netudbygning sker på en effektiv måde. Der vil i den forbindelse være behov for at sikre passende prisfastsættelse for nettilslutningen samt en nærmere afklaring af, hvor stor en del af nettilslutningen og forstærkning af elnettet, som vindmølleejeren skal betale for.

De samfundsøkonomiske fordele herved skal ses i sammenhæng med eventuelt højere administrative udgifter m.v., samt større usikkerhed for investorerne, hvis de ikke kan bortdiversificere risici.

2.1.6 De fire ordninger vedrørende vindmølleudbygning

Vedrørende de nuværende ordninger, som skal stimulere vindmølleudbygningen viser analysen følgende:

Værditabsordningen giver naboer mulighed for at opnå erstatning for eventuelle værditab på boligejendomme i forbindelse med opførelse af vindmøller over 25 meters højde. Derved internaliserer værditabsordningen de lokale negative eksternaliteter forbundet med mølleopførelse. Isoleret set øger ordningen udgifterne ved vindmølleproduktion og dermed behovet for tilskud. Merudgifterne er afhængige af placeringen, antallet af naboer, huspriser mv. Merudgifterne kan samfundsøkonomisk set dog opvejes af, hvis flere – også gode – placeringer kommer til rådighed pga. mindre lokal modstand.

Den grønne ordning giver mulighed for hel eller delvis finansiering af projekter, der styrker landskab og de rekreative muligheder i kommunen. En mølle på fx 2 MW udløser et PSO-finansieret tilskud på cirka 175.000 kr., som kommunen kan anvende til styrkelse af landskabelige eller rekreative værdier i kommunen.

Ordningen er således ikke direkte støtte til vindmølleprojekter, men kan betyde at lokale borgere får fordele af, at der opstilles landmøller.

Køberetsordningen betyder, at opstilleren skal udbyde mindst 20 pct. af ejerandelene i vindmøller til lokale borgere. Ordningen giver opstilleren ekstra administrative opgaver. Det tvungne tilbud om medejerskab øger formentlig støttebehovet ved givet mål om udbygning. Ordningen er blevet justeret mhp. at sprede medejerskabet på flere lokale borgere, idet det tidligere viste sig, at langt hovedparten af ejerandelen på 20 pct. endte på forholdsvis få hænder.

Ordningen er et instrument til at sikre lokal opbakning til mølleopstilling, om end investorerne selv kan vælge at udbyde projektandele lokalt, hvis dette er hensigtsmæssigt. Det kan på baggrund heraf overvejes, hvorvidt ordningen bør videreføres eller stoppes.

Garantiordningen yder garanti for lån til finansiering af forberedelse af vindmølleprojekter, og garantien udløses, hvis projektet ikke realiseres. Dette giver uhensigtsmæssige incitament, idet risikoen forbundet med forundersøgelser fjernes i de situationer, hvor et projekt ikke gennemføres, således at der måske gennemføres for mange forundersøgelser. Herimod taler imidlertid, at ordningen er med til at reducere den økonomiske risiko for mindre investo-

rer/vindmøllelaug, der vil engagere sig i vindmølleprojekter. Det bør overvejes, om garantiordningen skal fortsættes.

2.2 Betydeligt potentiale for udbygning af vindmøller på land

De landvindprojekter, som kan gennemføres inden for nuværende lokalplaner og tilladelser, vil omtrent kunne fordoble produktionen af landvind. Det er dog ikke sikkert, at alle disse projekter gennemføres.

Landvind er som nævnt en forholdsvis billig VE-teknologi. Det geografiske potentiale for yderligere udbygning på land vurderes at være stort. I praksis afhænger realiserbarheden dog af såvel økonomiske som reguleringsmæssige og lokalpolitiske forhold og prioriteringer.

I hvilket omfang dette potentiale realiseres, herunder via øget tilskud, afhænger af den konkrete rentabilitet, behovet for nabokompensation mv. forbundet med møller etableret på disse arealer. Investorenes omkostninger til nabokompensation, lokal sagsbehandling m.v. har imidlertid karakter af samfundsøkonomisk relevante omkostninger, som principielt bør indgå i investorenes kalkuler, således at disse afspejler alle relevante omkostningskomponenter.

Hvis et højere støtteniveau for landvind medfører, at selv en relativt lille andel af potentialet realiseres, vil dette kunne indebære en betydelig stigning i produktionen fra landmøller. Endvidere kan det være en relativt omkostningseffektiv måde *at sikre en given udbygning af VE*, fordi landvind er en forholdsvis billig VE-kilde.

2.3 Særligt vedrørende støtteordninger til landvind, der indebærer statsstøtte

En støtteordning, der indebærer statsstøtte som angivet i artikel 107 i Traktaten om den Europæiske Unions funktionsmåde, skal være forenelig med EU's statsstøtteregler. Denne vurdering skal foretages for nye støtteordninger, men også ved ændringer af allerede eksisterende støtteordninger. Der henvises til kapitel 3 om EU-retlige forhold.

Hvorvidt en støtteordning, der indebærer statsstøtte til landvind, er forenelig med EU's statsstøtteregler, afgøres som udgangspunkt af Kommissionen på baggrund af retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020⁶. Støttens forenelighed kan imidlertid alternativt afgøres på baggrund af gruppefritagelsesforordningen⁷, hvorefter visse kategorier af statsstøtte er fritaget for anmeldelsespligt, forudsat at gruppefritagelsesforordningens nærmere

⁶ Retningslinjer for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020 (2014/C 200/1).

⁷ Kommissionens forordning (EU) Nr. 651/2014 af 17. juni 2014 om visse kategorier af støttes forenelighed med det indre marked i henhold til traktatens artikel 107 og 108.

betingelser herfor er opfyldte. Denne vurdering foretages af medlemsstaten. Hvis medlemsstaten vurderer, at gruppefritagelsesforordningen finder anvendelse, vil det ikke være nødvendigt at indhente en statsstøttegodkendelse fra Kommissionen. Der henvises til afsnit 3 om EU-retlige forhold.

Betingelserne i retningslinjerne og gruppefritagelsesforordningen er dermed centrale for den faktiske udformning af en støtteordning til landvind, som indebærer statsstøtte.

Ifølge retningslinjerne kan driftsstøtte til VE-anlæg (herunder vindmøller m.v.) som udgangspunkt tildeles enten gennem en udbudsproces eller gennem et VE-certifikatmarked. Der gives i retningslinjerne og på baggrund af Kommissionens efterfølgende tilkendegivelser mulighed for at udforme udbud på forskellige måder, blot der er tale om konkurrenceprægede udbud. Tilsvarende kan støtten gives på forskellig vis, blot skal det sikres, at det sker i form af et tillæg til markedsprisen, f.eks. i form af fast tillæg eller i form af contract for difference.

Retningslinjerne stiller nærmere krav om, at udbud som udgangspunkt skal være teknologineutrale. Udbud kan dog være teknologispecifikt, fx målrettet landvindmøller, hvis et udbud med alle vedvarende energiteknologier vil føre til et ikke-tilfredsstillende resultat, og der ikke kan tages højde herfor ved tilrettelæggelsen af udbuddet. Ved denne vurdering kan der bl.a. lægges vægt på det længerevarende potentiale ved en ny og innovativ teknologi, behovet for en bred vifte af VE-teknologier, netværksbegrænsninger og netstabilitet mv., systemomkostninger og systemintegration, samt behovet for at undgå at støtte til biomasse fordrejer forholdene på råvaremarkederne. Kommissionen har allerede godkendt opdeling af udbud efter teknologiernes modenhed i UK, dvs. alene delvis teknologineutralitet, og andre lande forventes at kunne få godkendt noget tilsvarende.

Retningslinjerne giver dog mulighed for, at visse støtteordninger undtages fra kravet om udbud, bl.a. hvis udbud forventeligt vil føre til højere støtteniveauer. Det er i givet fald medlemsstaten, der skal dokumentere, at en eller flere af undtagelsesbestemmelserne er opfyldt, men det er op til Europa-Kommissionen at afgøre, om undtagelserne kan finde anvendelse i den konkrete ordning. Derudover kan støtte til vindmølleprojekter med en samlet effekt, der er mindre end 6 MW eller 6 produktionsenheder, gennemføres uden udbud.

Som nævnt ovenfor vil støtte til VE-anlæg kunne gives med henvisning til gruppefritagelsesforordningen, forudsat at betingelserne heri er opfyldte. Gruppefritagelsesforordning indeholder i vidt omfang samme betingelser som retningslinjerne for statsstøtte, og gruppefritagelsesforordningen vil derfor i

vidt omfang kunne anvendes som basis for at iværksætte støtteordningerne uden krav om en forudgående statsstøtteanmeldelse til Kommissionen.

Dog giver gruppefritagelsesforordningen ikke mulighed for at yde driftsstøtte til VE-elproduktion uden brug af udbud for elproduktionsanlæg på 1 MW eller derover (for så vidt angår vind 6 MW eller 6 enheder). Gruppefritagelsesforordningen indeholder herudover visse lofter for støttens omfang. Hver medlemsstat kan højst yde 150 mio. EUR i samlet årlig driftsstøtte til VE-elproduktion i medfør af gruppefritagelsesforordningen. Dette loft omfatter dog ikke støtte til små anlæg under 500 kW (for så vidt angår vind 3 MW eller 3 enheder), hvor der gælder et loft på 15 mio. EUR i støtte per virksomhed per projekt.

Det vil derfor bero på en konkret vurdering, om støtteordningen kan iværksættes med henvisning til gruppefritagelsesforordningen (dvs. uden krav om forudgående statsstøtteanmeldelse) eller om støtteordningen skal anmeldes til Kommissionen med henvisning til retningslinjerne. Hvis der skal ske anmeldelse af ordningen, vil støtten ikke kunne iværksættes, før der foreligger en statsstøttegodkendelse fra Kommissionen (stand-still forpligtelse).

3 EU-retlige forhold

Artikel 107 i Traktaten om den Europæiske Unions Funktionsmåde (TEUF) begrænser medlemsstaternes muligheder for fastsættelse af afgiftsfritagelser, differentieringer, tilskud osv. Udgangspunktet i artikel 107 TEUF er således, at al statsstøtte er ulovlig, og dermed kræver Kommissionens godkendelse, før støtten kan iværksættes. Der henvises til delanalyse 1 for en definition af statsstøtte.

Kommissionen kan i visse tilfælde tillade statsstøtte, hvis støtten anses for at være forenelig med EU's indre marked, fx fordi støtten ydes til miljøbeskyttelse og vedvarende energi. Kommissionen vedtog i april 2014 nye retningslinjer for statsstøtte på miljø- og energiområdet for 2014-2020⁸. Det betyder, at Kommissionen anvender retningslinjerne ved sin vurdering af, om en anmeldt støtteordning for eksempel til landvindmøller kan anses for forenelig statsstøtte. Ligeledes vil Kommissionen anvende de gældende retningslinjer ved ændring af de eksisterende støtteordninger. Kommissionen vedtog desuden i juli 2014 en ny gruppefritagelsesforordning, hvorefter visse kategorier af statsstøtte er fritaget for anmeldelsespligt, forudsat at en række nærmere betingelser er opfyldte⁹. Denne vurdering foretages af medlemsstaten.

Både retningslinjerne og gruppefritagelsesforordningen trådte i kraft per 1. juli 2014, og der gives både i medfør af retningslinjerne og gruppefritagelsesfor-

ordningen mulighed for at yde statsstøtte til vedvarende energi, herunder bl.a. statsstøtte til landvindmøller.

Tilsammen danner retningslinjerne og gruppefritagelsesforordningen således den overordnede ramme for vurderingen af, hvorvidt såvel nye støtteordninger som eventuelle ændringer af eksisterende statsstøtteordninger for vedvarende energi vil være i overensstemmelse med EU's statsstøtteregler.

De nærmere betingelser for at godkende statsstøtte henholdsvis efter retningslinjerne og efter gruppefritagelsesforordningen, vil således være afgørende i forbindelse med designet af den pågældende støtteordning. Når der i de følgende kapitler henvises til EU's statsstøtteregler på energi- og miljøområdet, er det således disse regelsæt, der henvises til.

Det er i den forbindelse væsentligt, at hvor en støtteordning kan iværksættes med henvisning til gruppefritagelsesforordningen, vil det ikke også være nødvendigt at statsstøtteanmelde støtteordningen til Kommissionen efter retningslinjerne. Støtten anses således for at være forenelig med det indre marked, når betingelserne i gruppefritagelsesforordningen er opfyldte. Der vil for disse støtteordninger alene skulle ske en underretning til Kommissionen indenfor 20 arbejdsdage efter ordningens ikrafttræden.

Hvis der skal ske statsstøtteanmeldelse til Kommissionen med henvisning til retningslinjerne, vil støtten ikke kunne iværksættes, før statsstøttegodkendelsen foreligger. En statsstøtteanmeldelse indebærer således en stand still forpligtelse.

Nedenfor gennemgås de nærmere betingelser for, at en støtteordning, der indebærer statsstøtte til elektricitet produceret på VE-anlæg, kan anses for at være forenelig med EU's statsstøtteregler. I denne forbindelse bør det understreges, at betingelserne i gruppefritagelsesforordningen og i retningslinjerne i et vidt omfang er enslydende. Der er dog enkelte forskelle. Særligt skal det bemærkes, at der ikke er mulighed for at fravige kravet om udbudsprocesser i medfør af gruppefritagelsesforordningen, som der vil være mulighed for i medfør af retningslinjerne. Mindre anlæg (dvs. anlæg med en installeret effekt på under 1 MW, for så vidt angår vind 6 MW eller 6 enheder) er dog generelt undtaget fra kravet om udbudsprocesser både i medfør af gruppefritagelsesforordningen og i medfør af retningslinjerne.¹⁰

Gruppefritagelsesforordningen indeholder desuden visse beløbstærskler for sit anvendelsesområde. Hver medlemsstat kan højst yde 150 mio EUR i samlet årlig driftsstøtte til VE-elproduktion i medfør af gruppefritagelsesforordningen. Dette betyder, at en medlemsstats samlede støtteordninger omfattet af denne bestemmelse ikke må overstige dette loft. Dette loft omfatter dog ikke støtte til små anlæg under 500 kW (for så vidt angår vind 3 MW eller 3 enheder), hvor der i stedet gælder et loft på 15 mio. EUR i støtte per virksomhed

¹⁰ Artikel 42, stk. 8, i gruppefritagelsesforordningen.

per projekt. Såfremt en støtteordning ikke kan holde sig inden for disse tærskler, enten fordi ordningen i sig selv overskrider lofterne, eller fordi andre ordninger har udfyldt medlemsstatens råderum, må retningslinjernes bestemmelser i stedet anvendes¹¹.

Det vil derfor bero på en konkret vurdering, om en støtteordning til landvind, der indebærer statsstøtte, kan iværksættes med henvisning til gruppefritagelsesforordningen (dvs. uden krav om forudgående statsstøtteanmeldelse), eller om støtteordningen i stedet skal anmeldes til Kommissionen med henvisning til retningslinjerne.

3.1 Betingelserne for godkendelse af statsstøtte til VE-elproduktion (herunder landvind): Udbud eller VE-certifikatmarked

Retningslinjerne giver som udgangspunkt mulighed for at tildele driftsstøtte efter følgende grundprincipper, som gælder fra den 1. januar 2017:

1. Støtte bliver tildelt gennem en teknologineutral udbudsproces.
2. Støtte sker gennem et VE-certifikatmarked.

Retningslinjerne beskriver kort muligheden for at give støtte gennem et certifikatmarked, men fokuserer primært på de nærmere vilkår for støtte gennem en udbudsproces.

Udgangspunktet er, at driftsstøtte til VE-elproduktion fremover skal tildeles gennem en teknologineutral udbudsproces. Herudover stiller både retningslinjerne og gruppefritagelsesforordningen krav om, at:

- støtte ydes i tillæg til markedsprisen,
- støttemodtagere er underlagt standardansvar for balancering, og
- der må ikke ydes støtte, når elprisen er negativ¹².

Der er undtagelsesbestemmelser fra de generelle principper i retningslinjerne for støtte gennem en teknologineutral udbudsproces. Der kan under visse betingelser undtages fra kravet om, at udbuddet skal være teknologineutralt og fra selve kravet om udbud. Herudover gælder der visse generelle undtagelser for mindre anlæg. Endelig gælder der særlige regler for støtte til eksisterende biomasseanlæg efter afskrivning af anlæg.

Teknologineutralitet – mulighed for undtagelse fra dette krav

¹¹ Artikel 4, stk. 1, litra v i gruppefritagelsesforordningen.

¹² Retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi, punkt 124.

Retningslinjerne giver mulighed for, at man kan begrænse udbuddet til bestemte teknologier, hvis en procedure, der er åben for alle producenter vil føre til et suboptimalt resultat, der ikke kan findes en løsning på gennem procedureudformningen, navnlig på grund af:

- En given ny og innovativ teknologisk potentiale på lang sigt,
- Behovet for diversificering,
- Netbegrænsninger og netstabilitet,
- Systemomkostninger eller
- Behovet for at undgå, at støtte til biomasse fordrejer forholdene på råvaremarkerne¹³.

Udbudsprocedure – mulighed for undtagelse fra dette krav

Såfremt man ønsker at gennemføre en støtteordning, som helt skal kunne undtages fra kravet om udbud, skal det kunne påvises, at udbuddet vil føre til:

- at kun et enkelt eller et meget lille antal projekter eller anlæg kan være støtteberettigede, eller
- at en udbudsprocedure vil føre til højere støtteniveauer, eller
- at en udbudsprocedure vil medføre en lav gennemførelsesrate af projekter¹⁴.

Hvis støtten ikke bliver tildelt via et udbud, kræver retningslinjerne, at støtten ikke må overstige forskellen mellem de samlede omkostninger og markedsprisen. Samtidigt forpligter medlemsstaten sig til regelmæssigt, og minimum på årlig basis at ajourføre produktionsomkostningerne. Alt efter hvilken type støtteordning der er tale om, vil det enten alene være nødvendigt at regulere støtten for nye anlæg eller også at regulere støtten for anlæg, som allerede er omfattet af den konkrete støtteordning¹⁵. Såfremt der f.eks. er tale om en støtteordning i form af fast pristillæg, vil det have betydning, om markedsprisen for el stiger mere end forudsat ved den oprindelige fastsættelse af støttesatsen i forhold til spørgsmålet om overkompensation. Derfor vil Kommissionen i forbindelse med sådanne ordninger kunne stille krav om årlig overkompensationsvurdering for eksisterende anlæg. Det vil dog under alle omstændigheder være Kommissionen, der vurderer, om betingelserne for undtagelse fra udbud er opfyldt.

Anlæg under 1 MW (vindmøller 6 MW eller 6 enheder)

Det gælder, at støtte til anlæg med en installeret kapacitet på under 1 MW (for så vidt angår vindmølleprojekter 6 MW eller 6 produktionsenheder)¹⁶, under

¹³ Retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi, punkt 126.

¹⁴ Retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi, punkt 126.

¹⁵ Retningslinjerne for statsstøtte miljøbeskyttelse og energi, punkt 131.

¹⁶ Retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi, punkt 127. Der er en uklarhed i reglerne om undtagelsen gælder anlæg *til og med* 6 MW og 6 enheder eller om undtagelsen

alle omstændigheder kan gennemføres uden udbud, hvis støtteordningen følger de ovenfor beskrevne betingelser.¹⁷ Sådanne støtteordninger er underlagt de samme restriktioner, som gælder for de støtteordninger, som undtages fra kravet om udbud, dvs. at støtten ikke må overstige forskellen mellem de samlede omkostninger og markedsprisen. Ligeledes forpligter man sig til regelmæssigt, og minimum på årlig basis, at ajourføre produktionsomkostningerne.

Små anlæg under 500 kW (vindmøller 3 MW eller 3 enheder)

Der gælder yderligere muligheder for lempelser i reglerne for de helt små anlæg. Støtteordninger for anlæg med en installeret kapacitet på under 500 kW (for så vidt angår vindmøller 3 MW eller 3 enheder)¹⁸, er *ikke* omfattet af følgende tre krav, som ellers gælder generelt for de øvrige typer støtteordninger, inkl. støtte som ydes i forbindelse med en udbudsprocedure:

- støtte ydes i tillæg til markedsprisen,
- støttemodtagere er underlagt standardansvar for balancering, og
- der må ikke ydes støtte når elprisen er negativ.¹⁹

Der vil for denne type anlæg være mulighed for at yde støtte i form af en fast afregningspris uafhængig af markedsprisen, også selvom den i perioder måtte være negativ eller måtte overstige den faste afregningspris.

Demonstrationsprojekter

Med demonstrationsprojekter forstås der i medfør af statsstøttereftningslinjerne projekter, der fremviser en teknologi som er den første af sin art i Unionen, og som udgør en væsentlig nyskabelse, der rækker langt ud over det aktuelle tekniske niveau²⁰.

De generelle undtagelser, der gælder for anlæg under 1 MW og under 500 kW, som er beskrevet ovenfor, gælder også for demonstrationsprojekter.

Hvilken type pristillæg kan anvendes?

Retningslinjerne fastslår, at støtten i udbudssituationen tildeles som et tillæg til markedsprisen²¹. Pristillægget til markedsprisen kan så designes på forskellige måder blot tillægget overholder retningslinjernes krav om, at støttemodtager

gælder anlæg *under* 6 MW og 6 enheder. Kommissionen har været blandet i sine tilkendegivelser om forståelsen af denne grænseværdi.

¹⁷ Af bilaget om eksisterende vindmølleparker i Danmark fremgår blandt andet de vindmølleparker, der har mere end seks produktionsenheder og en kapacitet over 6 MW.

¹⁸ Der gælder samme usikkerhed i fortolkning af grænseværdien for vindmøller på 3 MW og 3 enheder, som der gælder for grænseværdien på 6 møller og 6 MW.

¹⁹ Retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi, punkt 125, og gruppefritagelsesforordningens artikel 42, stk. 9.

²⁰ Retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi, punkt 19, nr. 45.

²¹ Retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi, punkt 124.

skal være balanceansvarlig på elmarkedet og ikke kan modtage støtte i timer, hvor markedsprisen er negativ. Der er således både mulighed for at anvende et fast pristillæg og 'Contract for Difference' (CfD)²², som minder om fast afregningspris.

Endelig giver retningslinjerne mulighed for at udforme støtten til små VE-anlæg under 500 kW (for så vidt angår vindmøller 3 MW eller 3 enheder) samt til demonstrationsprojekter som en fast afregningspris uafhængig af markedsprisen, og der er mulighed for at yde støtte, når markedsprisen er negativ. Her er det ikke et krav, at støtten kan defineres som et tillæg til markedsprisen, ligesom støttemodtager ikke behøver at være balanceansvarlig.

Endelig skal det bemærkes, at retningslinjerne kun tillader at give støtte til VE, indtil VE-anlægget er fuldt afskrevet i overensstemmelse med de almindelige regnskabsregler²³.

3.2 Teknologineutralitet

Retningslinjerne stiller ligeledes krav om, at udbudsprocedurene, og dermed støtteordningen, som udgangspunkt skal være teknologineutrale, dvs. udbuddet skal åbne op for, at alle producenter af el fra vedvarende energikilder skal have mulighed for at afgive bud, fordi teknologineutrale udbud som udgangspunkt er omkostningseffektive. Udbuddet kan dog være teknologispecifikt, fx målrettet landvindmøller, hvis et udbud med alle vedvarende energikilder vil føre til et ikke-tilfredsstillende resultat, og der ikke kan tages højde herfor ved tilrettelæggelsen af udbuddet. Ved denne vurdering kan der lægges vægt på:

1. Det længerevarende potentiale ved en ny og innovativ teknologi
2. Behovet for en bred vifte af VE-teknologier
3. Netværksbegrænsninger og netstabilitet
4. Systemomkostninger og systemintegrationsomkostninger
5. Behovet for at undgå at støtte til biomasse fordrejer forholdene på råvaremarkeder

Såfremt en støtteordning anmeldes til Kommissionen i medfør af retningslinjerne, skal Kommissionen godkende medlemsstatens vurdering af, om undtagelsesbestemmelserne kan finde anvendelse. Såfremt ordningen anmeldes efter gruppefritagelsesforordningen, skal der udarbejdes en detaljeret redegørelse

²² Contract for difference gives som et variabelt pristillæg, der beregnes som forskellen på en referencepris i form af elmarkedsprisen (i Danmark vil det typisk være systemprisen på Nordpool) og den aftalte afregningspris. Aktøren skal selv afsætte elektriciteten på elmarkedet og kan dermed agere i forhold til markedssignalerne fra elprismarkedet ved at sælge sin el til en højere pris end den referencepris, der anvendes i kontrakten, uden at dette ændrer pristillægget. Contract for difference anvendes i forvejen ved støtte til havvind efter udbud i Danmark.

²³ Jf. Retningslinjernes punkt 131.

for, at betingelserne for at fravige udgangspunktet om teknologineutralitet er opfyldt. Den redegørelse skal sendes til Kommissionen samtidig med, at Kommissionen underrettes om den nye ordning. Kommissionen kan derfor, efter ordningen er trådt i kraft, vurdere, om den er enig i medlemsstatens redegørelse om ordningen kan omfattes af undtagelsesbestemmelserne. Hvis Kommissionen ikke er enig i denne vurdering, kan Kommissionen efterfølgende pålægge medlemsstaten at tilrette støtteordningen²⁴.

Det vil formentlig være kompliceret at opstille et fuldstændig teknologineutralt udbud, hvor alle typer vedvarende energi konkurrerer mod hinanden. Det vil for eksempel være en udfordring at afklare, hvilken mængde udbuddet skulle koncentreres om. En enhed vindmøllekapacitet vil således ikke levere den samme mængde strøm som en enhed solcellekapacitet og slet ikke på samme tidspunkt. En løsning kunne være, at udbuddet vedrører et antal kWh, der samtidig har samme karakteristika for alle VE-teknologier. I praksis kan det derfor være svært at afgøre, hvor mange kWh der vil blive fremstillet fremover, hvis der laves et teknologineutralt udbud for en given kapacitet (MW).

Retningslinjerne giver som nævnt mulighed for at afvige fra teknologineutralitet, såfremt at en teknologineutral udbudsprocedure vil føre til et suboptimalt resultat²⁵. Et suboptimalt resultat kunne være en unødigt forhøjelse af omkostninger ved projekterne ved udbudsproceduren, eller hvis det teknologineutrale udbud fører til en uhensigtsmæssig sammensætning af energisystemet. Når elsystemet i fremtiden, i højere grad end det er tilfældet i dag, vil være sammensat af en større andel vedvarende energi, så er det vigtigt, at der er forskellige teknologier tilstede til at dække efterspørgslen efter el.

Hvis der eksempelvis udelukkende er vindmøller i elsystemet, så vil det, afhængig af transmissionsforbindelser med udlandet mv., kunne være ganske vanskeligt at dække efterspørgslen efter el, når vinden ikke blæser. Det vil under alle omstændigheder være nødvendigt med teknologier, der kan dække spidslastsbehov, dvs. teknologier, der kan starte meget hurtigt og på alle tidspunkter for at dække en pludselig opstået midlertidig efterspørgsel. Markedsprisen på el vil formentligt, og i hvert fald delvist, afspejle den højere spidsefterspørgsel, men man kan stille spørgsmålstegn ved, om dette er nok til at få etableret de nødvendige teknologier ved teknologineutrale udbud. Det kan derfor vise sig nødvendigt at gøre brug af retningslinjernes undtagelsesbestemmelser og designe udbudssystemerne mere specifikt, så der i el-systemet

²⁴ Kommissionen har i forskellige fora udtalt sig forskelligt om hvorvidt et pålæg om at ændre en støtteordning også kan omfatte anlæg, som allerede er omfattet af den pågældende ordning og om det kan medføre krav om tilbagebetaling af allerede udbetalt støtte. Det kan således være forbundet med en vis risiko at anvende den generelle gruppefritagelsesforordning.

²⁵ De nærmere undtagelsesbestemmelser er forklaret i punkt 126 i retningslinjerne for statsstøtte til miljøbeskyttelse og energi 2014-2020.

vil komme forskellige typer teknologier, der leverer forskellige ydelser. I sidste ende afhænger det dog af, om Kommissionen vil godkende anvendelsen af disse undtagelsesmuligheder.

3.3 PSO-sagen og de nye retningslinjer for statsstøtte

Kommissionen har i 2014 tilkendegivet over for Danmark, at Kommissionen vurderer, at den måde vedvarende energi finansieres på i Danmark potentielt ikke er forenelig med TEUF-traktatens artikel 30 og 110 om diskriminerende told og afgifter. Kommissionen mener, at det danske PSO-system er diskriminerende over for importeret elektricitet, da den danske PSO-tarif pålægges al el, som forbruges i Danmark, mens det kun er indenlandsk produceret el, som har adgang til de støtteordninger, som finansieres af PSO'en. Kommissionen har derfor opfordret Danmark til at ændre dette. Det er således ikke hele PSO-systemet, som Kommissionen opfordrer til at skulle ændres, men alene problemstillingen i forhold til importeret elektricitet.

Danmark har i samarbejde med Kommissionen fundet en løsning for sagen omkring PSO-tariffens traktatstridighed fsva. 2015-16. Løsningsmodellen er et udbud af solceller i 2015-2016 på 20 MW, hvoraf udenlandske projekter kan byde på 2,4 MW. Der stiles mod at have en løsning klar i 2016 på diskriminationsproblemet fra 2017 og frem.

4 Nuværende støtteordning for landvindmøller

I dette kapitel beskrives den eksisterende støttestruktur gældende fra 1. januar 2014, inkl. fire ordninger (grøn ordning, garantiordning, lokalt medejerskab samt værditabsordning), der har til formål at stimulere vindmølleopsætningen. I afsnit 4.22 gives derudover en status for potentialet af udbygning af landvind i Danmark, mens der i afsnit 4.44 præsenteres en business case for en vindmølle under de nuværende regler. For en beskrivelse af tidligere støtteordninger for landvindmøller henvises til delanalyse 1 og bilagskapitel 8 om elnettets opbygning i nærværende analyse, hvor de historiske støtteregler til landvind er præsenteret i tabelformat.

Støtten til landvindmøller gives i flere forskellige former, som kan være vanskelige at sammenligne. I følgende tabel er støtten omregnet til realstøtte per produceret kWh i møllens levetid for en typisk mølle²⁶, men det understreges, at der kan være betydelig variation. Beregningerne og variationen fremgår af de enkelte afsnit i 4.1, hvor de forskellige elementer gennemgås.

²⁶ Der er taget udgangspunkt i en typisk mølle med et 2,75 m² rotorareal per kW kapacitet og en produktion på 3.000 fulldlastimer om året.

Table 1 viser det reale niveau for de forskellige typer støtte for en typisk landvindmølle.

Tabel 1. Støtte til en typisk (ny) landvindmølle

	Støtte (real i møllens levetid) ¹
	Øre/kWh
Pristillæg på 25 øre/kWh nominelt op til støtteloftet (kapacitetsbetaling udbetalt over henved 10 år)	10,4 ¹⁾
Balancegodtgørelse på 1,8 øre/kWh nominelt	1,56
Grøn ordning	0,2
Garantiordning	0
Nettilslutning – distributionsnettet	0,8 ²⁾
Nettilslutning - transmissionsnettet	0 – 2,25 ²⁾³⁾
Nettab i distributionsnettet (rene vindmølleradialer)	0,7
I alt eksklusiv prisloft	13,6 – 15,95

Anm.: I opgørelsen er der ikke taget højde for nedslag i støtten som følge af prisloftet, der reducerer pristillægget, hvis den månedlige elpris overstiger 33 øre/kWh. I 2016 forventes de månedlige elpriser ikke at overstige 33 øre/kWh. På længere sigt kan det dog blive relevant. Størrelsen af nedslaget kan imidlertid ikke umiddelbart kvantificeres, men afhænger af den gennemsnitlige, fremtidige, månedlige elpris.

1) Den reale værdi af pristillægget pr. kWh varierer og afhænger af en række forhold. Her er der taget udgangspunkt i en typisk mølle med et 2,75 m² rotorareal per kW kapacitet og en produktion på 3000 fuldlasttimer om året. Endvidere forudsættes følgende: Møllens levetid er 20 år, den nominelle rente er 5 pct. og inflationen er 1,8 pct. om året.

2) Varierende støtte.

3) Der kan ikke udledes et historisk gennemsnit, og en vurdering vil være forbundet med meget store usikkerheder. Omkostningerne er derfor angivet som et interval, hvor den øvre grænse er fastsat som tilsvarende forventede omkostninger på land til de kystnære møller, hvor den dyreste tilkobling er op imod 1 mio. per MW, hvilket svarer til 2,25 øre/kWh. Omfanget afhænger kritisk af omfanget af VE-udbygningen.

For en typisk mølle, der er opstillet siden 2009, vil den samlede støtte være i størrelsesordenen 14-16 øre/kWh, jf. *table 1*. Tabellen viser det reale niveau for de forskellige typer støtte for en typisk landvindmølle. For den enkelte mølle kan støtten, som det fremgår i det følgende, variere. Støtten kan i visse tilfælde være i størrelsesordenen op mod 30 øre/kWh og også under 10 øre/kWh.

Produktion af el fra vindmøller understøttes også af EU's CO₂-kvotesystem og afgifter ved produktion af anden elproduktion. Der er SO₂- og NO_x-afgifter på udledninger fra termiske værker. De danske værkers omkostninger herved er delvist overvæltet i elprisen (hvilket gør vindmøller mere rentable). Virkningen på prisen er dog beskeden som følge af lave udledninger fra danske værker. Det meste af produktionen af el fra fossile brændsler er omfattet af EU's CO₂-kvotesystem. Udgifterne til CO₂-kvoter er helt eller delvist overvæltet i højere markedspriser på el. I øjeblikket vurderes kvotesystemet ved en kvotepris på ca. 50 kr./t CO₂ at øge markedspriserne for el med ca. 3 øre/kWh i gennemsnit, men mindre på de tidspunkter, hvor vindmøllerne producerer særligt meget.

Disse fordele på i alt i størrelsesordenen 3 øre/kWh for vindmøller er ikke medregnet i oversigten over støtte til landvindmøller i *table 1*, da de opfattes som

internalisering af mere specifikke miljøfordele ved vindmøller. Opgørelsen i *tabel 1* medregner heller ikke den støtte, der i visse tilfælde gives via indkomstskatterne, som f.eks. lempelige afskrivningsregler mv.

4.1 Den nuværende støtteordning

4.1.1 Balancegodtgørelse på 1,8 øre/kWh nominelt

Da Elreformen blev indført i 1999 med dannelse af nordpoolmarkedet, ændredes vindmøllernes vilkår sig fra, at Elkraft og Elsam havde aftaget al produceret vindmøllestrøm til, at vindmøllejerne selv skal afsætte strømmen på Nordpool. Det er kun såkaldt "balanceansvarlige elhandelsselskaber", der kan afsætte strømmen på Nordpool, hvorfor den almindelige vindmøllejer skal indgå en kontrakt med en balanceansvarlig, som afsætter strømmen på Nordpool. Denne service koster noget i form af et administrationsgebyr og en omkostning ved at deltage på nordpool i form af, at den faktisk producerede strøm sjældent svarer præcis til den forudsatte. Derfor er der en omkostning ved at deltage på nordpoolmarkedet for møllerne, når den producerede strøm ikke modsvarer den indmeldte. Denne ekstra omkostning blev vindmøllejerne kompenseret for ved indførelse af en balanceringsgodtgørelse på 2,3 øre/kWh med Elreformen.

Energiforligskredsen har sidenhen besluttet at reducere godtgørelsen fra 1. januar 2016 fra 2,3 øre/kWh til 1,8 øre/kWh nominelt svarende til reelt 1,56 øre/kWh i hele møllens 20 årige levetid ved 5 pct. rente og 1,8 pct. inflation. Balancegodtgørelsen er nominel og udhules over tid af inflationen.

4.1.2 Pristillæg på 25øre/kWh op til loft bestemt af effekt og rotorareal

Det beløbsmæssigt væsentligste tilskud er pristillægget på nominelt 25 øre/kWh. Produktionen, hvortil tilskuddet gives, er begrænset af et loft. Fra 1. januar 2014 fastlægges loftet som en funktion af rotorareal (m^2) og generatorstørrelse (MW). Tilskuddet bliver dermed reelt til et tilskud til møllernes effekt og rotorareal, hvor tilskuddet udbetales gradvist i møllens første leveår afhængigt af produktionen. Tillægget får derfor karakter af en støtte til kapacitet²⁷. Loftet i antal kWh med tilskud under den nuværende ordning beregnes således:

$$6.600h \times kapacitet (kW) + 5.600 kWh/m^2 \times rotorareal (m^2)$$

²⁷ Tilskuddet gives til producerede kWh og mængden af tilskud beregnes på baggrund af vindmøllens installerede kapacitet og rotorareal. Man skal stille anlægget til rådighed og anvende det for at få tilskud i Danmark og ikke blot stille anlægget op. Derfor får tillægget karakter af en støtte til kapacitetsbetaling.

Samtidig indføres et prisloft for summen af markedspris og pristillæg på 58 øre/kWh, således at pristillægget reduceres med 1 øre/kWh for hver øre, når markedsprisen overstiger 33 øre/kWh. Markedsprisen beregnes som et månedligt gennemsnit af Nordpool-spotprisen.

Vindmøller opført før 1. januar 2014 bliver støttet med 25 øre per kWh i 22.000 fuldlasttimer.

Af *tabel 2* fremgår tilskudsloftet til tre forskellige vindmøller efter den tidligere og den nuværende støtteordning.

Tabel 2. Tilskudsloft for forskellige mølletyper før og efter 1/1-14

Fabrikat	Effekt	Dia- meter	Samlet støtte, nuværende ordning	Støtteordning før 1/1 2014.	Forventede årlige fuldlasttimer	Ændring ved forskellige rente- satser (pct.)		
						0	3	6
VESTAS	MW	Meter	kr.	kr.	Timer			
	3	90	13.856.415	16.500.000	2.400	-16	-14	-13
Siemens	2,3	113	17.835.249	12.650.000	4.350	41	37	33
Siemens	2,3	101	15.011.585	12.650.000	3.000	19	16	14

Anm.: Der ses bort fra balancegodtgørelsen på 1,8 øre per kWh, samt aftrapning af pristillægget op til 58 øre per kWh.

For de to Siemensmøller steg støtteloftet med ca. 19 pct. for møllen med 101 m vingediameter og ca. 41 pct. for møllen med 113 meter vingediameter, mens det faldt med ca. 16 pct. for Vestas-møllen. Den ændrede støtteordning har først betydning efter en årrække, afhængig af fuldlasttimerne, og derfor udlig- nes forskellen lidt, når der regnes i nutidsværdi. I tabellen er vist ændringerne ved diskonteringsrenter på henholdsvis 0, 3 og 6 pct.

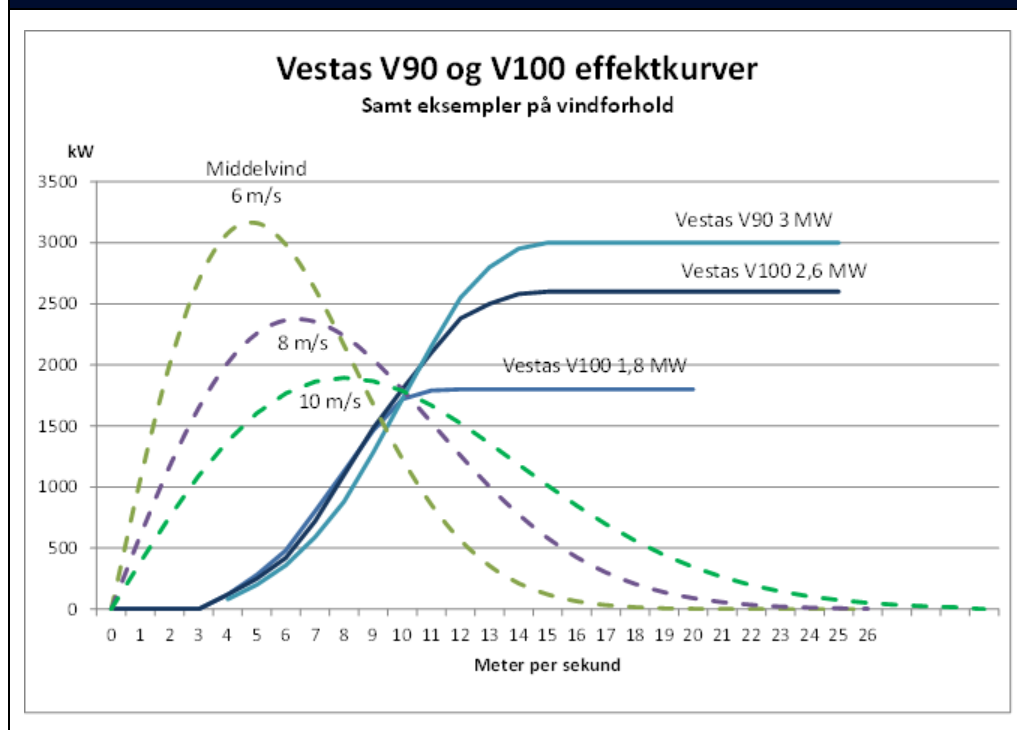
Siemensmøllen med rotordiameter på 101 meter og kapacitet på 2,3 MW vil under de nye regler modtage støtte på i alt 15,0 mio. kr. Efter de gamle regler blev der givet pristillæg i 22.000 fuldlasttimer, dvs. til 22.000 h x 2.300 kW = 50,6 mio. kWh. Den samlede støtte var dermed 0,25 kr./kWh x 50,6 mio. kWh = 12,7 mio. kr. De 12,7 mio. kr. svarer til 5,5 mio. kr. per MW.

Efter de nuværende regler bliver støtten på 3,8 mio. kr. vedrørende kapacitet (6.600 timer x 2.300 kW x 0,25 kr./kWh) for begge Siemensmøller. Støtten til rotorarealet bliver ca. 11,2 mio. kr. $(0,25 \text{ kr./kWh} \times (101/2 \text{ m})^2 \times \pi \times 5.600 \text{ kWh/m}^2)$ for møllen med diameter på 101 meter og ca. 14,0 mio. kr. for møl- len med diameter på 113 meter. Den samlede støtte bliver dermed på 15,0 mio. kr. for møllen med en diameter på 101 meter og 17,8 mio. kr. for møllen med en diameter på 113 meter.

Støtteloftet efter det nye og gamle system er identisk, såfremt det gælder, at der er $(22.000 - 6.600)/5.600 = 2,75 \text{ m}^2$ rotorareal per kW effekt.

En vindmølles egenskaber er i høj grad bestemt af kombinationen af generatorens effekt og rotorarealet. Rotorarealet bestemmer sammen med vindforholdene, hvor meget energi, der potentielt kan høstes af vinden. Generatorens størrelse bestemmer hvor meget energi, møllen maksimalt kan producere. For at illustrere dette, er der i *figur 1* vist effektkurven for tre forskellige Vestas-modeller: En 3,0 MW V90 med 90 meter rotordiameter ($2,1 \text{ m}^2/\text{kW}$), samt en 2,6 MW ($3 \text{ m}^2/\text{kW}$) og en 1,8 MW ($4,4 \text{ m}^2/\text{kW}$) udgave af V100 (100 meter rotordiameter). Forholdet imellem rotorareal og effekt spænder således fra 2,1 til 4,4. Figuren indeholder også en illustration af spredningen omkring middelvinden.

Figur 1. Effektkurver for forskellige Vestas vindmøller samt eksempler på vindforhold med en gennemsnitlig vindhastighed på henholdsvis 6, 8 og 10 meter per sekund.



Kilde: Vestas og Energistyrelsens beregninger.

Af figuren fremgår umiddelbart den store forskel i vindmøllernes maksimale effekt. Forskellene ved vindstyrker fra 4 til 10 m/s er for de tre møller meget begrænsede. Som det fremgår af vindfordelingerne, er der imidlertid stor forskel på produktion fra de tre møller, når der er kraftigere vind. Møller med $4,4 \text{ m}^2/\text{kW}$ når deres maksimale produktion ved 11 m/s, mens møller med $2,1 \text{ m}^2/\text{kW}$ når deres maksimale produktion ved 15 m/s. Dette bliver tydeligt i *tabel 3* nedenfor.

Tabel 3. Vindmøllernes årlige produktion i forskellige vindforhold

	V100 1,8 MW		V100 2,6		V90 3 MW	
	4,36 m ² /kW		3,02 m ² /kW		2,12 m ² /kW	
Middelvind	Årlig pro- duktion (MWh)	Fulldlastimer	MWh	Fulldlastimer	Årlig pro- duktion (MWh)	Fulldlastimer
6 m/s	5.400	3.000	5.680	2.185	5.240	1.747
8 m/s	8.150	4.528	9.510	3.658	9.490	3.163
10 m/s	9.640	5.356	12.470	4.796	13.030	4.343

Kilde: Vestas og Energistyrelsens beregninger.

Anm.: Den årlige produktion (i MWh) er givet ved vindkurven (hyppighed) multipliceret med effektkurven, se tabel 1.

Tabel 3 viser den årlige produktion for de tre mølletyper. Effektkurven og vindforhold (se figur 1) giver den årlige produktion i MWh, som angivet i tabellen. Heraf ses det, at en mølle af typen V90 3 MW under svage vindforhold producerer næsten det samme som V100 1,8 MW-mølle (hhv. 5.240 og 5.400), og godt 400 MWh mindre end 2,6 MW-udgaven af V100 (hhv. 5.240 og 5.680).

Men jo bedre vindforhold, jo bedre kan det svare sig med en større generator: produktionen for V90 3 MW er ved en middelvind 10 m/s således større end de to andre møller. V90 3 MW er givetvis en dyrere mølle end fx 1,8 MW udgaven, og vindforholdene afgør, hvilken af møllerne der giver det bedste afkast.

Desuden ses det, at mange fulldlastimer altid er et udtryk for en lav udnyttelse af rotorarealet, men økonomisk kan det give god mening. Det bemærkes derudover, at data indikerer, at der er andre forhold end vindforhold, effekt (MW) og rotorareal (m²/kW), der er forskellige for de 3 mølletyper i tabel 3.

Virkning af den nuværende støtteordning

Støtteordningen, der var gældende før 1. januar 2014, blev kritiseret for at lægge for meget vægt på vindmøller med stor kapacitet²⁸. Tages der udgangspunkt i ovenstående tabel 3 kunne det f.eks. medføre, at det for opstiller kunne være fordelagtigt at vælge en V90 3MW frem for en V100 1,8 MW mølle til området med en middelvind på 6 m/s, uanset den dårlige udnyttelse af generatoren og den forholdsvis beskedne merproduktion. Dette medfører ikke kun, at der overinvesteres i mølleversioner med en stor generator, men også i en mindre jævn elproduktion, hvor den ekstra elproduktion ligger i perioder med høj vind og dermed også normalt relativt lave priser.

²⁸ Hvis man ser bort fra renter, medførte støtteordningen reelt en støtte på 5,5 mio. kr. pr. MW installeret effekt.

Støttereglerne blev derfor omlagt ved at dele støtten op, så den også afhænger af rotorarealet. Derved mindskes incitamentet til at investere i en større, men samfundsøkonomisk u hensigtsmæssig, generator. Målet var dermed, at rotorarealet skulle stige i forhold til den installerede effekt. Det vil føre til en mere jævn elproduktion fra landvindmøller og en højere benyttelsestid for møllerne.

I det følgende foretages en vurdering af nogle mulige virkninger af de nuværende støtteregler. Det gøres ved hjælp af data for installeret effekt og rotorareal for møller opstillet i de senere år. Det skal understreges, at der er en række usikkerheder forbundet med analysen, herunder fordi de nye støtteregler kun har været i kraft siden begyndelsen af 2014.

Tabel 4 og tabel 5 viser antal opstillede møller over de seneste 7 år og nogle af møllernes karakteristika for møller med en kapacitet på hhv. over og under 100 kW. For de store møller (tabel 4) har rotorarealet udgjort mellem 2,54 m²/KW og 2,84 m²/KW i perioden 2009-2013, hvilket indikerer, at i det mindste ved uændret adfærd er der nogenlunde samme støtte ved den gamle støtteordning som ved den nuværende, jf. at støtteloftet er uændret for en mølle, hvor rotorarealet svarer til netop 2,75 gange generatorens effekt.

Tabel 4. Oplysninger om landmøller over 100 kW opstillet 2009-2014

	Enhed	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Antal møller	Stk.	49	55	72	55	114	37	71
Effekt i alt	MW	106,2	156,9	188,9	171,3	345,2	105,9	216,7
Effekt gennemsnit	MW	2,2	2,9	2,6	3,1	3	2,8	3,1
Rotorareal gennemsnit	M2	5.959	7.256	7.439	8.752	8.330	8.712	9.025
Navhøjde gennemsnit	M	74,8	81,7	78,8	87,5	85,1	92,6	85,8
Areal/effekt	M2/KW	2,75	2,54	2,84	2,81	2,75	3,07	2,95

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister af 22. januar 2016.

Tabel 5. Oplysninger om landmøller under 100 kW opstillet 2009-2014

	Enhed	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Antal møller	Stk.	9	21	20	16	56	55	527
Effekt i alt	MW	0,19	0,3	0,29	0,26	1,05	0,84	6,03
Effekt gennemsnit	MW	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01
Rotorareal gennemsnit	M2	107	93	131	116	108	100	93,6
Navhøjde gennemsnit	M	14	14,7	17,3	17,3	18,7	18,6	19,4
Areal/effekt	M2/KW	5,02	6,6	8,99	7,05	5,78	6,58	8,55

Anm.: Inklusiv husstandsmøller. Husstandsmøller kan støttes efter regler for husstandsmøller eller efter ovenfor beskrevne regler. Hvis husstandsmøller støttes efter ovenfor beskrevne regler, så må møller ikke være tilsluttet i egen forbrugsinstallation.

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister af 22. januar 2016.

Som det ses i *tabel 4* er der i 2014 sket en stigning på ca. 12 pct. i rotorareal i forhold til generatoreffekten i sammenligning med de foregående år. Stigningen i 2015 i forhold til perioden 2009-2013 er ca. 7 pct. Det er sandsynligt, at stigningen i rotorareal i forhold til effekt har en forbindelse med den nuværende regulering. Herved skal der tages højde for, at vindmølleprojekter ofte tager over to år fra planlægning til realisering. Den nye regulering blev aftalt i Energiaftalen fra marts 2012, hvorfor mange vindmøller der er sat op i 2014 og 2015 allerede var planlagt før vedtagelsen af den nuværende regulering. Investorerne kan dog allerede have haft en forventning om den nuværende regulering før vedtagelsen, og tilpasset deres projekter derefter. Samtidig har det for en del projekter været muligt enten at fremskynde projekter, så at de blev realiseret inden d. 1. januar 2014 eller forsinke dem til efter den dato, så at projekterne opnåede den mest fordelagtige støtte. Stigningen i 2014 i forholdet mellem rotorareal og effekt udtrykker derfor ikke nødvendigvis den fulde tilpasning til den nuværende støtteordning. På den ene side kan det være en overreaktion, da der var mulighed for at vælge mellem to støtteniveauer, jf. faldet fra 2014 til 2015. På den anden side er det ikke udelukket, at forholdet mellem rotorareal og effekt på sigt bliver større end 3,07 m²/kW på grund af den nye regulering.

For de små husstandsmøller gælder, at støtteloftet er sat op for samtlige møller, hvis møller afregnes efter reglerne beskrevet ovenfor. I praksis har det sandsynligvis ikke den store betydning, da de fleste af disse møller ikke ville opnå det gamle loft på 22.000 fuldlasttimer over deres levetid.

Desuden er støttereglerne for husstandsmøller med en installeret effekt på 25 kW eller derunder, som er tilsluttet i egen forbrugsinstallation, ændret i oktober 2015. Lovforslaget er trådt i kraft den 1. januar 2016. Afregningsprisen er sat væsentligt ned og støtteperioden er afkortet fra 20 til 12 år. Det skyldes formentlig den voldsomme stigning for mindre møller, der ses for 2015 i *tabel 5*.

I 2013 var der en stor stigning i opstilling af både store og små møller. For de store møller er opstillingen af nye møller faldet igen i 2014, mens der blev opstillet færre møller end i alle årene 2009-2013. Opstillingen af små møller i 2014 er mere på niveau med 2013. I 2015 er der sket en stor stigning i antal opstillede små møller. Det skyldes formentlig de gunstige afregningsvilkår.

Man bør være opmærksom på, at der er betydelig spredning omkring gennemsnitstallene i *tabel 4* og *tabel 5*. Der er væsentlig forskel på forholdet mellem rotorareal og effekt for de små møller og de større møller. For nye møller er det dog langt hovedparten af produktionen, der finder sted på møller med en kapacitet på over 2 MW.

Beregning af realtilskud i hele møllens levetid

Beregningerne nedenfor tager udgangspunkt i observationerne fra 2014 i *tabel 4*. Som tilskudsreglerne er skruet sammen, er der realt den samme støtte per kWh (10,4 øre/kWh) ved 3.000 fulldlasttimer for en mølle med 2,75 m²/kW som for en mølle med 3.252 fulldlasttimer, dvs. 8,44 pct. flere fulldlasttimer, hvis denne mølle har et rotorareal, der er 12 pct. større, altså på 3,07 m²/kW. Dvs. at den reale støtte er den samme når produktionen stiger 0,7 pct. og arealet stiger 1 pct.

Pristillægget på 25 øre/kWh op til et loft kan omregnes til et realtilskud pr. produceret kWh i hele møllens levetid. Realtilskuddet pr. kWh vil være forskelligt alt efter, hvor mange fulldlasttimer møllen yder per år. Antallet af fulldlasttimer er bestemt af møllens specifikationer og de lokale vindforhold. I *tabel 6* er vist realværdien af 25 øre/kWh pristillæg med loft ved forskellig produktion ved en række forudsætninger: Der er forudsat en nominal rente på 5 pct. (og inflation på 1,8 pct.) og en levetid på henholdsvis 20 år og 25 år. Fulldlasttimerne er vist for en mølle, hvor der er 2,75 m² rotorareal per kW. Til sammenligning er den årlige realomkostning per kWh ved en investeringsudgift på 10 mio. kr. vist i sidste kolonne.

Tabel 6. Pristillægget med loft omregnet til realtilskud per kWh ved forskelligt produktionsomfang

Antal fulldlasttimer ved 2,75 m ² /kW	Antal fulldlasttimer ved 3,07 m ² /kW	Antal år, hvor støtten gives	Nutidsværdi af støtte	Real støtte per produktion ved 20 år	Real støtte per produktion ved 25 år	Real omkostning per kWh vedrørende investering 20 år
Timer	Timer	År	Mio. kr./MW	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
2.000	2.268	11	4,2	14,4	12,3	34,7
2.500	2.710	8,8	4,4	12,1	10,4	27,7
3.000	3.252	7,3	4,5	10,4	8,9	23,1
3.500	3.794	6,3	4,6	9,2	7,8	19,8
4.000	4.336	5,5	4,7	8,2	7	17,3

* Det er antaget, at møllen med 2,75 m²/kW har en investeringsudgift på 10 mio. kr., mens den med 3,3, m²/kW har en investeringsudgift på 10,84 mio. kr.

Det fremgår af tabellen, at realtilskuddet pr. produceret kWh i hele levetiden falder med antal fulldlasttimer. Dette skyldes, at ens møller får ens total nominal tilskud over levetiden, hvorfor større produktion mindsker støtten per produceret enhed. Samtidig opnås den maksimale støtte hurtigere, når møllen producerer mere per år, og støtten falder per kWh, når møllens levetid øges, da møllen i så fald vil producere mere. Nutidsværdien af støtten stiger ved højere produktion, da støtten ved højere produktion opnås over kortere tid. De reale omkostninger per kWh falder ved øget produktion, da størstedelen af omkostninger stammer fra de faste investeringsomkostninger. Realtilskuddet er afhængigt af rentesatsen, jf. *boks 1*. Ved en nominal rente på 4 pct. svarer

tilskuddet til reelt 9,6 øre/kWh og ikke 10,4 øre/kWh som ved driftstid på 3.000 timer og 20 års levetid.

Boks 1. Beregning af reale støttesatser

Det er hensigtsmæssigt at kunne sammenligne niveauet for forskellige tilskudssatser mv. Priserne for el, investeringsudgiften til vindmøller og løbende udgifter til reparation og vedligeholdelse angives ofte i et bestemt års prisniveau. Når inflationen er 1,8 pct. om året, vil en pris på 30 øre/kWh i 2013-priser stige til 30,5 øre/kWh i 2014, 31,1 øre/kWh i 2015, 31,6 øre/kWh i 2016 osv.

De fleste tilskudssatser er fastsat i lovgivningen som nominelle beløb. Det vil sige, at satsen ikke reguleres med prisudviklingen. Støttesatsernes reale værdi udhules således gradvist af inflationen.

En nominel tilskudssats kan omregnes til en real tilskudssats per produceret kilowatt-time i hele møllens levetid. Omregningen sker således, at nutidsværdien af det nominelle tilskud i hele møllens levetid er identisk med nutidsværdien af et tilskud der reguleres med prisudviklingen. Nutidsværdien findes ved at diskontere de fremtidige støttebeløb med renten.

Balanceringsstilskuddet på 1,8 øre/kWh svarer til et reelt tilskud på 1,56 øre/kWh i møllens forventede levetid på 20 år ved en nominel rente på 5 pct. og en inflation på 1,8 pct. Realværdien af tilskuddet reduceres med 16,3 pct. efter 10 år og med 30,0 pct. efter 20 år.

Pristillægget på nominelt 25 øre/kWh, der udbetales indtil et vist produktionsloft er nået, kan også omregnes til et reelt tilskud per kWh i møllens levetid. Ved en rente på 5 pct. og 1,8 pct. inflation svarer de 25 øre/kWh i 8 år til et ensartet reelt tilskud på 11,2 øre/kWh, der reguleres med prisudviklingen, i hele møllens levetid på 20 år. Hvis pristillægget i stedet omregnes til et fast nominelt tilskud i hele møllens levetid vil det være ca. 13 øre/kWh.

Som tilskudsreglerne er skruet sammen, er der reelt den samme støtte – 10,4 øre/kWh – ved 3.000 fuldlasttimer for en mølle med 2,75 m²/kW som for en mølle med 3.420 fuldlasttimer – 14 pct. mere – hvis denne mølle har et rotorareal på 3,3 m²/kW og produktionen stiger 0,7 pct. når arealet stiger 1 pct.

Realomkostningen på 23,1 øre/kWh til forrentning og afskrivning af investeringsudgiften på 10 mio. kr., der gælder ved 3.000 fuldlasttimer for 2,75 m²/kW møllen, er tilsvarende den samme for 3,3 m²/kW møllen, hvis møllen tilfældigvis koster 14 pct. mere, altså 11,4 mio. kr./MW.

Sammenhæng mellem vindforhold og fuldlasttimer

Ofte fortolkes fuldlasttimerne som et mål for vindrigheden. Er der 4.000 fuldlasttimer fortolkes det som dobbelt så vindrigt, som hvis der er 2.000 fuldlasttimer. Omkostningerne til renter og afdrag er da alt andet lige 34,7 øre/kWh for det vindfattige område mod det halve, godt 17,3 øre/kWh, for det vindrige område. Altså en forskel alt andet lige på godt 17,3 øre/kWh.

Men de 4.000 fuldlasttimer kan også skyldes, at der er en mølle med 3,07 m²/kW på det sted, hvor en mølle på 2,75 m²/kW ville have produceret 3.690 fuldlasttimer. Hvis denne mølle koster 8,4 pct. mere, er omkostningen til afskrivning og forrentning på 19,8 øre/kWh. Hvis møllen med 2.000 fuldlasttimer slides mindre, og her kan holde til 25 år, vil den årlige omkostning være på ca. 29,8 øre/kWh.

Tilsvarende kan en driftstid på 2000 timer gælde for et sted hvor der anvendes en mølle med 2,1 m²/kW, mens der med en mølle på 3,3 m²/kW ved samme vindforhold kunne forventes en produktion på 40 pct. ekstra eller 2.800 driftstimer.

Fulldlasttimerne afhænger således af vindforholdene og møllens konfiguration. En vigtig egenskab ved møllen er forholdet mellem rotorareal og MW. For samme effekt vil det, alt andet lige, gælde, at jo større rotorareal, og dermed flere fulldlasttimer, jo højere støtte, pga. den større vindmølle. Der kan også være forskelle fra mærke til mærke og model til model, f.eks. må det forventes, at møller med længere levetid og/eller lavere vedligeholdelsesomkostninger har en højere pris.

Ser man på realstøtten per kWh i *tabel 6* ses det, at den varierer med 5-6 øre/kWh ved samme levetid. Hvis forskelle i vindforholdene er den eneste årsag til variation i fulldlasttimer, kan det opfattes som at støtten er differentieret med 5-6 øre/kWh mellem de mest vindrige og de mest vindfattige områder. Som nævnt vil en del af variationen i fulldlasttimerne dog skyldes forskelle i møllernes konfiguration.

Som det fremgår, er forsøg på opgørelse af vindrigthed ved fulldlasttimer usikker, da fulldlasttimer er et imperfekt mål for vindrigtheden. Ligeledes er det svært at afgøre om merproduktionen fra møller med en relativ stor rotor skyldes den højere effektivitet ved samme vindforhold.

4.1.3 Nettilslutning og nettab

Ud over de nævnte støttesatser, støttes vindmøller via PSO-finansierede nettilslutningsomkostninger. Disse beskrives her.

Nettilslutning fra vindmøllerne til transmissionsnettet

For vindmølleparker større end 1,5 MW har netselskabet pligt til at føre et nettilslutningspunkt frem til området, samt foretage nødvendige forstærkninger i det eksisterende net. Typisk er det nødvendigt at udbygge og forstærke nettet under 100 kV, det såkaldte distributionsnet²⁹, når vindmøller skal tilsluttes transmissionsnettet. Disse omkostninger afholdes i første omgang af netselskaberne. Energinet.dk dækker herefter netselskabernes omkostninger til nettilslutningen, der således finansieres af PSO. Nettilslutningsomkostningerne svarer i gennemsnit til et realtilskud på ca. 0,8 øre/kWh i hele vindmøllens levetid, jf. også *afsnit 6.3.2* med en mere udførlig beskrivelse af nettilslutningsomkostningerne.

²⁹ Distributionsnettet er det kollektive el-net under 100 kV, og det er ejet og drevet af distributionselskaberne.

Nettilslutning og investeringer i transmissionsnettet

I de ovennævnte omkostninger på 0,8 øre/kWh til nettilslutning af landvindmøller indgår ikke eventuelle udgifter til udbygning og forstærkning af el-transmissionsnettet, der er ejet og drevet af Energinet.dk. En vurdering af omkostningerne vedr. transmissionsnettet er forbundet med stor usikkerhed, og det er vanskeligt at fastsætte et fremadrettet gennemsnit for omkostningerne per MW ny vindmøllekapacitet. Omkostningerne er derfor angivet som et interval. Typisk foretages der ikke forstærkninger af transmissionsnettet udelukkende af hensyn til vindmølleudbygningen. Den nedre grænse er således sat til 0. Den øvre grænse er bestemt ud fra Energinet.dk's skøn for omkostningerne på land til kystnære havvindmøller, hvor den dyreste tilkobling er op imod 1 mio. kr. per MW, hvilket svarer til ca. 2,25 øre/kWh. Det bemærkes, at en udbygning af transmissionsnettet kan reducere omkostningerne til nettilslutning i distributionsnettet.

Omkostningerne til Energinet.dk's Kabelhandlingsplan er ikke medtaget i *tabel 1*, da det antages, at det primære formål er at få kablerne i jorden, og at det i den forbindelse er nærliggende at benytte den unikke mulighed for at revurdere linjeføringen i forhold til fremtidens el-system.

Hensynet til at få afsat el fra vindmøller må imidlertid forventes i stigende grad at være bestemmende for udbygningen af kapaciteten på transmissionsnettet, herunder forbindelser til udlandet. Det skyldes dels at produktionen fra vindmøller kommer til at udgøre en større andel af den samlede el-produktion, dels at produktionen fra vindmøller varierer mere end elforbruget. På sigt må spidsbelastninger af transmissionsnettet således i højere grad forventes at skyldes variation i produktionen fra vindmøller end variation i elforbruget. Denne udvikling vil trække i retning af højere udgifter til udbygning af transmissionsnettet som følge af udbygning af vindmøller.

Nettab på rene vindmølleradialer

Nettabbet på rene vindmølleradialer – dvs. kabelforbindelser, der alene er etableret af hensyn til vindmøllerne – finansieres af PSO. Af *tabel 7* fremgår udgifterne til nettab pr. produceret kWh i perioden 2009-2013. Nettabet har udgjort i størrelsesordenen 0,7 øre pr. kWh i de seneste år. Det bemærkes, at omkostninger til nettab afhænger af markedsprisen på el.

Tabel 7. Nettab på rene vindmølleradialer

	Nettab, kr.	Produktion, mio. kWh	Nettab, øre/kWh
2009	30.517.004	5.052	0,60
2010	35.080.899	5.164	0,68
2011	49.587.994	6.389	0,78
2012	39.695.112	6.779	0,59
2013	44.902.685	6.772	0,66

Kilde: Energinet.dk og egne beregninger.

4.1.4 PSO-fremskrivning for støtte til landvind under de gældende regler

I det følgende belyses omkostningerne til støtten til landvind. PSO-udgifterne til den ovenfor beskrevne støtteordning er nærmere præsenteret i Afgifts- og tilskudsanalysens delanalyse 2 om ”Omkostninger til offentlige forpligtelser (PSO)”. Deri er en større præsentation af en fremskrivning af PSO-omkostningerne fordelt på forskellige VE-teknologier, herunder omkostninger til støtte til landvind.

PSO-fremskrivningen er baseret på en foreløbig fremskrivning af elpriserne, som forventes at blive revideret og konsolideret i 2. kvartal 2016. Baseret på den konsoliderede elprisfremskrivning vil der efterfølgende blive udarbejdet en revideret PSO-fremskrivning. Som grundlag for beregningen er der gjort en række antagelser både om den konkrete udbygning med VE-anlæg samt om, hvordan denne udbygning finansieres via PSO.

Tabel 8 viser den forudsatte nettoændring i energiproduktion fra 2016 til 2020 for de landvindmøller der støttes via PSO samt den beregnede udvikling i PSO-omkostninger i mio. kr. til landvind frem til 2020.

Tabel 8. Landvindkapacitet og PSO-omkostninger til landvind frem til 2020

	2016	2017	2018	2019	2020
Elproduktion i TWh/år, landvind	8,8	8,8	9,0	9,1	9,2
PSO-udgifter, mio. kr., 2016-priser	1.616	1.429	1.255	1.094	908

Kilde: Energistyrelsens foreløbige PSO-fremskrivning januar 2016.

4.1.5 Konsekvenser for udgiftsniveauet ved omlægningen til den nuværende støtteordning?

Alt andet lige vil den samlede støtte til landvind blive den samme ved den nuværende og gamle støtteordning, hvis rotorarealet er 2,75 m²/KW. Det har nogenlunde været gældende i årene 2009-2013 i gennemsnit. De nye regler tilskynder, at der ved et givet rotorareal vælges en mindre generator, eller at der ved given generator vælges et større rotorareal. Hvis det nye niveau fx

bliver på $3,07 \text{ m}^2/\text{kW}$ som i 2014, det vil sige 12 pct. mere end før, jf. *tabel 4*, vil det øge støtteloftet fra 22.000 fuldlasttimer til ca. 23.850:

Før var støtteloftet på $6.600 \text{ timer} + 2.750 \times 5,6 = 22.000$ fuldlasttimer

Efter er støtteloftet på $6.600 \text{ timer} + 3.080 \times 5,6 = 23.848$ fuldlasttimer.

Det er vanskeligt at vurdere, hvor meget forholdet stiger efter omlægningen 1. januar 2014. Vurderet ud fra erfaringerne for 2014 og tidligere år vil vingearreal som nævnt stige ca. 12 pct. i forhold til effekt, fra ca. $2,75 \text{ m}^2/\text{kW}$ til ca. $3,07 \text{ m}^2/\text{kW}$. Vurderet ud fra erfaringerne for 2015 vil forholdet stige med ca. 7 pct. til ca. $2,95 \text{ m}^2/\text{kW}$. Vurderet ud fra de modeller Vestas og Siemens markedsfører, vil forholdet måske stige med 16 pct. fra $2,75 \text{ m}^2/\text{kW}$ til $3,18 \text{ m}^2/\text{kW}$, jf. det uvægtede gennemsnit for de forskellige modeller i *tabel 9*.

Tabel 9. Forhold mellem rotorareal og effekt for møller i Vestas og Siemens

Effekt	Diameter	Areal	-
MW	M	m ²	m ² /kW
Vestas			
8	164	21.124	2,64
3,5	112	9.852	2,86
3,3	126	12.469	3,78
3,3	117	10.751	3,26
3,3	112	9.852	2,99
3,3	105	8.659	2,62
3	90	6.362	2,12
2,6	100	7.854	3,02
2	110	9.503	4,75
2	100	7.854	3,93
2	90	6.362	3,18
1,8	100	7.854	4,36
1,8	90	6.362	3,53
Siemens			
7	154	18.627	2,66
6	121	11.499	1,92
4	130	13.273	3,32
4	120	11.310	2,83
3,6	120	11.310	3,14
3,3	130	13.273	4,02
3,2	108	9.161	2,86
3,2	101	8.012	2,50
3	108	9.161	3,05
3	101	8.012	2,67
2,3	108	9.161	3,98
2,3	101	8.012	3,48
Uvægtet gennemsnit	-	-	3,18

Kilde: Produktkatalog, 10. december 2014.

Her er forsigtigt lagt til grund, at hele adfærdsvirkningen fra omlægningen af støtten er realiseret allerede i 2014.

Støtteloftet er således steget 8,4 pct. ved en given effekt. Det ekstra rotorareal øger produktion per MW eller driftstiden. Antages det, at en forøgelse af rotorareal med 1 pct. alt andet lige øger produktionen med 0,7 pct., og en forøgelse af effekten med 1 pct. øger produktionen med 0,3 pct., vil stigningen i rotorareal på 12 pct. ved en given effekt øge produktionen med 8,4 pct. Under disse forudsætninger er støtteloftet i kWh uændret, mens støtten per MW er steget 8,4 pct.

Hvis produktionen ved forøgelse af rotorarealet med 1 pct. stiger med mindre end 0,7 pct., vil støtten per kWh stige, og omvendt. Stiger produktionen alene med 50 pct. af stigningen i rotorarealet, og rotorarealet stiger med 12 pct., stiger støtteloftet med 8,4 pct. og produktionen med 6 pct. Det giver en stigning i støtten på ca. 2,42 pct. eller 0,2-0,3 øre/kWh.

I *figur 31* er vist beregninger for en enkelt mølletype, som kan give en indikation af sammenhængen mellem rotorareal og produktion. Det ses, at hvis rotorarealet stiger med ca. 18 pct. ved en given effekt (101 meter i stedet for 93 meter for en mølle med 2,3 MW) stiger produktionen med ca. 6 pct. for ruhedsklasse 0 og med ca. 10 pct. for ruhedsklasse 3. Stiger rotorareal med 29 pct., stiger produktion ca. 15 pct. for ruhedsklasse 0 og med 25 pct. for ruhedsklasse 3.

Det kunne tilsige, at produktionen stiger mindre end 70 pct. af stigningen i rotorarealet, når rotorarealet efter de foreløbige iagttagelser fra 2014 stiger så meget, som det nu gør.

Samlet vurderes det på baggrund af udviklingen i 2014, at støtten blev sat op svarende til omkring 0,25 øre/kWh.

4.1.6 Forskellige vindforholds betydning for produktionen af el

Formålet med dette afsnit er at se på, om den nuværende støtteordning er bedre til at differentiere støtten sådan, at de bedst placerede møller får mindre støtte end de mindre godt placerede møller. Produktionen fra en vindmølle afhænger af mange forskellige forhold, og det er vanskeligt at opgøre den egentlige produktionskapacitet eller størrelse ved ét tal udover end ved den faktiske produktion. Men den faktiske produktion afhænger også af de lokale vindforhold. Disse er kun indirekte afspejlet i nærværende analyse, som forklaret nedenunder i forbindelse med *figur 2*. Analysen er bl.a. herfor behæftet med en vis usikkerhed. De forskellige dele af møllen skal dimensioneres efter hinanden, og sammenhænge er ikke altid lineære. Rotorareal angiver den teoretiske produktion, men vinger kan være udformet på forskellig vis, således at udnyttelsen af vindens energi kan være forskellig ved samme rotorareal.

Givet højde, rotorareal og vindforhold vil en forøgelse af effekten reducere produktionen ved lave vindhastigheder, fordi det er sværere at få møllen til at snurre, men samtidig muliggøres højere produktion ved kraftige vinde.

Energien i vinden stiger med hastigheden i anden og produktionen med hastigheden i tredje. En meget stor del af produktion vil derfor være koncentreret i de vindrige perioder.

Givet generatorstørrelse og vind vil en forøgelse af rotorarealet øge produktionen ved lave vindhastigheder. Man kan derfor forvente, at hvis rotorarealet

øges i forhold til effekten, vil en større del af effekten alt andet lige blive udnyttet. Man kan også udtrykke det således, at på vindfattige steder synes det umiddelbart optimalt at have en forholdsvis stor rotordiameter. I praksis synes det umiddelbart, at det er den maksimale størrelse givet af tilladelser og afstandsforhold i områderne, og derfor står opstillers valg primært mellem en større eller mindre generator til stort set samme rotorareal.

I det følgende belyses investeringsadfærden ved at se på de møller, der er tilsluttet i 2009-2012 og som derfor har haft mulighed for at producere i 2013. Der ses alene på møller over 2 MW. I praksis er det forholdsvis få møllemødder, der bliver opsat. I *tabel 10* er vist data for de mest almindelige møller.

Tabel 10. Oversigt over vindmøllemerker med effekt over 2 MW opsat 2009-2012

Antal	Fabrikat	Mærke	Effekt MW	M2/kW	Ændring loft	Benyttelsestid pct.
(7) ³⁾ -	Vests	V 90 2 MW	2	3,18	+11 pct.	?
(20) ²⁾	(Vestas)	V 80 2 MW	2	2,51	-6 pct.	30,5
56	Siemens ¹⁾	SWT 2,3-93	2,3	2,95	+5 pct.	33,7
48	Vestas	V 90 3 MW	3	2,12	-16 pct.	26,9
32	Siemens	SWT 3,0-101	3	2,67	-2 pct.	31,9
42	Vestas	V112 3 MW	3,075	3,2	+12 pct.	38,7
6	Siemens	SWT 3,6-107	3,6	2,5	-6 pct.	37,6
8	Siemens	SWT-3,6-120	3,6	3,14	+10 pct.	37,6
5	Andre		Op til 6 MW	3,1-4,36		

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

1) I visse tilfælde oplyses også diameter på 92 meter, hvorved M²/kW bliver ca. 2,89.

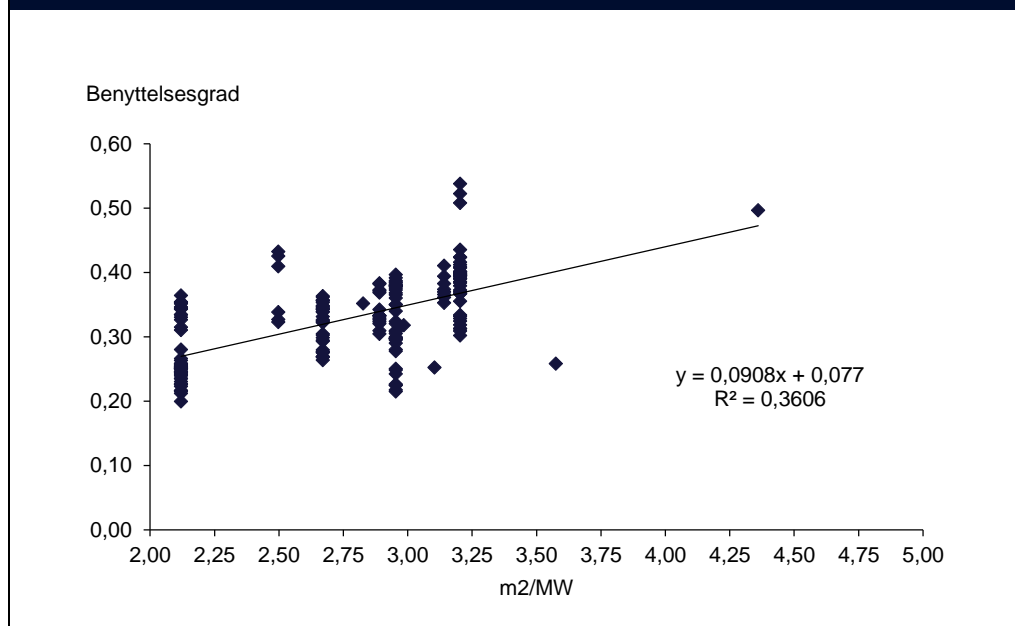
2) Er med til orientering i denne tabel, men ikke i regression.

3) Ikke med i regression opstillet fra 2013.

Som det ses i *tabel 10* er der ikke nogen større systematisk virkning af den nuværende støtteordning for de to leverandører. Vestas vil tabe på den anden og fjerde model, men vinde ved den første og sjette model. Man skal have det begrænsede antal modeller i erindring, når man ser på sammenhængen. I praksis må man sammenligne de to typer Vestas-møller og Siemens 3,6 MW-møllerne, hvor der dog er få.

I følgende figur er vist sammenhængen mellem areal/effekt og udnyttelsen af den samlede kapacitet i procent.

Figur 2. Sammenhæng mellem benyttelsestid i 2013 og forhold mellem rotorareal og effekt for møller med effekt over 2 MW, der er opstillet i 2009-12



Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

Ad den lodrette akse ses forholdet mellem produktion og effekt. Det illustrerer hvor stor en del af den samlede effekt, der har været udnyttet gennem året 2013. Ved 0,2 er der således ca. 1.750 fuldlasttimer ($0,2 \times 24 \times 365$), mens 0,55 giver 4.800 fuldlasttimer. Ud af den vandrette akse ses forholdet mellem rotorareal og effekt.

Det ses, at der er en positiv korrelation mellem produktion/effekt og rotorareal/effekt. Spredningen er dog betydelig. Den nye ordning med fokus på øget rotorareal er gavnlig i forhold til at øge benyttelsestiden på møllerne. En højere benyttelsestid tyder på, at møllen er korrekt konfigureret til de givne vindforhold. En for høj benyttelsestid kan principielt også være tegn på at effekten er for lav, men der var ikke indlysende tilskyndelser hertil i tilskudsreglerne.

Sammenhængen, som estimeret i *figur 2*, er behæftet med en vis usikkerhed. Det skyldes, at der er endogenitet i modellen, idet der på grund af mangel på konkret data er udeladt en vigtig faktor, nemlig vindressourcen, som både påvirker benyttelsestiden og indirekte forholdet mellem rotorareal og generatorstørrelse. Det kan forventes, at investorerne vælger den vindmølle der giver størst overskud på den bestemte placering. Valg af rotorareal, generatorstørrelse, tårnhøjde, mv. vil derfor bl.a. være afhængig af vindforholdene på stedet, ligesom benyttelsestiden vil være det. I forbindelse med dette studie har det desværre ikke været muligt at koble data for vindforhold med andre data for vindmøllerne.

Det kan også vises, at der er parvis korrelation mellem faktorerne rotorareal, tårnhøjde og generatorstørrelse, hvorfor der er tale om multikollinearitet. Dette er der forsøgt at tage hånd om ved kun at se på forholdet mellem rotorareal og generatorstørrelse og ved ikke at inddrage tårnhøjde i estimationen.

Figur 31 viser, at for en Siemens SWT 2,3 vil en forøgelse af rotorareal med 50 pct. i forhold til uændret effekt øge produktionen med ca. 22 pct. for ruhedsklasse 0, ca. 28 pct. for ruhedsklasse 1, ca. 32 pct. for ruhedsklasse 2 og ca. 37,5 pct. for ruhedsklasse 3. Per 1 pct. point stigning i rotorarealet/effekt kan således forventes en stigning i produktionen på 0,44 til 0,75 pct.

Ifølge estimationen i *figur 2* vil en stigning i rotorareal/effekt med 50 pct. fra fx 2,12 (niveau for Vestas-mølle med 3 MW og 90 rotordiameter) til 3,18 (næsten niveau for Vestas-mølle med 3 MW, men 112 m rotordiameter på 3,2) øge produktionen fra 26,95 pct. = 2.361 fulldlasttimer til 36,57 pct. = 3.204 fullasttimer. Stigningen er på 35,7 pct. i produktion.

Ifølge *figur 31* ville man have forventet en stigning i produktionen på mellem 22 pct. og 37,5 ved samme vindforhold. Den faktiske stigning, der kan udledes af regressionsanalysen i *figur 2*, ligger derfor i den høje ende af dette interval. Det kan tyde på, at der under de tidligere støtteregele var en tendens til, at møller med stort rotorareal/effekt forhold opstilles på mere vindrige steder. Konklusionen skal dog tages med nogle forbehold, idet effekten af øget rotorareal i *figur 31* er beregnet for én vindmølletype, mens der i estimatet i *figur 2* indgår flere forskellige vindmølletyper. Der kan være forskel i, hvordan produktionen ændrer sig ved en stigning i rotorareal mellem de forskellige vindmølletyper, hvorfor sammenligningen kan være behæftet med en vis usikkerhed.

Der kan være en god forklaring på, at møller med et relativt stort rotorareal opstilles på vindrige steder. Særlig rotorrigge møller er for samme effekt dyrere end rotorfattige møller, ganske enkelt på grund af møllens størrelse. Det er derfor lettere at få forrentet merudgiften, hvis produktionen stiger 22 pct. af fx 3500 fulldlasttimer = 770 timer end hvis produktionen stiger 37,5 pct. af 1.750 fulldlasttimer = 656 timer.

Der kan ses mere direkte på den teoretiske sammenhæng fra *figur 31* ved at se på de to Vestasmøller med hver omkring 3 MW effekt og rotordiameter på henholdsvis 90 og 112 m. For de 48 Vestas-møller V 90 3 MW, der har en rotordiameter på 90 meter, hvor areal/effekt er 2,12 og som kan ses yderst til venstre i figuren, varierer benyttelsestiden mellem 20 pct. og knap 40 pct., og er i gennemsnit 26,9 pct. = ca. 2.350 timer. Det kan sammenlignes med de 42 Vestas møller V 112 3,075 M, hvor areal/effekt er 3,20 m²/Kw, hvor benyttelsestiden er mellem 30 pct. og 55 pct. og i gennemsnit er 38,7 pct. = ca. 3.390 timer.

I gennemsnit er sammenhængen, at når rotorareal stiger med 50,9 pct. i forhold til effekt stiger produktion med 43,9 pct. Det er klart mere end den teoretiske forventning på mellem godt 22 pct. og 38 pct. som vist i *figur 31* for henholdsvis ruhedsklasse 0 og ruhedsklasse 3. Det skal dog nævnes, at *figur 31* er baseret på en anden mølletype.

De to Vestas-møller kan sammenlignes mere direkte. Møllen med 112 m rotordiameter har et areal der er ca. 55 pct. større og en effekt der er 2,5 pct. større, men produktionen er ca. 48 pct. større. Det peger i retning af, at effekten fortsat spiller en for stor rolle, ca. 30 pct., mens rotorarealet burde vægte ca. 90 pct. og effekt ca. 10 pct., hvis omlægningen skulle være provenuneutral og møllerne blev sat op lige vindrige steder. Der er dog formentlig andre forskelle end blot areal og effekt på de to modeller, fx at dem med de store vinger er sat op de vindrige steder.

Tager man udgangspunkt i gennemsnittet omkring $2,75 \text{ m}^2/\text{kW}$ gælder det, at når areal/effekt stiger med 20 pct. fra $2,5 \text{ m}^2/\text{kW}$ til $3 \text{ m}^2/\text{kW}$, stiger benyttelsestiden fra 30,4 pct. ($2,5 \times 0,0908 + 0,077$) til ca. 34,9 pct. eller ca. 15 pct.

Ved en given effekt vil en forøgelse af rotorarealet med 10 pct. øge produktion med 7,5 pct., mens en forøgelse af effekten ved 10 pct. vil øge produktion med ca. 2,5 pct. givet sammenhængen ovenfor samt en antagelse om konstant skalaafkast.

Sammenligner man de to Siemens-møller med 3,6 MW og henholdsvis 107 m og 120 m vingediameter ses, at benyttelsestiden er stort set identisk. Det kan skyldes, at dem med korte vinger er sat op på særligt vindrige steder og omvendt.

Det kan tilføjes, at for fx Horns Rev 2 og Anholt, som er nyere havvindmølleparker, er rotorareal/effekt på henholdsvis $2,95 \text{ m}^2/\text{kW}$ og $3,14 \text{ m}^2/\text{kW}$. Forhold mellem areal og effekt er således ikke meget anderledes end det der forventes på land. Det er overraskende jf. at man ville forvente, at møller med forholdsvis lille areal i forhold til effekt ville blive opstillet på hav med god vind, og omvendt at møller med stort areal i forhold til effekt ville blive opstillet på land, særligt hvor det ikke blæser særligt meget.

På land er der heller ikke meget der tyder på, at møllerne med størst areal i forhold til effekt står specielt dårlige steder rent vindmæssigt. Den nye ordning er således ikke bedre til at differentiere støtten til fordel for møller på mindre vindrige steder end det gamle. Hvis man ser på de steder, hvor der er opsat møller i 2014 kunne det tyde på det samme billede, idet møller med størst rotorareal i forhold til effekt fortrinsvis synes at stå de mest vindrige steder.

Ud over generatorstørrelse, rotorareal og vind er der formentlig andre forhold, der er af betydning for benyttelsestiden. Det kan ses af *figur 2*, hvor man kan se, at nogle af modellerne i gennemsnit klarer sig over forventet, dvs. hvis observationerne ligger over tendenslinjen, mens andre modeller klarer sig dårligere end forventet.

Af andre forhold kan nævnes navhøjde i forhold til vingediameter og at forskelligt vingedesign måske kan give forskellig produktion ved et givet rotorareal og generator.

For møller på mindst 2 MW opsat fra 2008 til 2013 varierer navhøjde, jf. *tabel 11*.

Tabel 11. Navhøjde

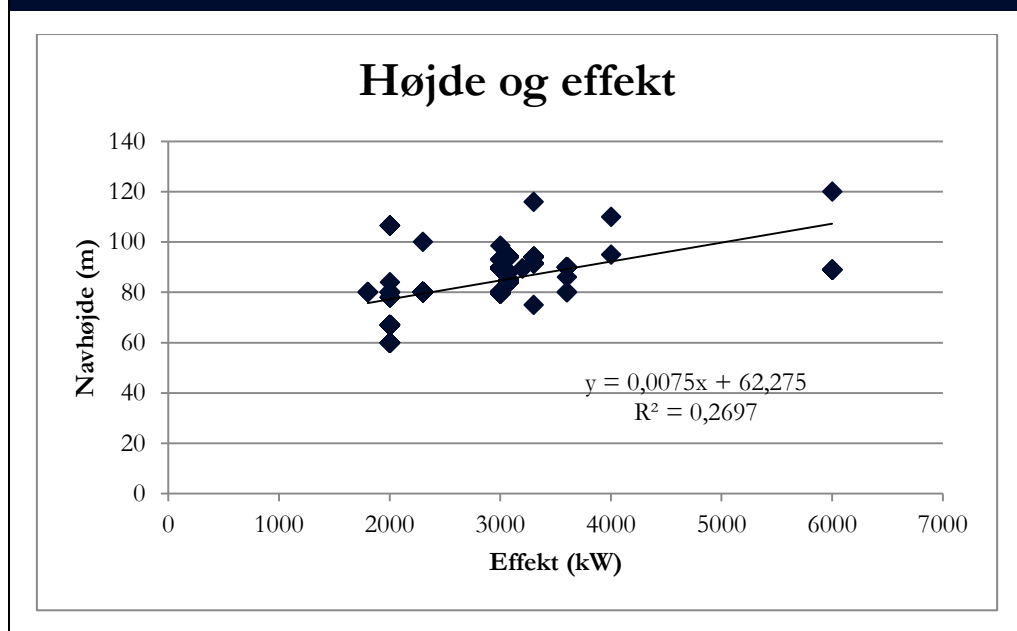
Effekt	Laveste navhøjde	Højeste navhøjde	Navhøjde i gennemsnit
MW	M	M	M
2	60	106,5	72,8
2,3	80	100	80,3
3-3,075	80	99	85,3
3,2.3,3	75	116	93,2
Over 3,3	80	120	90,6

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

For møller med 3 MW varierer højden fra 80 meter til 100 meter. En mølle på 100 meter producerer som grov tommelfingerregel omkring 20 pct. mere end en mølle på 80 meter.

Spredningen er vist i følgende *figur 3*.

Figur 3. Sammenhæng mellem højde og effekt



Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

Der kan formentlig optimeres på andre parametre end højde, effekt og vingelængde.

Samlet er konklusionen, at variationen i fuldlasttimerne for de møller der er sat op i 2009-2012 afhænger af vindforholdene, men ofte mindst lige så meget af konfigurationen af møllerne. Der er også andre forhold end m^2/kW , der bestemmer møllernes egenskaber, herunder navhøjden, som jf. figur 3 har stor indvirkning på produktionen for et givent sted.

Analysen ovenfor indikerer, at der gennem de senere år har været en vis tendens til, at møller med stor rotor/effekt-forhold opsættes på forholdsvis vindrige placeringer. De tidligere støtteregler gav imidlertid uhensigtsmæssige incitamenter til at konfigurere møllerne med for stor generator i forhold til rotorarealet. Omlægningen af støtten tilsigtede derfor at mindske denne forvridding ved at flytte en del af støtten til rotorarealet. Det betyder til gengæld, at støtten under de nye regler i højere grad gives til møller med en vindrig placering.

Det skal igen understreges, at der er usikkerheder forbundet med datagrundlaget bag de viste beregninger og regressioner. De peger dog i retning af, at det kan være vanskeligt via omlægninger af den måde støtteleftet beregnes på både at sikre lavere støtteudgifter og sundere incitamenter for investorerne.

4.1.7 Fire ordninger for at stimulere vindmølleudbygningen

I Energiaftalen 2008 blev der aftalt fire ordninger til at stimulere vindmølleudbygningen. Ordningerne er et supplement til den generelle tilskudssats til el produceret på vindmøller som beskrevet i afsnit 4.1.

De fire ordninger er vedtaget med Lov om fremme af vedvarende energi L 1392 af 27. december 2008, der trådte i kraft den 1. januar 2009. Det drejer sig om:

1. en værditabsordning for naboer til nye vindmøller
2. en køberetsordning med fortrin for den lokale befolkning
3. en grøn ordning som kommunerne kan benytte til at styrke landskabet og rekreative muligheder i områder, hvor der opstilles vindmøller
4. en garantifond til støtte for lokale initiativgruppers forundersøgelser.

Ordningerne er blevet evalueret i 2011, og i forlængelse heraf er værditabs- og køberetsordningen blevet justeret.

4.1.8 Værditabsordningen

Den, der opstiller nye landvindmøller med en højde på 25 meter eller derover, skal betale for eventuelle værditab på beboelsesejendomme, såfremt vindmølleopstillingen medfører et tab på mindst en procent af ejendomsværdien. For at give naboerne mulighed for at vurdere vindmølleprojektets konsekvenser skal vindmølleopstilleren udarbejde et orienteringsmateriale om projektet og indkalde naboerne til et offentligt informationsmøde. Materialet skal bl.a. indeholde en oversigt over de ejendomme, der ligger inden for en afstand af op til seks gange vindmøllens totalhøjde.

Boks 2. Værditabsordningen

Energinet.dk, der skal godkende orienteringsmateriale, kan kræve, at materialet også omfatter en visualisering af projektet. Mødet skal indkaldes med rimeligt varsel gennem annoncering i lokale aviser og gennemføres senest fire uger inden udløbet af den kommunale planproces.

Ejere, der på baggrund af orienteringsmateriale og mødet mener, at opstillingen vil forringe deres ejendoms værdi, skal anmelde værditabet til Energinet.dk senest 8 uger efter mødet. Hvis ejeren bor længere væk end seks gange vindmøllens totalhøjde, skal denne betale et gebyr til Energinet.dk på 4.000 kr. Naboer, der bor tættere på vindmølleprojektet, slipper for gebyret. Gebyret tilbagebetales, hvis ejeren får tilkendt ret til dækning for værditabet.

Vindmølleopstilleren kan indgå en frivillig aftale om erstatning for værditab med de ejere, der har anmeldt deres krav til Energinet.dk. Er dette ikke sket inden for 4 uger, indbringer Energinet.dk ejernes krav for en taksationsmyndighed. Energi-, forsynings- og klimaministeren har nedsat 5 taksationsmyndigheder, der hver består af en jurist og en sagkyndig i vurdering af fast ejendom.

Taksationsmyndigheden afgør efter en konkret vurdering, i hvilket omfang ejernes krav kan imødekommes.

Hvis ejeren får medhold, skal vindmølleopstilleren betale taksationskommissionens sagsomkostninger. Afvises ejernes krav, dækker Energinet.dk de sagsomkostninger, der ikke kan afholdes af et evt. gebyr på de 4.000 kr. Denne omkostning opkræves hos elforbrugerne som et PSO-bidrag.

Taksationsmyndighedens afgørelser kan ikke ankes til anden administrativ myndighed, men kan indbringes for domstolene som et søgsmål mellem ejeren af ejendommen og vindmølleopstilleren.

Det er hensigten, at ordningen skal inddrage virkningerne ved mølleinvesteringer for naboer, således at mølleopstiller skal betale alle omkostninger ved møller. Dermed gives mølleopstillere bedre incitamenter til at undgå at stille

møller op, hvor det fører til betydelige værditab for mange naboer. Uden ordningen ville ikke kun staten, men også naboer have udgifter til vindmøller.

Opførelsen af landvindmøller medfører således nogle negative lokale eksternaliteter i form af fx støj, visuelle og skyggemæssige gener og kan i øvrigt påvirke nærmiljøet på forskellig vis. De negative eksternaliteter betyder, at naboernes ejendomme falder i pris. Værditabsordningen forsøger via kompensation for værditabet at internalisere de lokale negative eksternaliteter forbundet med mølleopførelse. Størrelsen af de negative eksternaliteter forbundet med et konkret projekt afhænger blandt andet af placeringen, antallet af naboer, huspriser mv.

Kompensationen til naboejendommene som gives via værditabsordningen varierer derfor også kraftigt, men er sjældent over 0,2 mio. kr. per MW. Det gennemsnitlige niveau er ca. 50.000 kr. per MW. Det svarer til 0,5 pct. af anlægsudgiften eller en fordyrelse med ca. 0,1 øre/kWh realt i møllens levetid.

Tabel 12 viser kompensationen beregnet per MW for de ca. 60 afgørelser, hvor det har været muligt at bestemme kapaciteten (ca. 800 MW). Afgørelserne vedrører parker af en størrelse på 2-66 MW.

Tabel 12. Fordeling af udgifter til kompensation af værditab ved opstilling af vindmøller per MW

Kr./MW	Pct.
0	2,7
1 - 25.000	34,9
25.001 - 50.000	14,2
50.001 - 75.000	21,1
75.001 - 100.000	10
100.001 - 150.000	11,8
150.001 - 200.000	5,1
200.001 - 1.100.000	0
1.100.001 - 1.200.000	0,3

Kilde: Energinet.dk og egne beregninger.

Det ses, at der for 74 pct. af den installerede effekt har været udgifter til kompensation på højst 75.000 kr./MW.

4.1.9 Køberetsordningen

Køberetsordningen tager sigte på at øge den lokale interesse og opbakning til opstilling af nye moderne vindmøller. Den skal desuden bidrage til at stimulere den kommunale interesse i at sikre, at egnede arealer udlægges til opstilling af vindmøller i den kommunale fysiske planlægning, idet kommunens borgere gennem ordningen kan have et incitament til at støtte opstilling af vindmøller i kommunen.

Ordningen går i hovedtræk ud på, at opstilleren skal udbyde mindst 20 pct. af ejerandelene i vindmøller til lokale borgere inden møllerne opstilles. Ordningen gælder alle møller over 25 meter med undtagelse af udbudte havvindmøller, prototypemøller og husstandsmøller, dvs. møller som er tilsluttet i egen forbrugsinstallation med en maximal effekt på 25 kW.

Udbuddet af de 20 pct. skal ske på en sådan måde, at provenuet fra udbuddet dækker den andel af opstillersens omkostninger til projektet, der sikrer, at opstilleren og køberne indskyder samme beløb per ejerandel. Prisen per andel beregnes ud fra en produktion på 1.000 kWh per år per andel.

Borgere over 18 år som ifølge folkeregistret har fast bopæl i en afstand af 4,5 km fra opstillingsstedet kan deltage i udbuddet. Herudover kan borgere i den kommune, hvor vindmøllen opstilles, eller borgerne i den kommune, hvis kyststrækning ligger nærmest møllen for havvindmøller uden for udbud, deltage. Borgere der bor i afstande op til 4,5 km fra opstillingsstedet har fortrinsret til køb af op til 50 andele svarende til ca. 50.000 kWh produktion. Ved overtagning er der indført en særlig fordelingsmodel, som afsluttes med en lodtrækning foretaget af Energinet.dk. Vindmølleopstilleren kan frit råde over de ejerandele som ikke afsættes gennem udbuddet.

Prisen skal være kostprisen. 50 andele svarende til ca. 50.000 kWh produktion vil koste typisk omkring 150-200.000 kr. Bygges fx 5 møller a 3 MW er investeringsudgiften omkring 150 mio. kr., hvoraf mindst 30 mio. kr. skal udbydes til lokale. Visse pengeinstitutter har udviklet standardiserede lån, der kan finansiere 80 pct. af investeringen. Der er mulighed for at få garanti og tegne servicekontrakter, der fjerner usikkerheden ved tekniske uheld de første 15 år.

Boks 3. Baggrund om køberetsordningen

De vindmøller som omfattes af udbuddet skal drives i en særlig juridisk enhed, og udbudsmaterialet, som beskriver projektet, er underlagt en række lovkrav, f.eks. at det skal indeholde et specificeret anlægs- og driftsbudget, oplysninger om finansiering og hæftelse mv. Herudover skal udbudsmaterialet være ledsaget af en revisorerklæring.

Udbuddet skal annonceres i lokale aviser i de købsberettigedes områder. Det er fastsat i loven, hvilke oplysninger annoncen som minimum skal indeholde, herunder antal og pris på de ejerandele, som skal udbydes. Fristen for at afgive købstilbud skal være mindst 8 uger fra det tidspunkt udbuddet annonceres.

Energinet.dk skal godkende, at udarbejdelsen af udbudsmaterialet og udbuddet af ejerandele er sket i overensstemmelse med reglerne i loven. Energinet.dk's afgørelse kan ikke indbringes for en administrativ myndighed.

Det er en forudsætning for at få udbetalt pristillæg og andre ydelser efter VE-loven, at Energinet.dk har godkendt, at udarbejdelsen af udbudsmaterialet og udbud af ejerandele er sket i overensstemmelse med reglerne.

Køberetsordningen kan påvirke gennemførelsen af investeringen ved, at naboer bliver mere velvilligt indstillet til vindmøller, når de får mulighed for at investere i vindmølleprojektet. Ordningen indebærer dermed en direkte påvirkning af naboerne.

Til gengæld har ordningen en forvridende effekt ift. investorerne. Generelt er det frivilligt for investorer, om man ønsker at inddrage andre investorer i et givent projekt. Hvis investor vurderer, at sandsynligheden for at projektet kan gennemføres, hvis lokale tilbydes ejerandele, eventuelt til favørpriser, vil investor frivilligt finde rette balance. Det første hensyn – at øge chancerne for lokal opbakning – behøver således ikke tvang, men vil blive gennemført frivilligt hvis det har en afgørende effekt på den lokale opbakning.

Investorer, der investerer i vindmølleprojekter, er derimod tvunget til at involvere andre investorer i projektet i et omfang der evt. er ud over det, som vurderes for optimalt, hvormed investor dermed ikke får den fulde effekt af investeringen. Dermed bliver incitamentet til at investere mindre, hvorved køberetsordningen kan medvirke til at reducere mølleudbygning.

Evaluering af ordningen

Ordningen blev evalueret af Energistyrelsen i slutningen af 2011 for perioden 1. januar 2009- 30. juni 2011. Erfaringerne var, at der i alt var 15 projekter, med en samlet kapacitet på ca. 198 MW, hvor køberetsordningen var praktiseret. Det er væsentligt mindre end antal opstillede MW i perioden. For de 15 projekter havde der været udbudt for ca. 400 mio. kr., men der var alene blevet solgt for ca. 270 mio. kr., eller ca. 68 pct. i gennemsnit.

Der var i alt 335 personer, der havde købt andele. I gennemsnit havde de købt for ca. 800.000 kr. Det dækker over, at knap en tredjedel havde købt for op til ca. 35.000 kr., godt en tredjedel havde købt for mellem 35.000 kr. og 350.000 kr., og endelig at knap en tredjedel havde købt for over ca. 350.000 kr. Sidstnævnte havde købt for i gennemsnit ca. 2,5 mio. kr. og stod for ca. 95 pct. af summen af købene.

Såfremt hensigten havde været at opnå en meget bred lokal ejerkreds, måtte det konstateres, at ordningen ikke fuldt virkede efter sin hensigt. I stedet har ordningen givet få lokale personer med betydelige midler mulighed for at købe for meget store beløb i projekterne. Erfaringerne er vist i *tabel 13* på følgende side.

Tabel 13. Købspris for lokale ejerandele

	Antal	MW/ mølle	MW i alt	Andele udbudt	Andele solgt	Antal ejere	Pris pr. andel	Gennemsnits- køb	Beregnet pris MW	Fulldlastimer som andel af årets timertimer	Køb i alt
	Stk.	MW	MW	Stk.	Stk.	Stk.	Kr.	1.000 kr.	Mio. kr.	Pct.	Mio. kr.
Lem Kær	11	3	33	21.600	6.400	23	3.600	1.002	11,8	37,4	23
Vester Barde	5	3	15	7.444	5.444	29	3.600	676	8,9	28,3	19,6
Rends Hede- gaard	5	6	15	7.258	161	8	3.400	68	8,2	27,6	0,5
Holmen	6	3	18	11.006	11.006	38	2.800	811	8,6	34,9	30,8
Lønborg Hede	7	3	21	12.817	12.817	17	3.300	2.488	10,1	34,8	42,3
Bindesbøl	8	3	24	10.626	10.626	12	3.700	3.276	8,2	25,3	39,3
Svordrup Kær	6	1,8	10,8	6.776	128	8	4.300	69	13,5	35,8	0,6
Aalestrup	4	3	12	5.622	4.170	14	3.070	914	7,2	26,7	12,8
Vejsnæs Ærø	3	2	6	3.950	3.950	40	3.200	316	10,5	37,6	12,6
I alt disse 9	55	2,8	154,8	87.099	54.702	189	3.320	961	9,7	32,1	181,6
Andre 6	14	3,14	44		22.077	146	4.005	606			88,4
Alt i alt	69	2,88	198,8		76.780	335	3.517	806			270

Kilde: Klima-, Energi- og Bygningsudvalget, Alm. del 2011-12: Bilag 68 af 28. oktober 2011 med bilag samt egne beregninger. <http://www.ft.dk/samling/2011/almudel/KEB/bilag/68/index.htm>.

Det ses af tabellen ovenfor, at 1 MW har kostet ca. 10 mio. kr., men med spredning mellem 7,2 og 13,5 mio. kr. Hvis man ser på pris pr. andel i forhold til antal solgte andele, ser man, at der ikke er nogen helt entydig tendens til hvor mange andele der er blevet solgt til lokale købere i forhold til prisen. Det er i øvrigt bemærkelsesværdigt at iagttage den betydelige spredning i omkostningerne per MW. I gennemsnit har der været ca. 22 købere per projekt.

På baggrund af evalueringen er fortrinsrettighederne for dem der bor under 4,5 km fra vindmøllen blevet svækket, og der er stærkere krav til, at opstillerne skal gøre opmærksom på ordningerne samt øge gennemsigtigheden. Det er sket ved, at udbuddet skal ske allerede efter de kommunale tilladelser foreligger. Det vil øge sandsynligheden for, at lokale bliver købere.

4.1.10 Grøn ordning

For at fremme kommunalbestyrelsernes engagement i vindmølleplanlægning og den lokale accept af nye vindmølleprojekter er der med VE-loven indført en grøn ordning til finansiering af projekter, der styrker landskabet og de rekreative muligheder i kommunen.

Energinet.dk, der administrerer ordningen, indbetaler 0,4 øre per kWh for de første 22.000 fuldlasttimer fra vindmølleprojekter, der er nettilsluttet den 21. februar 2008 eller senere. Pengene til den grønne ordning opkræves hos elforbrugerne som et PSO-bidrag. En møllepark på fx 5 x 3 MW = 15 MW i 22.000 fuldlasttimer producerer ca. 330 mio. kWh. En sådan park vil derfor kunne udløse et tilskud på 1,32 mio. kr. Tilskuddet svarer realt i gennemsnit til godt 0,15 øre/kWh fremstillet på landmøller i hele møllens levetid.

Sættes i gennemsnit 167 MW landmøller op per år, hvilket svarer til, at der på langt sigt fremstilles 10 mia. kWh, hvis levetiden er 20 år og den fulde effekt udnyttes ca. 34 pct. af tiden, vil der årligt blive givet et tilskud på ca. 15 mio. kr.

Pengene indsættes på en særlig konto for den enkelte kommune, og andelen af midler afhænger af, hvor mange og hvor store vindmøller der nettilsluttes i kommunen. En vindmølle på 2 MW udløser fx et samlet beløb på 176.000 kr. Kommunen kan allerede under behandlingen af projektet søge Energinet.dk om tilskud til bestemte anlægsarbejder eller aktiviteter, der trækker på det fulde beløb. Tilskuddet kan dog først udbetales, når vindmølleprojektet er tilsluttet nettet. Hvis der gennemføres flere vindmølleprojekter i en kommune, kan tilskuddene godt anvendes til ét samlet projekt. For at få udbetalt pengene skal kommunen over for Energinet.dk dokumentere, at tilskudsmidlerne vil blive anvendt i overensstemmelse med ansøgningen.

Den grønne ordning kan helt eller delvis finansiere anlægsarbejder til styrkelse af landskabelige eller rekreative værdier i kommunen. Der kan også gives til-

skud til kommunale kulturelle aktiviteter og informative aktiviteter i lokale foreninger mv. med henblik på at fremme accepten af udnyttelsen af vedvarende energikilder i kommunen.

Ordningen yder således ikke direkte støtte til vindmølleprojekter, idet støtten gives til grønne kommunale projekter. Dermed er ordningen ikke et incitament til mølleinvestoren om gennemførelse af investeringen ud fra en samlet omkostningsvurdering. Men de grønne projekter vil betyde, at lokale borgere generelt får ikke-økonomiske fordele ved at der opstilles landmøller. Dette kan medvirke til, at der gennemføres mølleprojekter, hvor en kommune succesrigt gennemfører grønne tiltag. Den grønne ordning kompenserer (omend indirekte) hermed på anden vis end værditabsordningen for negative eksternaliteter forbundet med opsætningen af landvindmøller.

Ved flere mulige vindmølleplaceringer vil det ikke være nødvendigt med helt så store direkte tilskud for at nå et givet mål for vindmølleudbygningen. Et alternativ til ordningen kan være en forhøjelse af pristillægget, hvorefter investor kan indregne eventuelle omkostninger til grønne tiltag i den samlede investeringsbeslutning.

4.1.11 Garantiordningen

For at give lokale vindmøllelaug og andre initiativgrupper mulighed for at igangsætte forundersøgelser mv. til vindmølleprojekter har Energinet.dk etableret en garantifond på 10 millioner kr. årligt. Garantifonden gør det lettere for lokale initiativer at optage kommercielle lån til finansiering af forundersøgelser, og kan holde initiativtagerne økonomisk skadesløse, hvis projektet ikke kan realiseres. Midlerne til garantifonden betales af elforbrugerne som et PSO-bidrag.

Et lokalt initiativ kan søge Energinet.dk om garanti for optagelse af lån på maksimalt 500.000 kr. Det er en forudsætning, at vindmøllelauget eller initiativgruppen består af mindst 10 deltagere, hvor flertallet har fast bolig i kommunen, og at det projekt der forberedes omfatter vindmøller på land med en totalhøjde på mindst 25 meter (eller havvindmøller), der etableres uden for statslige udbud.

Garantien kan stilles til rådighed for aktiviteter, som må anses for et naturligt og nødvendigt led i en forundersøgelse om etablering af en eller flere vindmøller. Det kan fx være undersøgelse af placering af vindmøller, herunder tekniske og økonomiske vurderinger af alternative placeringer, teknisk bistand til ansøgninger til myndigheder og lignende. Det er dog en forudsætning, at projektet på ansøgningstidspunktet efter Energinet.dk's vurdering er økonomisk realistisk. Der kan højst udstedes garantier for et samlet beløb på 10 millioner kr. årligt. Er beløbsrammen disponeret, sættes nye ansøgninger på venteliste.

Garantien ophører, når vindmøllerne er tilsluttet nettet, eller hvis den lokale gruppe videresælger sit projekt til anden side.

4.1.12 Delkonklusion

Som ved anden energiproduktion kan der være eksterne omkostninger ved produktion af el fra vindmøller i form af gener for umiddelbare naboer mv. Derfor godkendes der ikke møller der ligger mindre end 4 gange maksimal møllehøjde inklusive vinge fra beboelser. Beboelser, der ligger lidt væk, må forventes i visse tilfælde at få et værditab. Værditabsordningen og delvis grøn ordning kan begrundes ud fra betragtninger om, at producenter som udgangspunkt bør betale samtlige omkostninger, herunder dem der påføres andre, dvs. eksterne omkostninger.

Isoleret set øger værditabsordningen omkostningerne ved vindmølleproduktion og dermed behovet for tilskud. Men omfanget af meromkostningerne er normalt begrænset til omkring 0,1 øre/kWh eller omkring 10 mio. kr. årligt ved en opstilling der svarer til en samlet produktion på 10 mia. kWh. Dog kan ordningen meget vel føre til, at der sker en hurtigere sagsbehandling, og kommunerne mv. er mere åbne overfor flere vindmøller end ellers. Det kan mere end neutralisere effekten på støtteniveauet.

Samme begrundelse kan anføres vedrørende grøn ordning, idet det dog kan være principielt betænkeligt, at kommunerne har et økonomisk incitament til, at sagsbehandlingen får et bestemt udfald. Det samme gælder dog i mange andre forhold, hvor kommunens godkendelse vil øge indtægterne for borgere mv. via bedre beskæftigelsesforhold og dermed indirekte forbedre kommunens økonomi. Ved sammenligning med andre VE-teknologier bør man have PSO-tilskuddet til den grønne ordning i erindring, idet tilskuddet ikke ydes direkte til produktionen.

Køberetsordningen medfører, at opstilleren skal udbyde mindst 20 pct. af ejerandelene i vindmøller til lokale borgere. Ordningen giver opstilleren ekstra administrative opgaver. Det tvungne tilbud om medejerskab øger formentlig støttebehovet ved givet mål om udbygning. Ordningen er blevet justeret mhp. at sprede medejerskabet på flere lokale borgere, idet det tidligere viste sig, at langt hovedparten af ejerandelen på 20 pct. endte på forholdsvis få hænder. Det kan overvejes, hvorvidt ordningen med fordel kan videreføres eller bør stoppes. Her overfor kan anføres, at ordningen er et instrument til at sikre lokal opbakning til mølleopstilling. Men dette kan investor også gøre frivilligt.

For garantiordningen kan der også tales for og imod. Men for et tilskud der udløses for projekter der ikke realiseres må det gælde, at det er mindre effektivt med henblik på at fremme vindmøller end hvis samme beløb bruges til projekter, der gennemføres. Det gælder dog, at ordningen i en vis udstrækning

fremmer udbygningen, men som nævnt formentlig mindre per udgiftskrone end de andre tilskud.

4.2 Status for fysiske pladser til vindmøller og potentialet for udbygning af landvind

Erhvervs- og Vækstministeriet er myndighed for den fysiske planlægning af vindmøller. Naturstyrelsen (nu er Erhvervsstyrelsen ressortansvarlig) har udarbejdet statusopgørelser for kommunernes planlagte udbygning med vindmøller per august 2010, februar 2012 og maj 2014. Naturstyrelsen har både undersøgt, hvor stor den allerede planlagte udbygning er, samt hvor meget kapacitet der yderligere er kommuneplanlagt. Der er tale om øjeblikbilleder af vindmølleudbygningen. Sådanne opgørelser vil rumme nogen usikkerhed. I opgørelserne har kommunerne givet deres vurdering af den mulige vindkapacitet i de udlagte områder. Det er ikke givet, at et projekt gennemføres, blot fordi kommunerne har udlagt området i kommuneplanen.

Naturstyrelsen har stillet kommunerne følgende tre spørgsmål vedrørende den kommuneplanlagte udvidelse af vindmøllekapaciteten:

1. Hvor mange MW opstillede vindmøller giver de uudnyttede kommuneplanlagte vindmøllerområder (vedtaget i kommuneplan/temaplan), hvor der i dag ikke er opført vindmøller?
2. Hvor mange MW opstillede vindmøller, hvor lokalplanprocessen er i gang, giver de uudnyttede kommuneplanlagte vindmøllerområder? (2. er en delmængde af 1. og består af områder, der er relativt langt i planlægningsprocessen.)
3. Hvilken MW-tilvækst er mulig i de områder (vedtaget i kommuneplan/temaplan), hvor eksisterende vindmøller i fremtiden kan udskiftes med nye og større vindmøller?

Tabel 14. Status for udbygning af landvindmøller, kommuneplanlagt udvidelse af vindmøllekapacitet, MW

Tidspunkt	1. Antal MW i kommuneplanlagte områder	2. Antal MW i igangværende lokalplanproces (delmængde af 1.)	3. Tilvækst i områder hvor der i fremtiden kan stå nye og større møller	Bruttopotentiale i udpegede områder i alt (1. + 3.)
Aug. 2010	1.063	Ikke opgjort	Ikke opgjort	-
Feb. 2012	1.685	620	510	2.195
Maj 2014	1.870	745	990	2.860

Kilde: Naturstyrelsen.

Anm.: Ved alle tre opgørelser havde nogle kommuner ikke indrapporteret svar.

Det ses af *tabel 14*, at der i maj 2014 i alt var planlagt 1.870 MW vindmøllekapacitet. Hertil kommer, at det er muligt at øge kapaciteten, på de arealer hvor der allerede er møller, med yderligere 990 MW. Bruttopotentialet er således ca.

2.860 MW yderligere vindmøllekapacitet i forhold til i dag. Det svarer til 80 pct. af den nuværende kapacitet.

Erfaringen viser som nævnt, at ikke alle områder vil blive realiseret. For det første kan det vise sig, at der vil være forhold i detailplanlægningen, der hindrer udbygning. Det kan også vise sig at være økonomisk uinteressant at foretage udbygning på alle de kommuneplanlagte arealer ved givne priser og tilskud.

Omvendt kan kapaciteten på de kommuneplanlagte placeringer stige yderligere – ligesom det var tilfældet fra 2010 til 2014, jf. *tabel 14*. De senere års stigning i den planlagte udbygning af landvind bliver endnu tydeligere, når der tages højde for, at en del af den planlagte udbygning af kapaciteten samtidigt er blevet realiseret i form af nyopstillede vindmøller. Den realiserede udbygning indgår i sagens natur ikke i de efterfølgende opgørelser af den planlagte udbygning.

Den kommuneplanlagte udbygning i *tabel 14* ovenfor kan sammenholdes med udviklingen i kapaciteten for eksisterende møller i *tabel 15* nedenfor. Fra februar 2012 til maj 2014 er den samlede kommuneplanlagte kapacitet steget med ca. 660 MW, og samtidigt er de eksisterende møllers kapacitet steget med ca. 460 MW fra primo 2012 til primo 2014. Størstedelen af denne udbygning på 460 MW har formentlig indgået i den kommuneplanlagte kapacitet på 2.195 MW i februar 2012 (mens den gennemførte udbygning som nævnt ikke indgår i opgørelsen af den planlagte kapacitetsudbygning på 2860 MW fra maj 2014). I perioden er der således sket en betydelig udvidelse af den planlagte vindkapacitet på ca. (660+460=) 1.120 MW.

Udviklingen siden 2008 i opsætning og nedtagning af vindkapacitet og produktionen fra landvindmøller fremgår af *tabel 15*.

Tabel 15. Landvindmøller sat op og nedtaget i 2008-2015, kapacitet og produktion

	Kapacitet, primo	Opsat	Nedtaget	Kapacitet, ultimo	Produktion	Produktion i normalår
	MW	MW	MW	MW	Mio. kWh	Mio. kWh
2008	2.701	78	39	2.740	5.451	5.197
2009	2.740	116	34	2.821	5.052	5.450
2010	2.821	157	44	2.934	5.164	5.764
2011	2.934	203	56	3.081	6.389	6.027
2012	3.081	174	13	3.241	6.779	6.666
2013	3.241	346	48	3.539	6.772	7.251
2014	3.539	106	29	3.616	7.899	7.931
2015	3.616	223	40	3.799	9.233	8.296

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

Anm.: Produktion i normalår er omregnet ved indeks fra Danmarks Vindmølleforening fra december 2014 samt for 2015 fra vindstat.dk.

Fra 2008 til 2014 er den installerede kapacitet for landvindmøller steget med ca. 31 pct. og møllernes produktion i et vindmæssigt normalår er steget med ca. 53 pct. De nye store møller opsat siden 2008 har i gennemsnit en produktion, der er omkring 50 pct. større per MW vindkapacitet end de ældre møller. I gennemsnit er normalårsproduktionen steget med ca. 455 mio. kWh om året i perioden 2008-2014, mens kapaciteten i den samlede vindmøllepark er steget med ca. 145 MW per år.³⁰ Hvis stigningen i produktionen fortsætter i samme tempo, vil produktionen udgøre ca. 10,2 mia. kWh i 2020.

Når der tages udgangspunkt i de kommuneplanlagte områder for udbygning af landvind i maj 2014 i *tabel 14* ovenfor, tegner der sig følgende billede af potentialet for udbygning af produktionen fra vindmøller. Hvis alle kommuneplanlagte mølleplaceringer, inklusive forøgelsen af kapacitet på eksisterende møllepladser, gennemføres, vil de nye vindmøller producere ca. 8½ mia. kWh med en kapacitet på 2.860 MW, jf. *tabel 14*. Det er mere end den forventede normalårsproduktion i 2014 på ca. 7¾ mia. kWh.

Endvidere forekommer det realistisk, at eksempelvis yderligere 1.000 MW ældre møller erstattes med 1.000 MW nye møller frem mod 2020, hvilket netto vil forøge produktionen med yderligere ca. 1 mia. kWh. I alt svaret det til en samlet potentiel produktion fra nye møller på 9½ mia. kWh. i 2020 på kommuneplanlagte arealer. Hertil kommer produktionen fra de eksisterende møller, der forsat er i drift i 2020. Dog bemærkes det, at det ikke er alle nuværende ældre møller, der erstattes af nye møller, ligesom der vil være planlagte placeringer, som ikke realiseres. Frem mod 2020 forventes det derudover at nedtagningen af store møllegrupper – der blev sat op i slutningen af 1990'erne – at tage fart.

Samlet set tegner der sig imidlertid et billede af, at der er et stort potentiale for udbygning af vindmøller inden for rammerne af den nuværende kommuneplanlagte udbygning. Endeligt er den kommuneplanlagte udbygning af landvind steget mærkbart fra 2010 til 2012 og fra 2012 til 2014, jævnfør *tabel 14* ovenfor. Såfremt denne gradvise forøgelse af de kommuneplanlagte vindmøllearealer fortsætter, vil der være et væsentligt potentiale ud over den nuværende kommuneplanlagte udbygning.

4.2.1 Potentialet for landvindmøller i Danmark

Støtten til landvindmøller er generelt lavere end støtten til andre former for vedvarende energi. Det er derfor interessant, hvor stort potentialet er for udbygning af landvind, og hvilken betydning niveauet for støtten til landvind kan forventes at have.

³⁰ Produktionen fra landmøller i 2014 svarer til ca. 7,9 mia. kWh, når den omregnes til produktionen i et vindmæssigt normalår.

Det er ikke muligt at give et entydigt svar på, hvor stort potentialet er for at opsætte vindmøller på land. Beregninger af den maksimale mulige udbygning af landvindmøller i Danmark bliver i sagens natur hypotetiske.

Den absolutte, fysiske overgrænse for den samlede kapacitet fra landvind kan skønnes ved at tage udgangspunkt i det samlede areal fraregnet byer, skov og vådområder. Dette areal udgør cirka 65 pct. af Danmarks samlede areal eller knap 30.000 km² og svarer stort set til Danmarks samlede landbrugsareal. Hvis det antages, at 3 MW møller kan opstilles med 500 meters afstand, kan der være 4 møller per km², svarende til en samlet maksimal kapacitet på ca. 350.000 MW. Disse møller vil kunne producere omkring 700 mia. kWh eller ca. 20 gange det nuværende danske elforbrug. I 2013 var produktionen fra landvindmøller ca. 7 mia. kWh, svarende til ca. 1 pct. af det hypotetiske, fysiske potentiale.

Det hypotetiske, fysiske potentiale for opstilling af vindmøller reduceres af to overordnede grunde:

1. Planmæssige begrænsninger – der gives ikke tilladelse til at opstille møller alle steder
2. Økonomiske begrænsninger – det kan ikke betale sig at opstille møller alle steder.

De planmæssige begrænsninger består i hindringer for at bygge møller steder, hvor de kommer i konflikt med andre interesser. Opstilling af vindmøller skal blandt andet overholde regler i forhold til følgende forhold:

- Afstand til boligbebyggelse (min. 4 gange møllens totalhøjde til bolig)
- Støjregler
- Fredede områder
- Natura 2000
- Fredskov
- Fortids- og kulturminde
- Tekniske installationer
- Afstand til veje og jernbaner

Hertil kommer områder med forventet byudvikling og diverse naturmæssige hensyn. I visse tilfælde bliver kommunernes planer underkendt af Natur- og Miljøklagenævnet.

De planmæssige begrænsninger afspejler bl.a. de lokale eksternaliteter, der er forbundet med landvindmøller. Møllerne kan fx reducere de landskabelige værdier, de kan støje, skygge eller i øvrigt påvirke nærmiljøet på forskellig vis. De negative eksternaliteter påvirker også et mølleprojekts økonomi, bl.a. via værdisabsorptionen og behov for frivillig kompensation mv. som har til hensigt internalisere eksternaliteterne.

Udbygning af landvind siden 2005 og indikationer i forhold til det fremadrettede potentiale

Af tabel 16 fremgår placeringen af vindmøller med en kapacitet på mindst 1 MW opført siden 2005 fordelt på kommuner.

Tabel 16. Placering af nye vindmøller januar 2005 – december 2015 (møller større end 1 MW)

Kommune	Areal (km ²)	Møllekapacitet (MW)	Mølletæthed (kW/km ²)
Lemvig	509	135,4	266
Ringkøbing-Skjern	1.470	329,0	224
Jammerbugt	864	106,3	123
Billund	540	52,6	97
Brønderslev	633	58,0	92
Struer	246	21,3	87
Randers	748	55,0	74
Vesthimmerlands	770	54,2	70
København	86	6,0	70
Kalundborg	575	39,2	68
Ærø	90	6,0	67
Skive	683	39,0	57
Morsø	364	18,0	49
Holbæk	577	27,6	48
Kerteminde	206	9,2	45
Thisted	1.074	45,8	43
Holstebro	793	30,9	39
Lolland	886	33,9	38
Næstved	676	23,7	35
Mariagerfjord	718	24,0	33
Aabenraa	941	31,0	33
Langeland	289	9,0	31
Bornholm	588	18,2	31
Frederikshavn	649	20,0	31
Herning	1.321	40,5	31
Allerød	67	2,0	30
Rebild	621	18,0	29
Ålborg	1.137	29,9	26
Ikast-Brande	734	15,4	21
Viborg	1.409	29,2	21
Nyborg	278	5,3	19
Esbjerg	795	14,5	18
Sorø	308	4,6	15
Svendborg	415	4,6	11
Varde	1.240	12,0	10
Sønderborg	497	4,6	9
Øvrige 62 kommuner (der ikke har opstillet vindmøller)	19.123	0,0	0
I alt	42.922	1.373,7	32

Kilde: Stamdataregisteret for vindmøller.

Anm.: I Thisted kommune er der opført 4 store vindmøller i Det Nationale Testcenter. Disse indgår ikke i opgørelsen.

Det ses af tabellen, at der i gennemsnit er opført 32 kW per km². Det svarer til, at der er opført en relativt stor vindmølle med en kapacitet på 3,2 MW for hver 100 km² – et areal på 10 x 10 km.

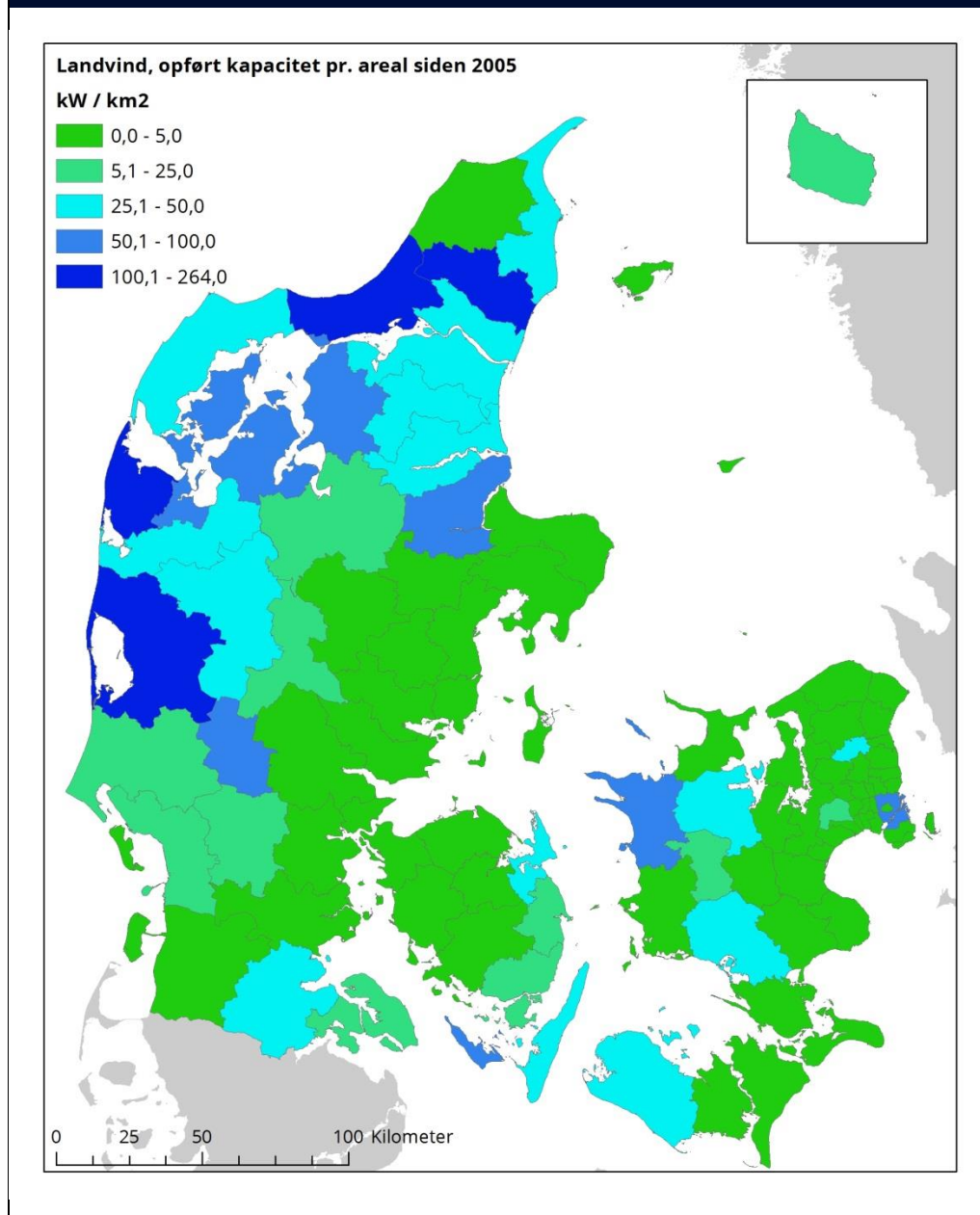
Der er betydelig variation i opførelsen af vindmøller på tværs af landets kommuner i de seneste 10 år. Over halvdelen af møllerne opstillet siden 2005 står i de 7 kommuner med størst tæthed af ny-opstillede møller. Disse kommuner dækker omkring 10 pct. af landets areal.

I omkring 2/3 af kommunerne – der udgør omkring halvdelen af landets areal – er der ikke opført nye møller siden 2005. Det kan være en konsekvens af forskellige kommunespecifikke omstændigheder, og tabellen skal således ikke tolkes som et udtryk for den enkelte kommunes lokale prioritering af vindmølleudbygning. Det er alene den overordnede variation – på tværs af og inden for forskellige sammenlignelige grupper af kommuner – der *samlet set* kan give en indikation af forskellene i de lokalpolitiske prioriteringer.

Nogle af disse kommuner har stor befolkningstæthed, hvilket kan være en begrænsende faktor. På trods af høj befolkningstæthed, har Københavns Kommune imidlertid bygget landvindmøller svarende til 2,2 gange landsgennemsnittet siden 2005, og København er blandt de 10 kommuner med størst mølletæthed. Det kan bl.a. også skyldes, at der er relativt store erhvervsområder i Københavns Kommune.

Gode vindforhold kan forklare en del af variationen i mølletæthed på tværs af kommuner. Ringkøbing-Skjern er den kommune, hvor der er bygget flest vindmøller, og samtidigt har kommunen gode vindforhold. Imidlertid er der ikke bygget nye store møller i en række andre Vesterhavskommuner, og der er således også forskel i udbygningen af landvind siden 2005 i kommuner med sammenlignelige vindforhold, *jf. figur 4*.

Figur 4. Landvindkapacitet pr. kommune (MW)



Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

Der kan være andre grunde end ovennævnte til forskellene i vindmølleudbygningen i sammenlignelige kommuner. I visse kommuner er der mange ældre møller fra før 2005, ligesom der er nye møller på vej i nogle kommuner, der ikke har sat møller op i løbet af de seneste 10 år. Nogle kommuner har fået underkendt deres udbygningsplaner af Natur- og Miljøklagenævnet osv. Samlet set indikerer opgørelsen i *tabel 16*, at det ikke kun er forskelle i de absolutte planmæssige og geografiske forhold, der har betydning. Den lokalpolitiske afvejning af ofte modsatrettede hensyn i forbindelse med planlægningen af nye vindmøller ser også ud til at have betydning for udbygningen af vindmøller.

4.2.2 Økonomiske begrænsninger

I kommunernes prioriteringer indgår økonomiske og lokalpolitiske forhold. Der vil – også lokalt – være økonomiske interesser, der gerne ser en større udbygning af vindmøller. På de mest attraktive steder vil der være konkurrence blandt vindmølleopstillere om at få lov til at bygge netop der. Det vil medføre økonomiske gevinster for eksempelvis landmænd, der har sådanne arealer, og potentielt for deres naboer, der fx kan blive tilbudt adgang til at købe ejerandele. Ifølge Danmarks Vindmølleforening er udgifterne til køb af jord på omkring 3 mio. kr. ved opførelse af en mølle på 3 MW, mens teknologikataloget opgør udgiften til 1 mio. kr. Det er langt mere end ved anden anvendelse af jord i landdistrikter. Ud over den økonomiske gevinst for landmænd, kan der også være lokale arbejdspladser, der medfører særlig velvillighed over for opstilling af vindmøller eller der kan være et lokalt ønske om at være i front med grøn omstilling.

Omvendt vil der være nogle lokale negative eksternaliteter forbundet med opstillingen af landvindmøller. Møllerne kan fx reducere de landskabelige værdier, de kan støje, skygge eller i øvrigt påvirke nærmiljøet på forskellig vis. De negative eksternaliteter forsøges internaliseret via bl.a. værditabsordningen og kompenseret (omend indirekte) for via den grønne ordning.

Kommuner må alt andet lige forventes at være mindre tilbøjelige til at udpege arealer til vindmøller, der kan genere naboer, hvis der ikke samtidigt er lokal interesse, der presser på for at bygge vindmøller. Hvis støtten til opsætning af landvindmøller øges, vil der være flere der har større interesse i, at kommunen planlægger flere vindmøllearealer. Disse interesser må alt andet lige formodes at få større vægt i kommunernes prioritering. Der vil dog være en stor andel af de potentielle placeringer, hvor økonomiske forhold formentlig ikke vil ændre ved modstanden mod vindmøller.

Nogle af de væsentlige forhindringer for udbygningen af vindmøller er reglerne om afstand til nabobeboelser og bindende støjgrænser. Forbedres økonomien ved landvindmøller vil det i flere tilfælde end i dag være muligt for mølleopstillerne at opkøbe og evt. nedlægge beboelsesejendomme for at skabe plads til større projekter. En forbedret økonomi vil også give vindmølleopstillerne flere muligheder for at tilbyde naboer mv. incitamenter til at vindmøllerne stilles op. Det kan for eksempel dreje sig om tilbud om salg af andele til favorable priser eller støtte til lokale formål.

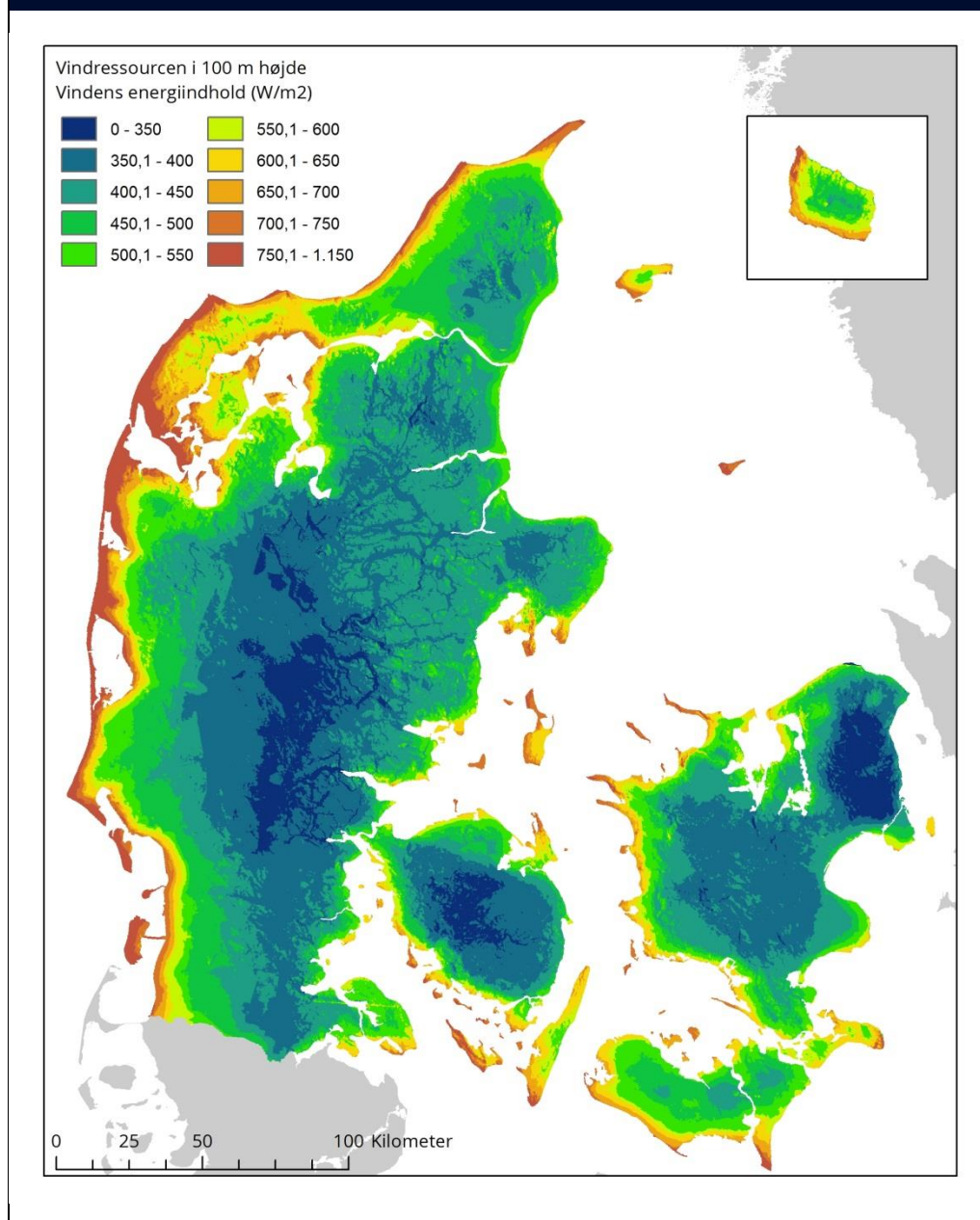
En vindmølleklynge med 6 møller a 3 MW har i gennemsnit et budget på ca. 180 mio. kr. Kan der eksempelvis opkøbes 5-10 ejendomme for 5-10 mio. kr. for derved at opnå en placering, der er over 10 pct. bedre vindmæssigt, vil det være en god forretning under forudsætning af, at beboerne er villige til at sælge.

Det kan have stor betydning for udbygningen af vindmøller, hvis det er muligt at ændre begrænsningerne for selv en lille andel af de placeringer, der i dag forhindres af planlægningsmæssige og økonomiske forhold, givet det store potentiale i udbygningen af landvind på landbrugsjord. En forbedring af de økonomiske forhold kan således have stor betydning, selv om det langt fra vil indebære, at der opføres vindmøller alle steder hvor det vil kunne betale sig.

Hvor stor en andel af det hypotetiske, fysiske potentiale nævnt ovenfor, der faktisk udnyttes, afhænger imidlertid af rammevilkårene, herunder støtteniveauet. I det følgende er vist hvorledes en landvindudbudskurve kan skitseres, se *figur 6*, ud fra data for vindforhold samt en række forudsætninger om investeringsomkostninger, renteniveau mv.

I *figur 5* er vindens energiindhold i 100 meter højde vist. Det er langt fra al energi i vinden der i praksis kan høstes af vindmøllerne. Ved kraftig vind begrænses produktion af den installerede effekt. Ved meget kraftig vind ophører møllerne med at producere af sikkerhedshensyn. Figurens oplysninger kan derfor ikke direkte omregnes til mulig produktion. Hertil kommer, at produktionen afhænger af mølletypen.

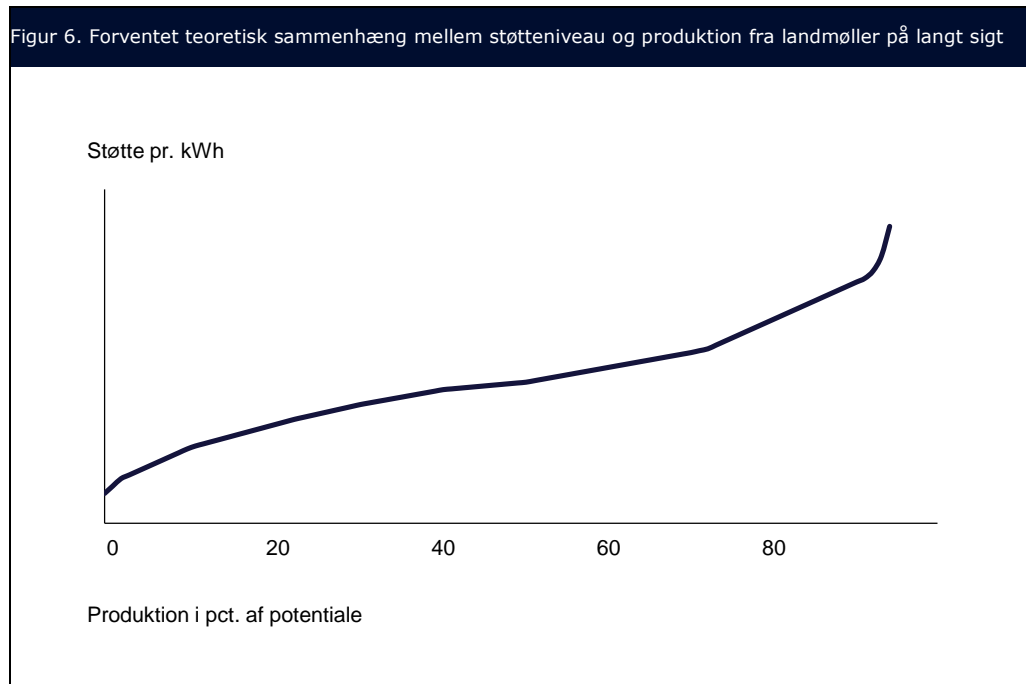
Figur 5. Vindens energiindhold i 100 m højde



Kilde: Energistyrelsen og Energi- og Miljødata.

Helt overordnet er energiindholdet i vinden 350-500 W/m², dvs. mellemgod, i størstedelen af Danmark. De mere vindrige områder udgør et væsentligt mindre areal, og hovedparten af møllerne opført siden 2005 er placeret på disse mere vindrige steder. De vindrige områder er ofte relativt tyndt befolkede, men forholdsvis store dele af områderne er derimod underlagt andre planlægningsmæssige begrænsninger i form af fredede arealer mv. og sommerhusområder. Der er således primært et stort og relativt uudnyttet potentiale for vindmøller i de mellemgode vindområder, hvor energiindholdet i vinden er 350-500 W/m². Også i disse områder må en forøgelse af støtteniveauet forventes at have betydning for, om der opføres flere vindmøller.

Det er muligt helt summarisk at beregne, hvor stor en produktion fra danske vindmøller, der under en række forudsætninger ville kunne være rentable ved forskellige niveauer for tilskuddet til produktionen. Formen på en sådan ”udbudskurve” for landvindmøller kan tage udgangspunkt i den relative størrelse af arealer i Danmark med forskellige vindforhold, jf. *figur 5*. Endvidere forudsættes det, at de planlægningsmæssige forhindringer reducerer de tilgængelige arealer med en lige stor andel for alle vindklasser.³¹ Ud fra disse forsimplede forudsætninger bliver formen på ”udbudskurven” som illustreret i *figur 6*.



Kilde: Egne beregninger på baggrund af vindressourcekort.

Produktionen i procent af den samlede potentielle produktion fra landvindmøller er givet ud ad 1. akse, når der tages højde for planlægningsmæssige begrænsninger. Ud ad 2. akse er angivet niveauet for støtten til el fra landvindmøller i øre per kWh.

Det bemærkes, at ovenstående udbudskurve er forbundet med betydelig usikkerhed, og alene skal ses som en helt overordnet skitsering af størrelsesordenen af støtteniveauets betydning for udnyttelse af potentialet for landvind på længere sigt, jf. også nedenfor.

³¹ I praksis reducerer de planlægningsmæssige reguleringer udbygningen mere på de mest vindrige steder – jf. at det oftest er ved kyster, hvor der er store fredede arealer og sommerhuse mv. Det indebærer blandt andet, at overnormal indtjening eller ”rent” for særligt godt placerede møller vil være mindre udbredt end udbudskurven i figur 6 umiddelbart giver indtryk af. Den overnormale indtjening vil også begrænses af, at denne i praksis skal deles med lokale interessenter fx via kompensation og opkøb af ejendomme.

Det er sandsynligt, at det nuværende støtteniveau er et sted på udbudskurven, hvor hældningen bliver fladere. Det vil sige, at en forøgelse af produktionen er større for hver øre per produceret kWh støtten sættes op i et interval over det nuværende støtteniveau. Det skyldes at det bliver mere rentabelt at sætte vindmøller op på flere af de store arealer med mellemgode vindforhold, som udgør et betydeligt større areal end de vindrige placeringer, hvor store vindmøller typisk placeres i dag.

Faldet i hældningen på udbudskurven vil i praksis også kunne henføres til, at den andel af de mere vindrige arealer der vil blive tilgængelig for vindmøller må forventes at stige i forhold til i dag. I flere tilfælde vil det blandt andet kunne betale sig at opkøbe spredt beliggende boligejendomme med henblik på at skabe større sammenhængende arealer, hvor afstandskrav opfyldes for alle møllegruppens møller. En vindmøllepark på de mest vindrige steder på 6 x 3 MW producerer over 60 mio. kWh årligt. Ved en forhøjelse af støtten med 1 øre per kWh øges indtægterne fra møllen med ca. 8 mio. kr. i møllens levetid (omregnet til nutidsværdi). Dermed stiger interessen for at skabe plads på de mest vindrige steder markant – også selv om det måtte kræve opkøb af ejendomme og kompensation til naboer mv.

Mens der er forhold, der taler for, at hældningen på udbudskurven falder et godt stykke over det nuværende støtteniveau, er der også et forhold, der trækker i den modsatte retning. Det er primært, at flere vindmøller vil presse elprisen på de tidspunkter, hvor der produceres mest el fra vindmøller. Forudsættes det at der sker en udbygning af elkablerne til Norden, vil denne effekt blive elimineret, hvis det er elkunderne, der betaler for forstærkningerne, og delvist elimineret hvis det er vindmølleopstillerne, der skal betale for netudbygningen forårsaget af flere vindmøller.

4.2.3 Usikkerhedsmomenter knyttet til udbudskurven

Stiger elprisen, eller falder priserne på vindmøller, vil udbudskurven rykke nedad, og omvendt vil kurven rykke opad ved lavere elpris eller højere priser på vindmøller. Udbudskurvens vandrette dimension – dvs. det samlede potentiale for landvind givet planlægningsmæssige begrænsninger – er som nævnt også usikker. Opprioriteres andre hensyn end opstilling af vindmøller i planlægningen, vil kurven blive ”trykket sammen”, og der vil blive opført færre møller ved et givet tilskud. Modsat vil der blive opført flere møller ved et givet tilskud, hvis vindmølleudbygning prioriteres højere i den lokale planlægning.

Det skal understreges, at man langt fra entydigt kan rangordne støttebehovet til de forskellige møller alene ud fra vindrighed. Der er fx en tendens til højere elpriser øst for Storebælt end i resten af landet. I de senere år har en mølle således kunne være ca. 10 pct. mindre effektiv på Sjælland end i Jylland og alligevel være lige så rentabel. Endvidere vil en mølle på de mest vindrige ste-

der alt andet lige blive slidt hårdere end en mølle et mindre vindrigt sted. Der kan også være større udgifter til fundering og opkøb af jord og naboejendomme på de mest vindrige steder. Der kan endeligt blive opstillet møller i forholdsvis vindfattige områder, fordi opstiller har andre fordele, fx markedsføringsmæssige.

4.2.4 Skøn for potentiale for landvind i analyse fra Energinet.dk

Energinet.dk undersøger i 'Analyse af potentialet for landvind i 2030', hvor meget landvind der er plads til i Danmark, når værditab ved nedlæggelse af ejendomme og øvrige gener for naboer værdisættes og inkluderes i den samlede økonomiske betragtning. Det konkluderes, at der teoretisk set er et langsigtet potentiale for en kapacitet på 12 GW. Potentialet er fundet uden for Natura2000, sommerhusområder m.v. Der er endvidere flere potentielle områder som pga. metodens begrænsninger ikke er taget med i analysen, hvormed potentialet kan være større end 12 GW. Det skal ses i lyset af, at Danmarks eksisterende vindmøllekapacitet på land er 3,6 GW, og at potentialet kan opnås med færre, men større møller.

Det er dog vigtigt at være opmærksom på, at der i analysen er tale om et teoretisk potentiale som er højere end hvad der må forventes at ville blive realiseret med de nuværende rammevilkår. For eksempel tager analysen således kun i begrænset omfang hensyn til gældende regler i støjbekendtgørelse om blandt andet kumuleret støj, ligesom der kan være en række områder, hvor det efter den nuværende lovgivning i praksis er yderst besværligt at opstille vindmøller (§3 natur- og fredsskov, særlige landskabelige områder, byzoner). Derudover tager analysen ikke højde for begrænsninger ved samspil mellem vindmøllegrupper og lokal modstand som, med den gældende lovgivning, kan være en hindring for flere af projekterne. Der kan således i praksis ikke komme møller alle de udpegede potentielle steder med de nuværende rammevilkår.

4.3 Tidligere skrotningsordninger

De økonomiske incitamenter ved de tidligere skrotningsordninger til at erstatte gamle med nye møller har en række fællestræk med incitamentene i det nuværende tilskudssystem, hvor støtten gives til et bestemt antal fuldlasttimer (bestemt ud fra møllens effekt og rotorareal) og dermed ikke i hele møllens tekniske levetid. Begge støtteordninger indebærer en forvridding af afvejnningen mellem at udskifte møllen (så støtten forøges) eller reparere den eksisterende mølle (uden støtte). På den baggrund illustreres nedenfor kort effekterne af disse tidligere ordninger.

Der har gennem tiden været tre skrotningsordninger³². Den første vedrørte perioden 1994-1996, hvor der blev brugt i alt 10 mio. kr. til opkøb af uhen-

³² Se også bilag 9 på side 153.

sigtsmæssigt placerede vindmøller (0,7 MW nedtaget). Den anden ordning var i kraft fra april 2001 til 31.12.2003. *Tabel 17* og *tabel 18* nedenfor viser omfanget af nedtaget kapacitet i årene 2000-2004 hhv. årene 2005-2011.

Tabel 17. Nedtaget kapacitet i årene 2000-2004

År	MW
2000	8,5
2001	5,3
2002	110,6
2003	22,1
2004	7,3

Kilde: Energistyrelsens Stamdataregister for vindmøller.

I 2003, hvor ordningen fortsat kunne benyttes, blev der nedtaget et begrænset antal møller. Det kan bl.a. skyldes, at øvrige tilskud til nye møller blev reduceret fra 1. januar 2003. Der blev givet et særligt tilskud, hvis man samtidig med skrotning satte en ny mølle op. Det gjaldt for møller under 150 kW. Tilskuddet var ca. 2 mio. kr./MW for nye møller.

Tabel 18. Nedtaget kapacitet i årene 2005-2011

År	MW
2005	18,1
2006	3,7
2007	14,3
2008	38,9
2009	34,5
2010	44,4
2011	56,2

Kilde: Energistyrelsens Stamdataregister for vindmøller.

Den tredje skrotningsordning var samlet set gældende i perioden 2005-2011. Ordningen omfattede møller under 450 kW. Tilskuddet var oprindeligt på ca. 1,4 mio. kr. per MW ny kapacitet. Ordningen blev ændret flere gange, herunder blev tilskuddet forhøjet. I perioden blev ca. 40 pct. af møller under 450 MW skrottet. Møller opstillet før 1993 var typisk højst på 450 MW. Ordningens succes var begrænset og betød, at ordningen blev forlænget fra 2009 til 2011.

Gennemførelse af et vindmølleprojekt tager tid, op til ca. 2 år. Derudover er der klageadgang i forbindelse med mølleprojekterne, som kan forsinke projektet yderligere, hvis adgangen bliver benyttet. Der kan nævnes forskellige forklaringer på, at opstilling af møller generelt kan give udfordringer for mølleop-

stillere, hvilket også havde betydning for implementeringen af skrotningsordningen. Nedlæggelsen af amterne fra 2007, som ind til da havde opgaven med at planlægge for vindmøller, gav en administrativ ændring, der i en periode kan have påvirket gennemførelsen af vindmølleprojekter. Da der samtidig ikke var en entydig sammenhæng mellem nedtagning af møller og opstilling af nye, var der ikke en tydelig incitamentsstruktur for de enkelte kommuner, som nu havde overtaget opgaven, for at gennemføre projekter, som var omfattet af skrotningsordningen. I modsat retning trak indførelsen af de 4 ordninger (værditabsordningen, køberetsordningen, den grønne ordning og garantiordningen), der medvirkede til landmølleudbygning. Erfaringerne fra de forskellige ordninger illustrerer, at ændringer i de økonomiske forhold for nye henholdsvis ældre møller kan have stor betydning for møllernes levetid.

4.4 Business case af en vindmølleøkonomi under nuværende regler

Der kan foretages mange forskellige beregninger af økonomien ved landvindmøller. I det følgende er der først nærmere redegjort for de hidtidige officielle beregninger med udgangspunkt i Teknologikataloget³³, der udarbejdes af de danske myndigheder. Beregningerne foretages ved typiske forudsætninger og kommer derfor frem til én pris eller omkostning.

I det følgende gennemgås først en businesscase for landvindmøller med de nuværende støtteregler. Resultaterne opgøres som årligt afkast og vises for forskellige forudsætninger for udvikling i elpris og levetid. Bagefter gives en analyse, der viser følsomheden af vindmøllernes økonomi over for forskellige forudsætninger.

4.4.1 Tekniske forudsætninger om møllen

I beregningerne opstilles en landvindmølle på 3 MW med 2.978 fuldlasttimer om året. Det giver en samlet elproduktion på 8.934 MWh per år. Møllen har en rotordiameter på 100 m og en levetid på 20 år, alternativt 25 år.

4.4.2 Investeringsomkostninger

De samlede investeringsomkostninger er omtrent 28 mio. kr. i 2015-priser for en mølle på 3 MW. Omkostningerne fordeler sig på selve møllen og fundamentet med 86 pct., derudover er der omkostninger til finansiering, opkøb af jord, el- og kabelarbejde samt vejanlæg og øvrige omkostninger.

4.4.3 Løbende drift og vedligeholdelsesomkostninger

De løbende drift- og vedligeholdelsesomkostninger til forsikring, reparation, serviceaftale, jordleje samt administration løber op i 80 kr./MWh (2013-priser), dvs. 8 øre/kWh. Forudsætningerne følger Energistyrelsens Teknologi-

³³ Teknologikataloget er opdateret i januar 2014 for landvind.

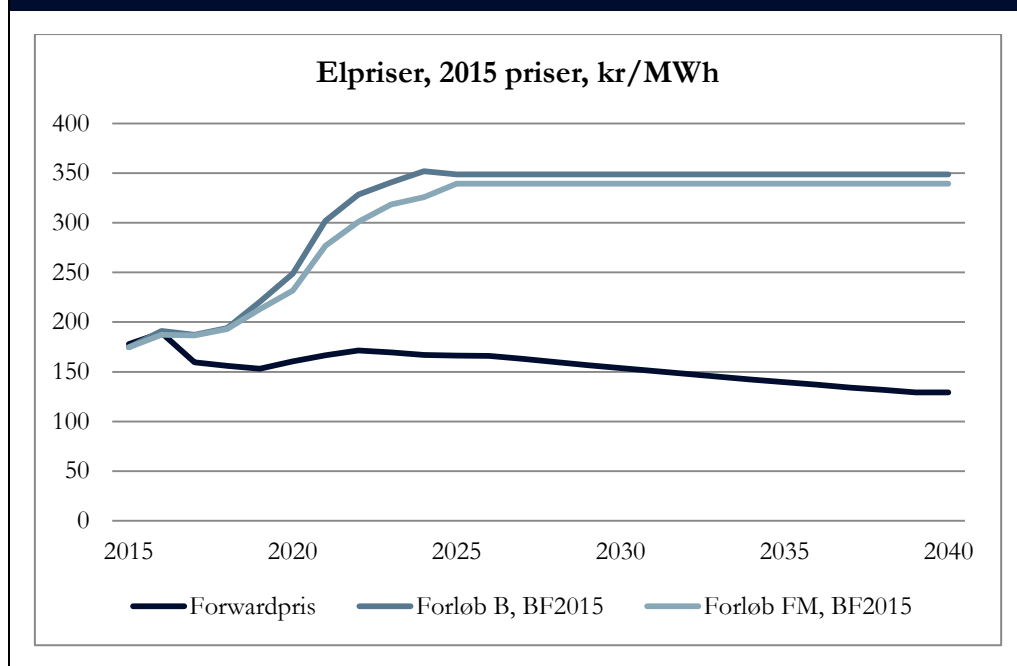
katalog. Dansk Vindmølleforening har en antagelse om drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på 90 kr./MWh (2013-priser).

4.4.4 Elprisforudsætninger

Det er Energinet.dk's observation på baggrund af deres støtteudbetaling til elproduktion på vindmøller, at vindmøller historisk har solgt strøm til nettet til 10 pct. under den generelle markedspris. Den antagelse er brugt i beregningen af møllens indtægt ved elproduktion. Der er i beregningerne tre elprisforudsætninger, der er et resultat af Energistyrelsens basisfremskrivning 2015:

- Forwardpris: Forwardprisen fra Nasdaq for perioden 2016 til 2025. Derefter fastholdt i løbende priser for resten af perioden.
- Forløb B: CO₂-kvoteprisen følger udviklingen i IEA's World Energy Outlook 2015 og stiger til ca. 100 kr./ton i 2020 og ca. 170 kr./ton i 2025. Dette kombineres med en væsentlig grøn omstilling i udlandet og et øvre skøn for udbygningen med vindkraft i Danmark.
- Forløb FM: CO₂-kvoteprisen følger skøn fra Finansministeriet og stiger til ca. 65 kr./ton i 2020 og ca. 85 kr./ton i 2025. Dette kombineres med en mindre grøn omstilling i udlandet og et medium skøn for udbygningen med vindkraft i Danmark (ikke middel af nedre og øvre skøn, da elprisen og dermed rentabiliteten i vindmøller i dette forløb ligger tættere på A end B)

Figur 7. Fremtidige elpriser



Kilde: Energistyrelsens basisfremskrivning 2015.

4.4.5 Støtteforhold

Anlægsjeren skal selv sørge for afsætningen af produktionen på elmarkedet og afholde omkostningerne dertil. Som tidligere beskrevet i afsnit 4.1 ydes der et pristillæg på 25 øre/kWh for summen af en elproduktion i 6.600 fuldlasttimer og en elproduktion på 5,6 MWh per m² rotorareal. Pristillægget reduceres øre for øre, hvis månedsgennemsnittet for markedsprisen på el overstiger 33 øre/kWh nominelt og derved helt bortfalder, hvis elprisen bliver 58 øre/kWh i løbende priser eller højere. Der er i beregningen forudsat, at der ydes en godtgørelse til balanceringsomkostninger, som modsvarer udgifterne til balancering for vindmøllejerne. I businesscasen er der også medregnet omkostninger til balancering, som er antaget at være af tilsvarende størrelse. Alle beløbene er her i løbende priser, dvs. støttens reale værdi falder over tid. BVT-deflatoren er brugt som den forventede udvikling i inflationen.

4.4.6 Resultater

Beregningen viser, at businesscasen er meget afhængigt af elprisens størrelse. Der er et internt afkast på mellem 1 pct. og 8 pct. af investeringen, jf. tabel 19. Støtten udgør således en væsentlig andel af møllens økonomi navnlig i de tilfælde, hvor elprisen er lav.

Tabel 19. Businesscase for landvind

	25 år
Internt afkast i procent	
Forwardpris	0,9
Elpris fra forløb B	7,8
Elpris fra forløb FM	7,5

Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog og egne beregninger.

4.4.7 Hvor stor skal elprisen være for at møllen har overskud?

Formålet med dette afsnit er at vise, hvor følsom vindmøllernes økonomi er for ændringer i nogle væsentlige forudsætninger. Der fokuseres i afsnittet på investeringsomkostningerne, møllens levetid, renteniveauet og fuldlasttimerne per mølle. Beregningerne nedenfor er ikke baseret på foregående business case, hvorfor resultaterne i dette afsnit kan afvige fra dem før.

Udgangspunktet for økonomiberegningerne i dette afsnit er følgende overordnede omkostninger og tilskud:

Tabel 20. Forudsætninger i økonomiberegninger for vindmøller, herunder følsomhedsberegninger

Investeringsudgift vindmølle	10 mio./MW
Årlig produktion	3 mio. kWh = 34,2 pct. af fuld effekt
Forhold mellem rotorareal og effekt	2,75 m ² /kW
Balanceringsstilskud, nominelt	1,8øre/kWh
Tilskud inden for loft, nominelt	25 øre/kWh
Levetid	20-25 år
Rente, nominal	0-10 pct.
Udgifter til reparation, forsikring, administration	10 øre/kWh

Ved en rente på 5 pct. og levetid 20 år er det nødvendigt med en afregningspris på netto ca. 21 øre/kWh til vindmøllen efter balanceringsudgifter (svarer til godt 25 øre/kWh i uvægtet Nordpoolpris ved nuværende udbygning), hvis økonomien skal kunne løbe rundt.

Tabel 21. Hovedposter i økonomien for en landmølle under gennemsnitlige forudsætninger herunder rente på 5 pct. nominelt og levetid på 20 år

	Øre/kWh
Forrentning og afskrivning ved 20 års levetid og 5 pct. rente	-23,1
Reparation og vedligeholdelse samt udgifter til skrotning mv.	-10,0
I alt omkostning	-33,1
Investeringstilskud	10,4
Balanceringstilskud	1,5
I alt omkostning efter tilskud	-21,2

Omkring 70 pct. af udgifter vedrører forrentning og afskrivning på møllen, mens ca. 30 pct. skyldes udgifter til reparation, administration og i sidste ende oprydning mv. Balanceringstilskuddet på nominelt 1,8 øre/kWh svarer til 1,5 øre/kWh i faste priser, mens tilskuddet på 25 øre/kWh i de første ca. 7 år svarer til 10,4 øre/kWh realt for alle de producerede kWh.

Tilskuddene svarer samlet til ca. 52 pct. af investeringsudgiften. Skal møllen kunne løbe rundt økonomisk kræver det en konstant real nettoprisafregningspris til vindmøller på ca. 21 øre/kWh efter balanceringsudgifter. Da møller har balanceringsudgifter, og priserne er lavere, når der produceres meget vindenergi, svarer det til en markedspris på i gennemsnit godt 25 øre/kWh i dag og ca. 30 øre/kWh i 2020 ved den kraftige planlagte udbygning (i både Danmark og Tyskland) og i fravær af investeringer i nye kabler til Norge/Sverige. Med nye kabler vil der være betydelig usikkerhed om hvordan vind-elprisen udvikler sig fremover.

Da kapacitetsomkostningerne er de væsentligste, er økonomien særlig følsom over for forudsætninger om renter, afskrivninger og pris per MW samt produktions størrelse.

For landvind er der senest ved Energistyrelsens beregning af de langsigtede marginalomkostninger ved elproduktion fra juli 2014 forudsat en investeringsomkostning på 9,4 mio. kr. per MW kapacitet, en realrente på 4 pct., levetid 20 år og 3.000 fuldlasttimer om året. Det giver en udgift til renter og afskrivninger på 23,8 øre/kWh. Hertil kommer 7,8 øre/kWh i omkostninger til reparation og vedligeholdelse. Det giver en samlet omkostning på 31,6 øre/kWh.

Der er imidlertid i praksis betydelig spredning omkring dette centrale skøn. I Tyskland regnes med en investeringsudgift på mellem 7,5 mio. kr. og 13,5 mio. kr. pr. MW. I Danmark er spredningen i investeringsudgiften også mellem 7,2 og 13,5 mio. kr./MW baseret på data fra køberetsordningen. Levetiden kan være 25 og ikke 20 år, og variation i vindforholdene indebærer, at antallet af fuldlasttimer varierer mellem 4.000 og ned til måske 1.500 fuldlasttimer.

I følgende tabel er vist eksempler på omkostninger til renter og afskrivning, idet der varieres mellem en investeringsudgift på 7 mio. kr./MW, 10 mio. kr./MW og 13 mio. kr./MW, henholdsvis 20 år og 25 år levetid og mellem 1.500 og 4.000 fuldlasttimer om året. Der er forudsat en realrente på 3 pct.

Tabel 22. Omkostninger til renter og afskrivninger ved forskellige forudsætninger ved realrente på 3 pct.

Investering mio. kr./MW	7	7	10	10	13	13
Levetid år	25	20	25	20	25	20
Fuldlasttimer	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
4000	10	11,8	14,4	16,8	18,7	21,8
3500	11,5	13,4	16,4	19,2	21,3	25
3000	13,4	15,7	19,1	22,4	24,9	29,1
2500	16,1	18,8	23	26,9	29,9	35
2000	20,1	23,5	28,7	33,6	37,3	43,7
1500	26,8	31,4	38,3	44,8	49,8	58,3

Det ses af tabellen ovenfor, at omkostningerne afhænger kritisk af vindforhold. Jo flere fuldlasttimer, des lavere omkostningerne per kWh over levetiden. For eksempel, ved investeringsomkostninger på 10 mio. kr., 20 års levetid og 3.000 timer er de faste kapitalomkostninger på 22,4 øre/kWh. Er produktionen 1/3 større (dvs. 4.000 timer), er omkostningen på en fjerdedel lavere, nemlig 16,8 øre/kWh. Er produktionen en tredjedel mindre (2.000 timer), er omkostningerne 50 pct. større eller i alt 33,6 øre/kWh.

Omkostningerne afhænger også kritisk af investeringsudgiften. Er investeringsomkostningen 30 pct. større – altså i alt 13 mio. kr. – er omkostningerne ikke 22,4 øre/kWh, men 29,1 øre/kWh. Er investeringsudgiften 30 pct. mindre, er kapitalomkostningerne også 30 pct. mindre, altså 15,7 øre/kWh, sammenholdt med det centrale regneeksempel på 3.000 timer.

Umiddelbart er spredningen meget stor – fra 10 øre/kWh i øverste venstre hjørne til ca. 58 øre/kWh i nederste højre hjørne. Det gælder dog formentlig, at der er en sammenhæng mellem driftstimerne og møllens karakteristika og mellem disse karakteristika og investeringsudgiften.

Et mere realistisk billede af spredning fås derfor, når man betragter tabellen fra nederste venstre hjørne mod øverste højre hjørne. De fleste møller vil derfor formentlig have en kapitalomkostning mellem 20-30 øre/kWh.

Når investor investerer, sker det på baggrund af forventninger til vindforhold mv. Der er dels en variation fra år til år dels en usikkerhed om de lokale vindforhold sammenlignet med de overordnede vindforhold. Denne usikkerhed

kan være betydelig. Energi- og Miljødata oplyser, at rensset for den overordnede usikkerhed fra år til år og for længerevarende driftsforstyrrelser er standardafvigelsen mellem realiseret og forventede lokale vindforhold på ca. 8 pct. Alene inden for samme møllegruppe kan der være 10 pct. forskel i produktionen fra den mest produktive til den mindst produktive mølle, formentlig fordi møllerne på samme lokalitet kan være opstillet mere eller mindre vindrige steder.

Hvis investor forventer at der fx er 1/3 chance for, at der vil blive produceret 2.500 fuldlasttimer, 1/3 chance for 3.000 fuldlasttimer og 1/3 chance for 3.500 fuldlasttimer så vil investeringskalkulen – dvs. før møllens faktiske produktion kendes – blive baseret på, en forventet produktion på 3.000 timer. Ved dette produktionsomfang er kapitalomkostningen 22,4 øre/kWh. Men investor skal beslutte sig ud fra *gennemsnittet* af de tre mulige udfald, hvilket giver en kapitalomkostning på 22,8 øre/kWh, som investor vil skulle kompenseres for via markedspris på el plus støtte. Det kan være at denne mølle er en marginalmølle der lige netop forventes at kunne løbe rundt. Når møllen er opført vil der da være et overskud ud over investors afkastkrav ("rent") på 3,6 øre/kWh, hvis møllen producerer 3.500 timer, men et underskud på 4,1 øre/kWh, hvis møllen producerer 2.500 timer og endelig et lille overskud på ca. 0,4 øre/kWh, hvis forventningen til produktionen netop holder stik. Gennemsnittet af de tre udfald er 0, jf. forudsætningen om at møllen er marginal.

Over hele mølles levetid forventes spredningen at være mindre end her anført. Ser man derimod alene på få år vil de regionale og lokale forskelle i vindforholdene være større. I 2013 var vindindeks ca. 90 pct. af det normale på Sjælland, og ca. 95 pct. af det normale i Nordvestjylland. For hele landet varierer indeks med ca. 6 pct. point fra det normale fra år til år.

Selvom møllen således er "marginal" i den forstand, at den netop kan svare sig at opføre, vil den således efterfølgende kunne se ud som om den er enten meget rentabel (hvis produktionen viser sig at være stor) eller urentabel (hvis produktionen viser sig at være lille). Regneeksemplet viser således, at beregninger der foretages på faktiske udfald af mølleinvesteringer ikke umiddelbart kan fortolkes som "punkter på en udbudskurve". Det gælder måske i særlig grad de ekstreme observationer.

Jf. *tabel 21* er der i de følgende beregninger brugt et skøn på 10 øre/kWh som et overslag for omkostninger til reparation og vedligeholdelse.³⁴ I tabellen er

³⁴ I Teknologikataloget er omkostningerne til reparation og vedligeholdelse vurderet til 7,8 øre/kWh. I Sverige er de vurderet til op mod 12 øre/kWh, mens de i Tyskland vurderes til op mod 13,4 øre/kWh. Her er der dog ikke taget højde for forskelle i samlet produktion og andre forhold som fx møllernes placering mm.

der også anvendt en realrente på godt 3 pct. svarende til en nominel rente på ca. 5 pct. Der er imidlertid også usikkerhed om finansieringsomkostningerne.

Tager man udgangspunkt i en mølle med investeringsudgift på 10 mio. kr./MW, 3000 timer vil den nødvendige afregningspris – dvs. markedsprisen for vind-el efter balanceringsomkostningerne – variere med renten. I tabellen nedenfor er vist en række regneeksempler, hvor den nominelle rente varierer.

Tabel 23. Regneeksempler med varierende nominel rente

Nominel- rente	Leve- tid	Balanc. Tilskud	Investerings- tilskud	Rep. + vedh.	Rente + afskriv- ning	Nødvendig afregnings- pris
Pct.	År	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
10	20	-2,03	-13,08	10	34,7	29,59
10	25	-2,00	-12,03	10	31,93	27,9
7,5	20	-2,01	-11,77	10	28,63	24,85
7,5	25	-1,96	-10,5	10	25,54	23,08
5	20	-1,99	-10,42	10	23,11	20,7
5	25	-1,93	-8,93	10	19,8	18,94
4	20	-1,98	-9,87	10	21,08	19,23
4	25	-1,91	-8,3	10	17,7	17,49
3	20	-1,97	-9,32	10	19,14	17,85
3	25	-1,89	-7,67	10	15,75	16,19
0	20	-1,93	-7,7	10	13,99	14,36
0	25	-1,84	-5,87	10	10,67	12,96

Kilde: Egne beregninger

Anm.: Tilskuddene beregnet som gennemsnitlige realtilskud per produceret foretaget med balanceringsgodtgørelse på 2,3 øre/kWh i hele møllens levetid, der gælder til udgangen af 2015.

Ved en nominel rente på 5 pct. svarende til en realrente på ca. 3,1 pct. er de samlede omkostninger ved produktionen (reparation og vedligehold *plus* rente og afskrivninger) på 33,1 øre/kWh. Tilskuddet udgør i alt 12,4 øre/kWh. Det kan da betale sig at opføre møllen, hvis den får en afregningspris på i gennemsnit 20,7 øre/kWh eller cirka svarende til en markedspris på i dag ca. 25 øre/kWh og i fx 2020 på henved 30 øre/kWh før korrektion for forskellen mellem gennemsnitlig elpris og møllernes afregningspris. Er levealderen 25 år, er den nødvendige afregning ca. 1,8 øre/kWh lavere.

Generelt falder omkostningerne, når renten falder. Falder renten med 1 pct. fra 5 pct. til 4 pct. nominelt, falder omkostningerne med ca. 2,03 øre/kWh (9 pct.), men det tilbagediskonterede gennemsnitstilskud falder 0,56 øre/kWh (5-6 pct.), således at den nødvendige afregningspris falder med ca. 1,5 øre/kWh.

Det kan umiddelbart undre, at det gennemsnitlige realtilskud falder ved lavere rente. Det gennemsnitlige realtilskud består af de første år, hvor møllen får 25 øre/kWh og de efterfølgende år, når støtteloftet nås, hvor møllen får 0 i til-

skud. Støtten ligger i starten af perioden (dog i mindre grad end investeringen) og derfor vil den annuierede værdi (støtte pr år) skulle være mindre ved lavere rente, da fremtidige beløb vejer tungere i tilbagediskonteringen.

Er den nominelle rente 7,5 pct. og ikke 5 pct. stiger omkostningerne med 5,5 øre/kWh, men realværdien af tilskud stiger med ca. 1,4 øre/kWh, således at den nødvendige elpris stiger med ca. 4,1 øre/kWh.

Der er også vist resultater ved en rente på 10 pct. Det er langt over det afkast, man normalt kan opnå. Ved investeringsbeslutninger anvendes i visse tilfælde en forholdsvis høj kalkulationsrente blandt andet for at tage hensyn til, at usikkerheden sjældent er symmetrisk, men derimod trækker i retning af et dårligere resultat. I udgifterne til reparation og vedligeholdelse mv. er imidlertid i forvejen inkluderet udgifter til forsikringer, der dækker tekniske uheld mv. Investeringsudgiften på de ca. 10 mio. kr. pr. MW er ikke et budget, men omkring gennemsnittet af de gennemførte projekter, der har været med i køberetsordningen.

5 Incitament i den nuværende støtteordning

I dette kapitel analyseres incitamentsstrukturen i den nuværende støtteordning. Kapitlets formål er at identificere mulige forvridninger i ordningen. Ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv bør sådanne forvridninger undgås eller i hvert fald minimeres. I analysen undersøges det også hvorledes ændringer i støtte-reglerne vil påvirke de PSO-finansierede støtteudgifter til vedvarende energi samt de offentlige finanser, jf. også *afsnit 5.1*.

Formålet med støtten til vindmøller er at fortrænge brug af fossilt brændsel. Hvor meget fossilt brændsel der fortrænges, afhænger af produktionen af vindenergi frem for vindmøllernes kapacitet. Den samfundsøkonomiske værdi af vindenergi består derfor, ud over markedsprisen for el, af den værdi, samfundet knytter til fortrængt fossilt brændsel. Denne værdi er ens per kWh vindenergi, der produceres uafhængig af vindmøllens alder³⁵. Samfundsøkonomisk vil det derfor som udgangspunkt være optimalt at give ens støtte per kWh produceret vindenergi til alle møller. Det indebærer, at støtten over tid skal justeres, også for gamle møller. Endvidere vil en sådan ensartet støtte per

³⁵ Derudover afhænger den samfundsøkonomiske værdi af produktionen fra den enkelte mølle af dennes indpasning i det samlede elsystem. Produktionen har afledte effekter i form af omkostninger til eldistribution og systembærende egenskaber, f.eks. frekvensregulering, som kan variere på tværs af vindmølleplaceringer.

kWh medføre, at producenter med lave omkostninger pr. kWh vil få en større gevinst end dem med høje omkostninger.

Optimal støttesats

Den samfundsøkonomiske værdi af vindenergi vil kunne ændre sig over tid, afhængig af bl.a. den relative teknologiske udvikling og den ønskede udbygning af VE, herunder landvind.

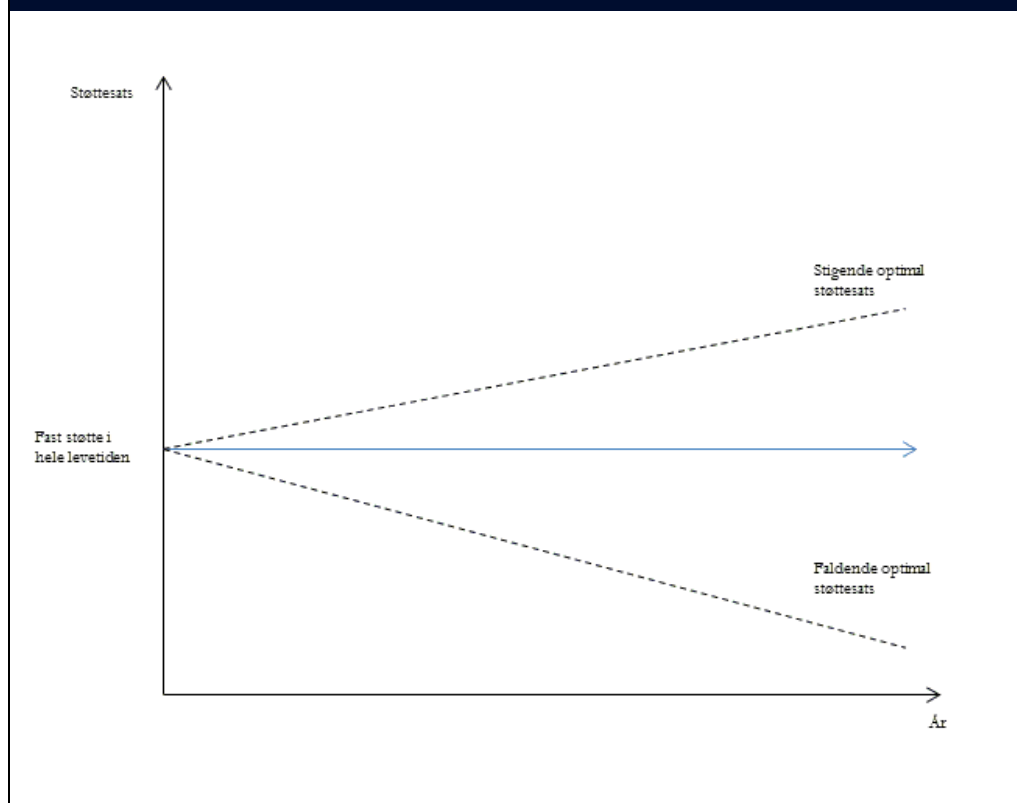
Der er argumenter, som peger i retning af, at støtten kan falde over tid. For det første vil den marginale fortrængning af fossilt brændsel blive mindre i takt med, at andelen af VE stiger. For det andet vil en relativ produktivitetstigning for vindmøller, hvis den overstiger produktivitetstigningerne for elproduktion med fossile brændsler, reducere behovet for tilskud for at opnå givne VE-mål.

Andre argumenter peger imidlertid på, at støtten kan stige over tid. For det første vil de energipolitiske målsætninger blive mere ambitiøse frem mod den langsigtede målsætning om fossilfrihed i 2050. For det andet er landvind den billigste form for VE, hvorfor det samfundsøkonomisk kan være optimalt at øge støtten til landvind for at forøge udbygningen, således at landvind bidrager med en større andel af den samlede produktion af VE-el. Endeligt vil en øget andel vindenergi alt andet lige føre til en lavere afregningspris for vindenergi³⁶.

I *figur 8* er forskellige mulige udviklinger i den optimale støttesats illustreret. Hvis det fx forventes, at teknologiske fremskridt for el-produktion er relativt størst for vindmøller, i forhold til fossile brændsler, bør støttesatsen falde over tid. Omvendt bør støttesatsen isoleret set sættes op som følge af mere ambitiøse VE-mål frem mod 2050, eller hvis øget støtte til landvind er en omkostningseffektiv måde at opfylde VE-målsætningerne. Det kan også være, at potentielt modsatrettede effekter er omkring lige store, hvorfor den optimale støttesats vil være omtrent konstant over tid. Faktorerne kan også have en varierende styrke over tid, hvorfor den optimale støtte kan variere over tid.

³⁶ I takt med at vindmøller bidrager med en større andel af den samlede elproduktion, vil møllernes gennemsnitlige afregningspris gradvist falde i forhold til den gennemsnitlige markedspris på el. Det skyldes, at når det blæser meget, vil stigningen i produktionen fra vindmøllerne reducere elprisen. Denne effekt bliver større i takt med udbygningen af vindmøller. Se også bilaget i afsnit 8.6 for yderligere forklaring.

Figur 8. Udvikling i den optimale støttesats



I de konkrete regneeksempler og beregninger af forvriddingstab er der taget udgangspunkt i en situation, hvor samme støttesats i hele møllens levetid er optimalt. Det skal fortolkes således, at der tages udgangspunkt i en situation hvor stigninger og reduktion i støtten fremover antages at være nogenlunde lige sandsynlige. Dette er illustreret med en fast støttesats i *figur 8*. Det bemærkes, at det alene er *strukturen* for støtten til landvind, der analyseres. Det overordnede *niveau* for støtten til landvind og andre VE-teknologier analyseres i delanalyse 4 om grøn omstilling.

Differentieret støtte

Afkast ud over de samlede omkostninger, inklusiv normalforrentning af investeringen, kaldes overnormal profit. Overnormal profit svarer til (på engelsk) ”rent” eller (på dansk) ”grundrente”.

Hvis staten har fuld information om alle de økonomiske aspekter der er relevante i forbindelse med produktionen af vindenergi, herunder investorernes forventninger til priser og alternativomkostninger mv., kan støtten principielt differentieres efter disse faktorer. På den måde kan staten søge at indrette støtten sådan, at alle producenter får lige præcis den støtte, som er nødvendig for, at de vil producere den ønskede vindenergi. I dette tilfælde vil der derfor ikke opstå en ”rent” for producenter (hvorved støtteudgiften minimeres), samtidig med at det samfundsøkonomisk optimale resultat opnås.

I praksis har staten langt fra fuld information om alle aspekter der indgår i investorernes beslutninger om at investere i og producere vind-el. Derfor kan støtten ikke differentieres perfekt, men differentiering kan potentielt umiddelbart *reducere* støtteudgifterne. En differentiering vil i praksis medføre forvriddinger. Forvriddinger øger de samfundsøkonomiske omkostninger ved støtten og kræver alt andet lige en tilsvarende *højere* støtte ved samme omfang af VE-produktion. Differentieret støtte kan dog muligvis medføre lavere støtteudgifter for staten. Det er imidlertid usikkert, om differentiering af støtten medfører en samlet lavere belastning af PSO og skatte- og afgiftsprovenuet, (dvs. virkningen på såvel PSO-udgifterne som det offentlige indtægter fra skatter og afgifter), når der tages hensyn til, at investorernes overskud beskattes.

Forvriddinger forbundet med det nuværende investeringstilskud til landmøller

Støtten i den nuværende ordning har jf. *kapitel 4* karakter af et investeringstilskud. Tilskuddet gives, som tidligere nævnt, til producerede kWh, men kun op til et loft der beregnes på baggrund af vindmøllens installerede kapacitet og rotorareal. I praksis bliver støtten udbetalt inden for de første 7-10 år af møllens levetid for de almindelige store møller. I nærværende analyse benyttes et investeringstilskud derfor som proxy for den nuværende støtteordning. For at afdække incitamentsforvriddingerne i den nuværende ordning sammenlignes dette investeringstilskud gennemgående med en situation med driftstilskud (produktionstilskud), hvor der tildeles konstant støtte per kWh i hele levetiden, jf. *figur 8*.

Virkningerne af et driftstilskud til produktion af vindenergi kan forholdsvis let analyseres inden for en traditionel økonomisk model. Investeringstilskud er imidlertid mere kompleks, fordi der ikke er nogen entydig sammenhæng mellem det grundlag (MW og rotorareal) støtten beregnes af og møllens produktion (kWh VE-el).

I nærværende analyse ses der på følgende forvriddinger ved den nuværende støtteordning:

- Loft for sum af tilskud og markedspris.
- Valg af teknologi og konfiguration af møllen.
- Placering af vindmøller.
- Økonomisk levetid, reparationsomfang og skrotninger.

Analysen er bygget op således, at der først præsenteres nogle regneeksempler der skal anskueliggøre, hvilke incitamenter de nuværende støtteregler giver anledning til. Regneeksemplerne identificerer de væsentligste forvriddingsomkostninger, men netop fordi der er tale om eksempler, er disse ikke i sig selv repræsentative for forvriddningernes kvantitative størrelsesorden.

Analysen omfatter derfor også et skøn over forvridningseffekternes mulige størrelsesorden. Forvridningstabet opgøres ved hjælp af ”trekantsformlen”, jf. *boks 4*, og tager udgangspunkt i sammenligning af incitamenterne i den gældende støtteordning med virkningen af et (hypotetisk) konstant tilskud til produktionen af vind-el, dvs. hvor alle producerede kWh støttes med det samme beløb på tværs af vindmøllerne.

Et vigtigt element i beregningen af dødvægtstabet er et skøn for hvor kraftigt investerings- og produktionsadfærden påvirkes af de incitament, som analysen identificerer. Så vidt vides, findes der imidlertid ikke empiriske undersøgelser for størrelsesordenen af adfærdsændringerne, hvorfor der som led i analysen er anført intervaller for forvridningstabet i stedet for punktestimater som normalt. Analysens resultater er samlet i *tabel 31*.

I gennemsnit svarer støtten til vind-el til rundt regnet halvdelen, eller lidt mere, af investeringsudgifterne. Et sådant støtteomfang vil indebære, at selv forholdsvis beskedne ufuldstændigheder, sammenholdt med ensartet tilskud, i støtteregele vil kunne medføre kvantitativt væsentlige forvridningstab, men fraværet af empirisk information om de relevante ”elasticiteter” indebærer betydelig usikkerhed om størrelsesordenen af dette tab.

Det skal endelig bemærkes, at forvridningstabet, der knytter sig til imperfekt målretning af støtten i forhold til de klima- og energipolitiske målsætninger, selvsagt forsvinder hvis støtten afvikles - fx i takt med, at VE-teknologier kan klare sig i konkurrencen med fossilenergi uden støtte.

5.1 Betydningen af loftet over summen af tilskud og markedspris

Den nuværende støtteordning introducerede et loft for summen af markedspris og pristillæg på 58 øre/kWh fra og med 1. januar 2014 med henblik på at begrænse støtten, når markedsprisen på el er høj. Det betyder, at tilskuddet reduceres med 1 øre/kWh for hver øre markedsprisen overstiger $58 - 25 = 33$ øre/kWh. Prisloftet opgøres ud fra et gennemsnit af timepriserne på spotmarkedet for hver måned.

Loftet medfører imidlertid, at investorerne ikke tager tilstrækkeligt højde for værdien af en høj markedspris, dvs. at prissignalet fra elmarkedet kun delvist påvirker investorerens adfærd. Priserne for vind-el er således i almindelighed højere i Østdanmark end i Vestdanmark (i 2013 blev der i gennemsnit afregnet 26,5 øre/kWh til vind-el i Østdanmark mod 24,7 øre/kWh i Vestdanmark). I det omfang loftet medvirker til at neutralisere markedsprisforskellen på ca. 2 øre/kWh i 2013, vil der lokaliseres for få møller i Østdanmark, hvor værdien af strømmen i gennemsnit er relativt høj, og for mange i Vestdanmark, hvor værdien af produktionen er mindre.

Også inden for områder med samme elpris, herunder Vestdanmark, kan loftet indebære, at placeringen af vindmøller forvrides. Det skyldes, at loftet reducerer incitamentet til at placere vindmøllerne steder, hvor det blæser relativt meget, netop når markedsprisen er høj. Eksempelvis kan loftet reducere incitamentet til at sprede vindmøller på egne med forskellige vindforhold. Når det blæser meget i mølletætte områder, vil stigningen i produktionen fra vindmøllerne typisk reducere spotprisen på el. Der er således variation i den gennemsnitlige afregningspris alt efter om møllerne står i mølletætte områder eller i egne med færre møller, hvor vindforholdene påvirker elprisen i mindre omfang. Loftet må forventes at påvirke støtten til en større andel af vindmølleproduktionen i egne med få møller end i mølletætte områder, hvor vindrige perioder i højere grad falder sammen med lave elpriser, netop fordi mange møller har stor produktion. Herigennem giver loftet incitament til at møller i højere grad placeres samlet, end hvis der ikke er et loft. Der er med andre ord ikke tilstrækkelig tilskyndelse til at sætte møller op på steder, hvor vindforholdene medfører, at den gennemsnitlige afregningspris er forholdsvis høj. Denne effekt reduceres dog af at loftet alene får virkning, når den gennemsnitlige spotpris for en hel måned er over 33 øre/kWh.

Med et prisloft vil investor heller ikke tage fuldt hensyn til prissignalerne ved valg af mølletype. Prisloftet favoriserer møller, hvor produktionen er mere koncentreret i de mest vindrige timer, og hvor elprisen derfor er lav, i forhold til møller med mere jævn produktion. Det begunstiger alt andet lige møller med relativt lille rotorareal i forhold til møllens effekt, idet sådanne møller producerer relativt meget, når det blæser meget og markedsprisen derfor typisk er lav.

Et prisloft begrænser som udgangspunkt udsvingene i afregningsprisen, idet denne ikke kan overstige loftet. Hvis investor har mange investeringer i forskellige erhverv, herunder aktiviteter hvis resultat forringes ved høje elpriser, vil loftet forøge usikkerheden på den samlede portefølje af investeringer. Det skyldes, at investeringer i vind-el da bliver et mindre effektivt instrument til at ”hedge” den modsvarende elprisusikkerhed på andre investeringer.

Prisloftet vanskeliggør også prissikring via forwardmarkedet for en investor, hvor usikkerheden udgør en omkostning, fordi afdækningsstrategien da skal tage hensyn til, at investor ikke har brug for afdækning på marginalen på de tidspunkter, hvor loftet binder.

Endeligt begrænser prisloftet indtjeningsmulighederne for møllejeren, hvorved business casen forringes. I hvor stor grad prisloftet påvirker investeringsbeslutningen afhænger af hvor effektivt loftet forventes at være. Dette vil imidlertid forventes at variere over tid, og dermed kan loftet have betydning for både udbygning, men også for valg af mølletype, idet loftet som nævnt

ovenfor dæmper de markedsprissignaler, som investorerne bør inddrage i deres kalkuler.

Det skal bemærkes, at selv om investor forventer en markedspris på fx 30 øre/kWh i en rum tid, skal dette ikke ses som en prognose for elprisen, men som en vægtet sammenvejning af sandsynlige priser. I visse år vil priserne fx kunne blive 45 øre/kWh, hvorved loftet binder, på grund af tørke eller midlertidigt høje brændselspriser, mens priserne i andre år kan blive 20 øre/kWh på grund af store nedbørmængder.

Prisloftet vil øge variationen i støtteudgifterne sammenlignet med en situation, hvor samme besparelse i støtteudgift blev opnået ved lavere generel støtte (dvs. fx en reduktion af støttesatsen på de 25 øre/kWh). Årsagen er, at loftet som nævnt mindsker incitamentet til at investere i møller, som alt andet lige producerer mere, når elprisen er høj. Modstykket hertil er, at der skal ydes mere støtte, når elprisen i forvejen er forholdsvis lav for at sikre en uændret udbygning.

5.2 Valg af teknologi og konfiguration af møllen

En vindmøllens elproduktion er afhængig af en række forskellige faktorer:

- Rotorarealet, der fastsætter hvor meget energi der potentielt kan høstes ved forskellige vindhastigheder.
- Møllens samlede virkningsgrad, herunder;
 - Møllens virkningsgrad eksklusiv generator, dvs. hvor effektivt energien høstes fra vinden og overføres til generatorakslen.
 - Generatorens maksimale effekt og virkningsgrad.
 - Vedligeholdelse.
- Vindforholdene ved rotoren, herunder;
 - Vindressourcer i området.
 - Terrænforhold/ruhedsklasse.
 - Navhøjden.

Uagtet de teknologiske forskelle mellem møller vil det for et givent område i praksis være rotorareal, og dernæst effekten, der har størst betydning for vindmøllens elproduktion. Støtteloftet i den nuværende ordning afhænger da også kun af netop rotorareal og effekt. Det betyder fx, at merproduktion fra møller, der på baggrund af en bedre virkningsgrad eller gode placeringer producerer mere, ikke støttes i den nuværende støtteordning.

Andre egenskaber, der påvirker produktion, men ikke indgår i den nuværende støtteberegning, er fx:

- Navnhøjde: Møletårnets højde øger ikke møllens virkningsgrad, men et højere tårn øger mulighed for at høste energien i vinden højere over jordens overflade, hvor vindressourcen er bedre.³⁷
- Vingedesign: Et optimeret vingedesign øger vindmøllens virkningsgrad og kan bringe produktion tættere på det teoretisk mulige. Fx kan et særligt design kaldet winglets øge effektiviteten i produktionen. Winglets er dog dyrere og anvendes pt. kun i Tyskland³⁸.
- Vedligeholdelse: Produktionen kan forbedres ved øget vedligeholdelse. Man kan derfor forestille sig at støtte til produktion kan medføre øget vedligeholdelse. Dette indebærer fx at møllen smøres oftere for at mindske friktionen, og at vingerne rengøres oftere for at mindske ophobning af støv og skidt.

Den relative vægt som rotorareal og effekt tillægges i beregningen af støtteloftet svarer alene til betydningen for mølles produktion ved en vis vindrighed og en vis marginalændring. I de fleste tilfælde vil en marginal forøgelse af rotorareal ved given effekt føre til, at den faktiske produktion stiger mere eller mindre end støtteloftet. Det kan medføre, at samfundsøkonomisk hensigtsmæssige teknologier ikke bliver indført eller forsinkes. I *figur 30* er vist, at kapacitetsfaktoren er steget med omkring 50 pct. fra slutningen af 1990'erne til nu. Der er således betydelige forskelle i forskellige møllers egenskaber fra årgang til årgang. Fx kan der alene på grund af forskelle i navnhøjden være 25 pct. forskel i produktionen for møller med ellers ens effekt og rotorareal. Men mulige produktivitetsevninger ved ændret design og navnhøjde støttes som nævnt ikke under de nuværende støtteregler, hvorfor støttestrukturen ikke befordrer den generelle teknologiske udvikling.

Som beskrevet tidligere, er der ved givne vindforhold ikke en entydig sammenhæng mellem rotorareal og effekt. Ved givne vindforhold vil en given mølle kunne have større produktion end en anden mølle, også selv om rotorareal og effekt er identisk. Det kan skyldes, at møllen er optimeret på andre parametre. I eksemplet nedenfor er det antaget at der vælges mellem to møller. Den ene er forholdsvis dyr, men producerer til gengæld også mere. Konkret er det forudsat, at den dyre mølle koster 20 pct. mere end den billige, mens den producerer 25 pct. mere.

³⁷ Man skal være opmærksom på, at møllens højde ofte er begrænset af den kommunale planlægning.

³⁸ Designet er udviklet og produceret i Tyskland, som også er det eneste land, hvor winglets anvendes. Det skyldes især, at Tyskland har mange områder med dårligere vindressourcer, hvilket winglets er beregnet til. Derudover har Tyskland en differentierende støtteordning, hvor lavvindsområder får en relativ høj støtte.

Det forenkede eksempel er konstrueret således, at det samfundsøkonomisk er bedst at vælge den forholdsvis dyre mølle. I eksemplet medfører tilskudsreglerne imidlertid, at den billigere, men også mindre effektive, mølle opstilles. Udgifter og indtægter er nedenfor omregnet til nutidsværdier.

Tabel 24. Eksempel: valg af mølle ved anlægs- og driftstilskud

Nutidsværdi	Avanceret mølle	Standard mølle
Produktion	12,5 mio. kWh/år	10 mio. kWh/år
Udgifter til anskaffelse af mølle	36 mio. kr.	30 mio. kr.
Udgifter til reparation mv.	17,5 mio. kr.	15 mio. kr.
Indtægter fra salg af markeds-el	37,5 mio. kr.	30 mio. kr.
Overskud før tilskud = samfundsøkonomisk overskud	-16 mio. kr.	-15 mio. kr.
Do per kWh årlig produktion	-1,28 kr.	-1,50 kr.
Driftstilskud	20 mio. kr.	16 mio. kr.
Investeringsstilskud	16 mio. kr.	16 mio. kr.
Overskud ved driftstilskud	4 mio. kr.	1 mio. kr.
Overskud ved investeringsstilskud	0 mio. kr.	1 mio. kr.

”Standardmøllen” koster 30 mio. i anskaffelse og 15 mio. i samlede driftsudgifter, mens indtægten fra salg af el udgør 30 mio. kr. Før tilskud giver standardmøllen derfor et underskud gennem hele levetiden på i alt 15 mio. kr. Møllen producerer 10 mio. kWh årligt.

Den samfundsøkonomiske omkostning opgjort i nutidsværdi for hver kWh vind-el der produceres årligt er dermed 1,5 kr. Det tilsvarende regnestykke for den ”avancerede” mølle giver en samfundsøkonomisk omkostning på 1,28 kr. per kWh. Den avancerede mølle er således forudsat at være den mest omkostningseffektive i eksemplet.

Gives der driftstilskud, hvor støtten er proportional med den samlede produktion, vil standardmøllen blive støttet med 16 mio. kr. i nutidsværdi, mens den avancerede mølle med 25 pct. større produktion vil få 20 mio. kr. i driftstilskud opgjort i nutidsværdi.

Efter tilskud giver den avancerede mølle således et overskud på 4 mio. kr., mens den mindre avancerede giver et overskud på 1 mio. kr. Derfor vil en rationel investor vælge den avancerede, men også dyrere, model.

Med investeringsstilskuddet er det imidlertid den mindst omkostningseffektive mølle der vælges. Den giver stadig et overskud på 1 mio. kr. i nutidsværdi, mens den avancerede kun netop kan dække omkostningerne til anskaffelse og drift.

Samfundet taber i regneeksemplet $1,50 - 1,28 = 0,22$ kr. årlig per kWh produktion eller i alt $0,22 \cdot 12,5 = 2,75$ mio. kr. ved en produktionsomfang svarende til den avancerede mølle.

Det ses af ovenstående eksempel at investeringstilskuddet begrænser støtten til den mest effektive mølle, hvorfor denne således fravælges af investoren. Det indebærer, at den årlige vind-el-produktion på den pågældende lokalitet bliver 2,5 mio. kWh mindre, mens der spares udgifter svarende til 1 mio. Den gennemsnitlige besparelse er imidlertid kun 40 øre per årligt produceret kWh og dermed langt under omkostningen på 1,2-1,5 kr. per årligt produceret kWh. Ved fastholdt, samlet fossilfortrængning gennem vind-el-produktion bliver omkostningerne derfor højere end nødvendigt, når den ekstra produktion fra den dyre, men mere produktive, mølle ikke støttes.

Boks 4. Beskrivelse af metode anvendt til forvriddningsberegninger

Til brug for analyserne i dette kapitel har Skatteministeriet udviklet en metode der anvendes til at opgøre skøn over de forvriddninger, støttereglerne medfører. Metoden svarer grundlæggende til den måde hvorpå forvriddningstab som følge af skatter eller offentlige udgifter (fx tilskud) normalt opgøres. Herunder anvendes en "trekantsformel" for hver af en række identificerede forvriddninger, som vurderes at være kvantitativt væsentlige.

Ved gældende regler gives støtten, som beskrevet i kapitel 4, til to produktionsfaktorer, nemlig generatorstørrelse og vingediameter. Der gives således ikke støtte til andre faktorer der påvirker produktionen, ligesom balancen i støtten til de to nævnte faktorer ikke nødvendigvis afspejler disses bidrag til produktionen af VE-el. Endvidere betyder loftet over støtten, at der ikke gives støtte til den marginale produktion når loftet binder.

Derfor fører den nuværende støtteordning til højere samfundsøkonomiske omkostninger end nødvendig for at opnå en given produktion af vindmøllestrøm og dermed fossilfortrængning.

Ved beregningen af forvriddningstab sammenlignes den nuværende støtteordning (der reelt fungerer som et investeringstilskud) med et system, hvor der gives ens støtte per produceret kWh (driftstilskud). Et driftstilskud forvrider ikke valget af produktionsfaktorer, og fører derfor til lavere totale og marginale produktionsomkostninger for vindmøllestrøm end den nuværende støtteordning. Ved omlægningen til det optimale ensartede driftstilskud pr. kWh ændres det forudsatte overordnede støtteniveau ikke.³⁹

Forvriddningerne kommer via ændret adfærd: Der investeres *for meget* i de faktorer der relativt får *for høj* støtte, og *for lidt* i dem der relativt får *for lav* støtte i forhold til den optimale støttestruktur. Kvantitativt kommer det største bidrag til forvriddningsomkostningerne fra for lav støtte til de faktorer der i dag ikke tilgodeses i støtteordningen.

I kapitel 5 beregnes velfærdsgevinsten ved overgangen fra investeringsstøtte til driftsstøtte (produktionsstøtte) ved hjælp af den såkaldte "trekantsformel":

$$\frac{1}{2}s|q^P - q^A|, \quad (1)$$

hvor s angiver støttesatsen (støtte pr. produceret kWh ved driftsstøtte), q^P er produktionsniveauet ved driftsstøtte, q^A er produktionsniveauet ved investeringsstøtte og $|q^P - q^A|$ er den numeriske værdi af differencen mellem produktionsniveauerne.

Ovenstående "trekantsformel" beregner forvriddningstab ved et investeringstilskud, hvor der ikke er nogen støttemæssig tilskyndelse til at producere flere enheder på en given mølle. Støtten til en forøgelse af produktionen er således 0 ved et investeringstilskud, mens den er s øre pr. kWh ved et driftstilskud. Mere generelt gælder, at det er *ændringen* i støtten til de ekstra producerede enheder, der indgår i skønnet for velfærdsgevinsten ved at gå fra den ene støtteordning til det andet.

Beregningerne i kapitel 5, hvor forvriddningstab er opgjort ved hjælp af trekantsformlen, tager hensyn til 3 typer af forvriddning: Valg af placering, konfiguration af vindmøllerne samt disses levetid. For hver af disse

³⁹ Det vil sige, at støtten til den marginale mølle (der lige akkurat er rentabel) i det nuværende støttesystem er uændret efter omlægningen af støtten til et driftstilskud.

forvriddinger beregnes et bidrag til det samlede forvriddningstab som derefter adderes, jf. tabel 31.

Trekantsformlen skal tolkes på den måde, at den første enhed merproduktion, der opnås ved at omlægge støtten til et driftstilskud, kun har en lille samfundsøkonomisk meromkostning. Den sidste enhed har en samfundsøkonomisk omkostning svarende til støttesatsen (der forudsættes at afspejle samfundets værdiansættelse af VE-el).

I gennemsnit⁴⁰ er omkostningen derfor halvdelen af støttesatsen. Alternativt skulle denne ekstra produktion – ved en given samlet produktion af landvind-el – have været produceret til en samfundsøkonomisk omkostning svarende til støttesatsen, dvs. marginalomkostningen ved gældende regler.

For de faktorer der støttes under gældende regler – dvs. kapacitet og vingebredde – er støtten typisk ikke (helt) korrekt balanceret i forhold til disses bidrag til produktionen. Derimod er støtten relativt for høj i forhold til de andre faktorer der bidrager til produktionen, men som ikke udløser højere støtte. Da kapacitet og vingebredde i vidt omfang er bestemmende for den samlede mølles produktion, er forskellen i støtten ved gældende regler og ved optimal støttestruktur (driftsstøtte) mindre betydningsfuld. Til gengæld vil der være et bidrag herfra til forvriddningen for alle møller, bortset fra dem hvor balancen mellem anlægstilskud til kapacitet og vingebredde netop er økonomisk korrekt (støtten er proportional med faktorenes marginale bidrag til produktionen.).

Som nævnt omfatter forvriddningstabets 3 elementer (møllens levetid, placering og konfiguration), som vurderes at være væsentlige. Herudover kan der være mange andre beslutninger i forbindelse med vindmølleinvesteringer som påvirkes af støttereglerne. Det trækker i retning af, at skønnene undervurderer det faktiske forvriddningstab. Dertil kommer, at der mellem de enkelte faktorer kan være substitution eller komplementaritet som beregningen ikke tager højde for. Om disse faktorer påvirker analysens resultater i den ene eller den anden retning kan ikke fastslås.

Forvriddningstabets indeholder, at rentabiliteten af de projekter der gennemføres, opgjøret før indregning af støtten, forringes tilsvarende. Ved en *given udbygning* af landvind vil støtten derfor alt andet lige skulle hæves for at kompensere for netop forvriddningstabets. Derfor vil støtteregler, som samtidig forvrider investorerens beslutninger, alt andet lige trække i retning af højere støtteudgifter.

I regneeksemplet er forvriddningstabets størrelsesorden i sagens natur bestemt af de forudsætninger om de to møller, som eksemplet bygger på. Regneeksemplet kan derfor ikke i sig selv tages som udtryk for, hvor store forvriddningerne er i den samlede støtteordning.

Hvor stor den samfundsøkonomiske forvriddningsomkostning er, vil bl.a. afhænge af, hvor stor forskel, opgjøret i kr. per kWh, der er mellem de relevante, alternative møllers omkostninger. I almindelighed gælder, at der kan forventes en forvriddning på i gennemsnit halvdelen af forskellen mellem den omkostningseffektive støtte og virkningen af de faktiske regler *multipliseret* med mængdeændringen, jf. *boks 4*.

I eksemplet er afvigelsen mellem omkostningseffektiv og faktisk støtte 4 mio. kr., hvorfor den gennemsnitlige forvriddning med udgangspunkt i regneeksemplet kan skønnes til 2 mio. kr. i nutidsværdi per mølle. De 2 mio. kr. udgør 10 pct. af den omkostningseffektive støtte på 20 mio. kr. Dermed svarer det gennemsnitlige tab ved ikke at vælge den mest omkostningseffektive løsning til ca. 10 pct. af tilskuddet for de investorer, hvis adfærd påvirkes af tilskudsreglerne.

⁴⁰ Dvs. den marginale samfundsøkonomiske omkostning ved den ekstra produktion forudsættes at øges lineært fra nul til den nye støttesats. Denne forudsætning skal fortolkes således, at afvigelse fra en ret linje i den ene eller den anden retning er ukendt, men kan anses for at være lige sandsynlig.

Det er dog ikke alle investorer, der ændrer adfærd. Forvridningen via valg af teknologi udgør derfor kun en del af de 10 pct., måske i størrelsesordenen 0-5 pct. af støtteudgiften.

Forvridningen er af større betydning i de perioder, hvor der sker et skifte til en ny og bedre teknologi. I de perioder hvor en bestemt teknologi er fremherskende, vil forvridningen være meget beskedent. De 0-5 pct. eller 0-0,5 øre/kWh skal ses som et gennemsnit af de forskellige perioder.

5.3 Valg af lokalisering

Alt andet lige vil de mest vindrige placeringer give det bedste afkast. Det gælder særligt hvis tilskuddet gives per kWh produceret el og ikke som et investeringstilskud.

Ved et investeringstilskud vil de mest vindrige placeringer ofte, men ikke altid være at foretrække. Det kan fx være tilfældet, hvis de vindrige placeringer er forbundet med større omkostninger end ellers. Det kan være, at der er større omkostninger til fundering af tårn på det vindrige sted end på et mindre vindrigt sted.

Der kan også være større udgifter forbundet med erhvervelse af grund på det vindrige sted. I visse tilfælde vil der i forvejen stå ældre møller på de mest vindrige steder. Der vil være omkostninger ved at købe sådanne endnu ikke fuldt afskrevne møller. Endelig kan der være større udgifter til kompensation og erstatning til naboer⁴¹. Der vil derfor være placeringer der fravælges ved et investeringstilskud, men vælges ved et omkostningseffektivt driftstilskud.

I eksemplet nedenfor er denne problemstilling illustreret. I tabellen sammenholdes en forholdsvis dyr mølle, der producerer meget el, med en mølle som er billigere at anskaffe, men som til gengæld er placeret et sted med mindre gode vindforhold og derfor har en lavere produktion.

Som eksemplet er konstrueret, bør investor foretrække den vindrige placering. Når støtten gives som et investeringstilskud, hvorved den vindrigt placerede mølle ikke opnår støtte for sin ekstra produktion, vil denne placering dog ikke blive udnyttet.

⁴¹ Det skyldes, at der er et begrænset areal med god vindplacering, mens der er mange mindre "vindgode" beliggenheder. Derfor er der mindre fleksibilitet, når der skal vælges gode vindplaceringer og alt andet lige vil man i højere grad skulle opstille møllen i områder med bebyggelse (fx sommerhusområder ved kysterne) med dertil hørende udgifter til kompensation mm.

Tabel 25. Eksempel på valg af placering ved investeringstilskud og driftstilskud

Nutidsværdi	Vindrig placering	Mindre vindrig placering
Produktion per år	20 mio. kWh	10 mio. kWh
Udgift til investering, fundering mv.	36 mio. kr.	24 mio. kr.
Udgift til nabokompensation	4 mio. kr.	1 mio. kr.
Udgift til reparation nutidsværdi ¹⁾	20 mio. kr.	15 mio. kr.
I alt udgifter	60 mio. kr.	40 mio. kr.
Indtægter fra salg af markedsel	40 mio. kr.	27,5 mio. kr.
I alt overskud før tilskud	-20 mio. kr.	-12,5 mio. kr.
Do per kWh årlig produktion	1 kr./kWh	1,25 kr./kWh
Indtægter fra driftstilskud	28 mio. kr.	14 mio. kr.
Indtægter fra investeringstilskud	14 mio. kr.	14 mio. kr.
Overskud ved driftstilskud	8 mio. kr.	+1,5 mio. kr.
Overskud ved investeringstilskud	-6 mio. kr.	+1,5 mio. kr.

Anm: Niveauet for driftstilskuddet er bestemt således, at det svarer til det diskonterede investeringstilskud pr. kWh til den mindre vindrige mølle (der er den mølle, der opføres ved det nuværende investeringstilskud).

1) Udgifter til reparation afhænger af såvel gennemsnitlig vind som dennes spredning (og dermed den maksimale belastning, som møllens dele kan blive udsat for).

Kilde: Baseret på data fra køberetsordningen.

I eksemplet vælges den vindrige placering ved driftstilskud, hvor der er et overskud på 8 mio. kr., mens den mindre vindrige placering giver et overskud på 1,5 mio. kr. Dvs. begge mølleprojekter gennemføres.

Ved et investeringstilskud støttes begge møller med 14 mio. kr. Den vindrige, men omkostningstunge, lokalisering bliver opgivet, da den nu giver et underskud på 6 mio. kr. for investoren.

Skal der i eksemplet fremstilles samme mængde el (fx 20 mio. kWh om året), skal der opstilles to møller på det vindfattige sted for at erstatte én mølle på det vindrige sted. Den samfundsøkonomiske omkostning (der svarer til underskuddet før tilskud) for hver af disse to møller på det vindfattige sted er 12,5 mio. kr. eller 25 mio. kr. i alt. På den vindrige placering udgør omkostningen ved samme el-produktion 20 mio. kr., hvorfor de samfundsøkonomiske omkostninger er 5 mio. kr. større end ved den udformning af støtten, der minimerer omkostningen.

Omregnet til støtte per produceret kWh er investeringstilskuddet til den vindrige placering 50 pct. lavere end det omkostningseffektive driftstilskud (14 mio. kr. mod 28 mio. kr.). For dem der reagerer ved at opgive den vindrige placering, må det da gælde at der tabes mellem 0 og 50 pct. af det omkostningseffektive tilskud, eller i gennemsnit 25 pct.⁴²

⁴² Det er kun vindmøller, som det ikke kan betale sig at opføre med investeringstilskuddet, men som er rentable med driftstilskuddet, der skal medregnes i forvriddningen forbundet med

Ligesom i det forrige eksempel afhænger forvriddningen endvidere af, hvor mange investorer, der skifter adfærd. Ved meget store differentieringer, som i regneeksemplet, vil mange projekter formentlig ændres. Igen er årsagen til forvriddningstabet at den ekstra produktion, som den vindrigt placerede mølle leverer, ikke støttes på grund af støtteleftet.

I praksis vil der også være mange situationer, hvor den reelle differentiering er mindre end i regneeksemplet. Det trækker i retning af, at færre investorer ændrer adfærd. Hvis 25 pct. opgiver vindrige placeringer med store absolutte investeringsomkostninger, så udgør forvriddningstabet cirka 6 pct. af den omkostningseffektive støtte eller 0,6 øre per kWh el, der produceres. Hvis 10 pct. opgives, udgør forvriddningen 0,2-0,3 øre per kWh.

5.4 Økonomisk levetid og skrotning

En vindmølles levetid er grundlæggende en økonomisk beslutning, der kan blive påvirket af støtteordningens udformning. En mølle kan være udsat for fx slitage eller uheld, der får værdifulde dele af møllen til at bryde sammen. Hvis det er muligt at reparere møllen igen, skal en støtteordning medføre, at den samfundsøkonomisk bedste løsning bliver valgt. Det betyder, at møllen skal repareres, såfremt dette er den bedste løsning ift. fremtidig produktion og indtjening, eller at en ny mølle bliver produceret og stillet op, såfremt dette er den bedste løsning.

Det må derfor som udgangspunkt ikke være tilfældet, at det ikke kan betale sig at foretage en ellers rentabel reparation pga. støtteordningens design. I det nuværende system gives kun støtte til en del af møllens levetid, hvilket vil kunne have betydning for den økonomiske levetid.

5.4.1 Driftstilskud (produktionstilskud)

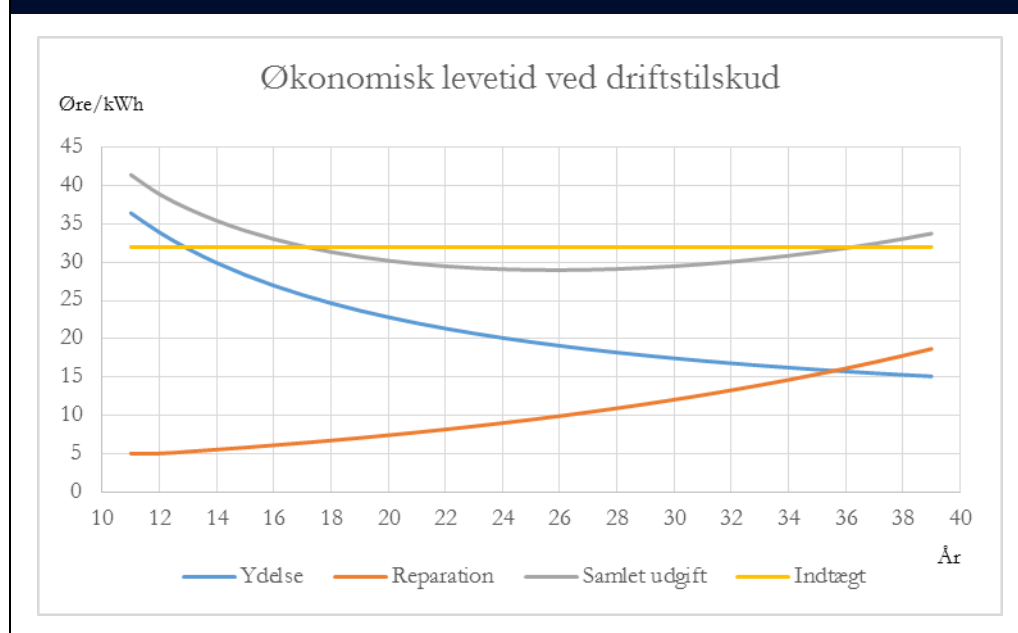
Levetiden for et aktiv afhænger af forholdet mellem udgifter til reparation og vedligeholdelse af eksisterende aktiver og udgifterne til forrentning og afskrivning af nye aktiver. De gennemsnitlige udgifter til forrentning og afskrivning af nye aktiver falder med levetiden for aktivet. Modsat vil udgifterne til reparation og vedligeholdelse tendere mod at stige med levetiden.

Aktivets økonomiske levetid bestemmes, hvor de samlede gennemsnitlige omkostninger er mindst. I *figur 9* er vist et regneeksempel, der illustrerer hvorledes den økonomiske levetid for en vindmølle fastlægges, og hvor støtten er forudsat at gælde i hele møllens tekniske levetid. De anvendte forudsætninger, der

investeringsstilskuddet. Grunden til, at det samfundsøkonomiske tab ved at opgive den vindrige placering maksimalt udgør 50 pct. af driftstilskuddet er, at møllen på den vindrige placering ville have været rentabel at opføre med investeringsstilskuddet, hvis den er rentabel med et tilskud på under 50 pct. af driftstilskuddet.

er vist i *tabel 26* nedenfor, kan betragtes som nogenlunde repræsentative (om end der er meget stor variation i udgifter til reparation og vedligehold på tværs af møller).

Figur 9. Eksempel på økonomisk levetid ved driftstilskud på 12 øre/kWh



Kilde: Egne beregninger jf. tabel nedenfor

Ydelsen (rente og afskrivning på investering) udtrykt i øre/kWh er konstant faldende, jo flere år møllen er i drift. Modsat stiger de gennemsnitlige udgifter til reparation og vedligeholdelse med møllens alder. De samlede udgifter vil derfor være faldende, indtil man når den økonomiske levetid for aktivet. Det er, når de samlede udgifter når minimum. I figuren er det omkring 26 år. Her er de marginale omkostninger ved ekstra reparation og vedligeholdelse identisk med de marginale besparelser ved forlængelse af levetiden.

Tabel 26. Eksempel på vindmølleøkonomi

Effekt	3 MW
Investeringsudgift inkl. projektering mv.	30 mio. kr.
Årlig produktion	9 mio. kWh
Realrente	3,2 pct.
Udgifter til reparation og vedligeholdelse*	0,45 mio. kr. x 1,05 ⁿ
Indtægter fra salg af el marked	20 øre/kWh
Tilskud realt	12 øre/kWh

* Hvor n er antal leveår udover 12 år - de 0,45 mio. kr. svarer til 5 øre/kWh.

Med de anvendte forudsætninger nås de laveste omkostninger ved en levetid på 26 år, jf. *tabel 27*. Det er forudsat, at møllens produktion er konstant, herunder at den ikke afhænger af møllens alder. Det betyder, at levetiden i regne-

eksemplet alene bestemmes af omkostningerne til drift, forrentning og afskrivning af møllen.

Tabel 27. Økonomi i vindmølle ved forskellig levetid udtrykt i øre/kWh

År	Ydelse	Reparation	Udgift	Indtægt
11	36,43	5,00	41,43	32
12	33,89	5,00	38,89	32
13	31,75	5,25	37,00	32
:	:	:	:	:
18	24,65	6,70	31,35	32
19	23,69	7,04	30,73	32
20	22,82	7,39	30,21	32
21	22,04	7,76	29,8	32
22	21,34	8,14	29,48	32
23	20,70	8,55	29,25	32
24	20,11	8,98	29,09	32
25	19,57	9,43	29,00	32
26	19,08	9,90	28,98	32
27	18,62	10,39	29,01	32
:	:	:	:	:
35	15,97	15,36	31,33	32
36	15,73	16,13	31,86	32
37	15,50	16,93	32,43	32
38	15,28	17,78	33,06	32
39	15,08	18,67	33,75	32

Anm.: Årene 14-17 og 28-34 er udeladt af tabellen.

Møllens samlede levetidsomkostninger opgjort i nutidsværdi udgør 28,98 øre per kWh el, der produceres, jf. *tabel 28*. Idet strømmen forudsættes solgt til 20 øre per kWh, mens tilskuddet er 12 øre, tjener ejeren netto $20,00 + 12,00 - 28,98 = 3,02$ øre per kWh eller 4,75 mio. kr. i nutidsværdi efter indregning af samtlige omkostninger.

Tabel 28. Levetidsomkostninger og overskud

	Per kWh i gennemsnit	Nutidsværdi i levetid 26 år
	Øre/kWh	Mio. kr.
Renter og afskrivning	19,08	30,00
Reparationer	9,90	15,57
I alt udgifter	28,98	45,57
Salg af el til markedspris	20,00	31,45
Tilskud	12,00	18,87
I alt indtægt	32,00	50,32
Overskud	3,02	4,75

Overskuddet per år er 271.800 kr. (svarende til 9 mio. kWh à 3,02 øre/kWh)⁴³.

5.4.2 Investeringstilskud

I stedet for at give driftstilskud på 12 øre/kWh som ovenfor, kan der gives et investeringstilskud på et beløb, der netop sikrer investor et overskud på i gennemsnit 3,02 øre/kWh. Det kræver et investeringstilskud på 18,87 mio. kr. under forudsætning af, at levetid og andre tekniske forhold ikke ændres.

Investeringstilskuddet medfører imidlertid, at det bliver billigere at anskaffe en ny mølle til erstatning af den gamle. Derfor kan det dårligere betale sig at reparere på den gamle i forhold til at købe en ny, og den levetid, som investor vil vælge, reduceres.

I tabellen nedenfor er vist, hvorledes regneeksemplet modificeres, når investeringstilskuddet fastlægges således, at investor, ved at vælge levetiden optimalt, netop kan tjene 3,02 øre per kWh efter alle udgifter er indregnet. Dvs. set fra investors synsvinkel er vindmøllen hverken mere eller mindre attraktiv end ved driftstilskuddet. Når det er tilfældet, så kan forvriddningstabets beregnes som forskellen i støtteudgiften, jf. *boks 4*.

Med investeringstilskud i stedet for driftstilskud vælger investor en levetid for møllen på 20 år, dvs. 6 år mindre end ved et driftstilskud.

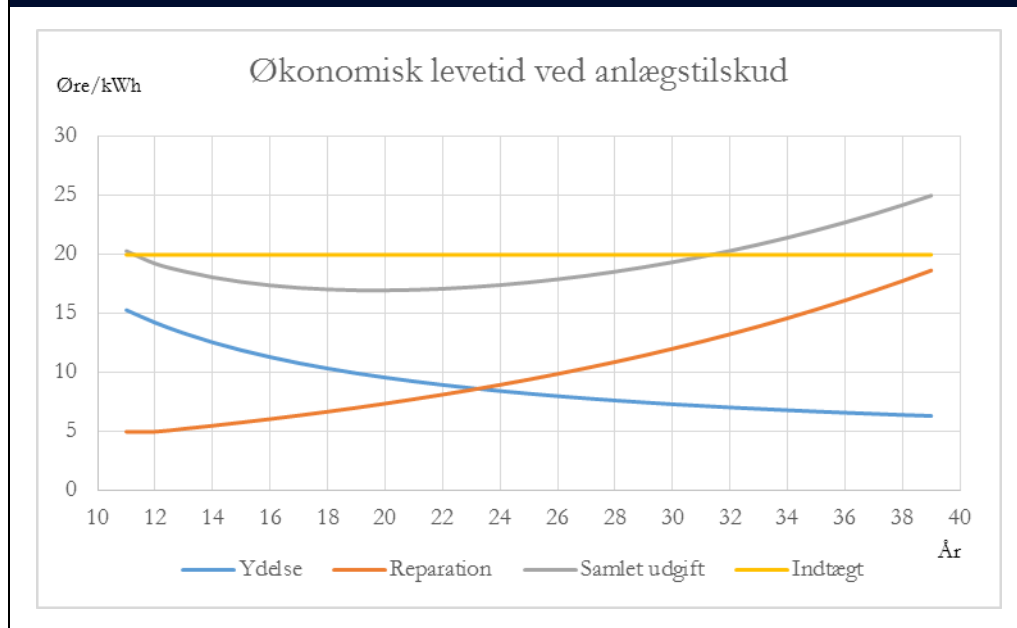
⁴³ Ved "gentagen genopsætning" af en tilsvarende mølle hvert 26. år vil nutidsværdien af planceringen være ca. 8,5 mio. kr.

Tabel 29. Økonomi i vindmølle ved investeringstilskud, der sikrer mølle samme overskud som driftstilskud på 12 øre/kWh

År	Ydelse	Reparation	Udgift	Indtægt	Forskel
11	15,31	5,00	20,31	20	-0,31
12	14,24	5,00	19,24	20	0,76
13	13,34	5,25	18,59	20	1,41
:	:	:	:	:	:
18	10,36	6,70	17,06	20	2,94
19	9,96	7,04	17,00	20	3,00
20	9,59	7,39	16,98	20	3,02
21	9,27	7,76	17,03	20	2,97
22	8,87	8,14	17,01	20	2,99
23	8,70	8,55	17,25	20	2,75
24	8,45	8,98	17,43	20	2,57
25	8,23	9,43	17,66	20	2,34
26	8,02	9,90	17,92	20	2,08
27	7,83	10,39	18,22	20	1,78
:	:	:	:	:	:
35	6,71	15,36	22,07	20	-2,07
36	6,61	16,13	22,74	20	-2,74
37	6,51	16,93	23,44	20	-3,44
38	6,42	17,78	24,20	20	-4,20
39	6,34	18,67	25,01	20	-5,01

Anm.: Årene 14-17 og 28-34 er udeladt af tabellen.

Figur 10. Eksempel på økonomisk levetid ved investeringstilskud ækvivalent med driftstilskud på 12 øre/kWh



Kilde: Egne beregninger.

I figur 10 er den (privatøkonomisk) optimale levetid vist grafisk.

Det investeringstilskud, der netop muliggør en indtjening på 3,02 øre/kWh i gennemsnit, udgør 17,39 mio. kr. eller svarende til ca. 58 pct. af investeringsudgiften på 30 mio. kr.

I tabellen nedenfor er de to udførminger af støtterejerne sammenholdt.

Tabel 30. Sammenligning af levetid ved drifts- og investeringstilskud

	26-årig mølle med 12 øre/kWh i driftstilskud	20-årig mølle med 17,39 mio. kr. investeringstilskud	Forskel
	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
Renter og afskrivning før tilskud	19,08	22,82	3,74
Reparation og vedligeholdelse	9,9	7,39	-2,51
I alt udgifter før tilskud	28,98	30,21	1,23
Indtægter fra salg af markeds-el	20	20	0
Tilskud	12	13,23	1,23
I alt indtægter	32	33,23	1,23
Overskud	3,02	3,02	0

De samfundsøkonomiske omkostninger ved et driftstilskud udgør 28,98-20,00 = 8,98 øre per produceret kWh. Udformes støtten som et investeringstilskud, koster hver kWh vind-el 30,21-20,00 = 10,21 øre pr kWh.

Forvridningen af investeringsadfærden udgør derfor i regneeksemplet $10,21 - 8,98 = 1,23$ øre per kWh. Tilskuddet må derfor sættes op med 1,23 øre/kWh for at nå samme overskud og dermed samme udbygningsomfang og vind-el-produktion. Da den gennemsnitlige støtte udgør 12 øre ved et driftstilskud, svarer forvridningstabet ved ændret investeringsadfærd til godt 10 pct. af støtteudgifterne i regneeksemplet.

En anden måde at fortolke regneeksemplet på er at tage udgangspunkt i, at investeringstilskuddet – set fra investors synspunkt - sænker den privatøkonomiske omkostning ved produceret el fra en ny mølle sammenholdt med en eksisterende mølle.

Den ekstra el, der opnås ved reparationer mv. ved driftstilskud i stedet for investeringstilskud, udgør i størrelsesordenen 25 pct. af produktionen i møllens levetid, men godt halvdelen af den ekstra gevinst må betales med ekstra udgifter til reparationer. Forvridningerne ved investeringstilskud i forhold til driftstilskud udgør derfor i størrelsesordenen 10 pct. af støtteudgifterne alene via påvirkning af levetiden. Det svarer til 1 øre per kWh produceret el.

I regneeksemplet er det forudsat, at der investeres i nøjagtig samme mølletype, hvad enten den økonomiske levetid er 26 år eller 20 år og yderligere at reparations- og vedligeholdelsesudgifterne til og med det 20. år er identiske, uanset om møllen lever 20 år eller 26 år. Men hvis investor alene regner med, at møllen skal holde 20 år, vil investor alt andet lige købe en mindre holdbar og billigere mølletype eller måske købe en mere produktiv mølle, der hurtigere slides ned, fordi den er tiltænkt et mere skånsomt miljø.

Ligeledes vil reparationsomfanget blive reduceret frem til det 20. år når det forventes at være mest rentabelt at udskifte møllen efter 20 år. Det vil særligt være tilfældet, når møllen nærmer sig de 20 års levetid og det gælder særligt de udgifter, der forlænger levetiden. Det taler for, at virkningen på levetiden i eksemplet er større end umiddelbart indikeret. Således forudsætter eksemplet netop helt ens møller, og der tages ikke hensyn til, at også den privatøkonomisk optimale vedligeholdelse påvirkes af støtteordningen. Forskellen mellem investeringstilskud og anlægstilskud er derfor snarere omkring 1-2 øre /kWh i tilskud end et interval omkring de beregnede 1,23 øre/kWh.

Det skal understreges, at der i regneeksemplet er gjort en række stiliserede forudsætninger, som skal anskueliggøre investeringsbeslutningen med udgangspunkt i en ”gennemsnitlig mølle”. I praksis vil udgifterne til reparation mv. være stokastiske, hvor sandsynligheden for store reparationsudgifter stiger med levealderen. Det er således ikke alle møller, der lever præcis 26 år eller 20 år. Analysen ovenfor har i stedet vist, at udformningen af tilskuddet kan have betydelige virkninger på den gennemsnitlige levetid, hvis investorerne reagerer rationelt på de incitamenter, der er indbygget i støttere reglerne.

Der vil formentlig fortsat ske teknologiske fremskridt for landmøller, der medfører, at omkostningerne ved nye møller falder. Det vil trække levetiden nedad, både når der gives investeringstilskud, og når der gives driftstilskud. Men det vil fortsat være tilfældet, at der er en samfundsøkonomisk omkostning forbundet med suboptimal kort levetid af de møller, der opstilles.

Analysen ovenfor viser, at ens støtte pr. kWh på tværs af nye som gamle møller er mindre forvridende end den nuværende støtteordning. I beregningerne er det antaget, at den optimale støtte ikke ændres over tid.

5.4.3 Løbende justering af støtten

Som nævnt i indledningen til kapitel 5, er det samfundsøkonomisk optimalt, når støtten per kWh er ens for hele produktionen af vind-el, så længe elprisen er positiv. Det skyldes, at vind-el har samme samfundsøkonomiske værdi, uanset om den bliver produceret på en gammel eller en ny vindmølle.

Det samlede tilskud (dvs. direkte støtte plus indirekte støtte via fx CO₂-kvotesystemet) til vindmøllerne, bør derfor være ens, uanset hvornår møllen er opstillet. Hvis vindmøller i fremtiden kan klare sig med lavere eller ingen tilskud, så bør tilskud til allerede eksisterende møller også sættes ned over tid, så det afspejler tilskuddet til nye møller.

Den nuværende støtte, der er fast i nominelle øre per kWh op til loftet, indebærer i sig selv et lille fald i støtten over tid. Ligeledes vil støtten per produceret kWh vind-el skulle reduceres i takt med, at en større del af energiforsyningen udgøres af VE, og fossilfortrængningen ved en ekstra kWh vind-el derfor bliver mindre.

Det omvendte holder, hvis det forventes, at der skal gives højere tilskud i fremtiden fx for at realisere et givet VE-udbygningsomfang eller ved længerevarende perioder med lav, forventet elpris.

Derfor er det usikkert, hvor højt støtteniveauet til nye landmøller bliver i fremtiden – og navnlig på lidt længere sigt fx i 2030-2040.

Når støttesatsen ikke er kendt på investeringstidspunktet, vil der være en politisk usikkerhed ift. om den politisk fastsatte støttesats løbende bliver justeret til den herskende samfundsøkonomiske betalingsvillighed. Baseret på økonomisk teori om investering under usikkerhed, kan denne usikkerhed som udgangspunkt bortdiversificeres i den samlede porteføljestyring, da usikkerheden ikke er systematisk relateret til markedsafkastet. I sådanne tilfælde påvirker den ikke afkastkravet. For investorer, der ikke fuldt ud har diversificeret deres portefølje, kan usikkerhed om støtteniveauet komme til udtryk i højere eller lavere afkastkrav (afhængig af risikovirkningen på investors samlede portefølje). Alt andet lige har store investorer bedre mulighed for at risikodiversificere end små. Dette er ikke yderligere analyseret.

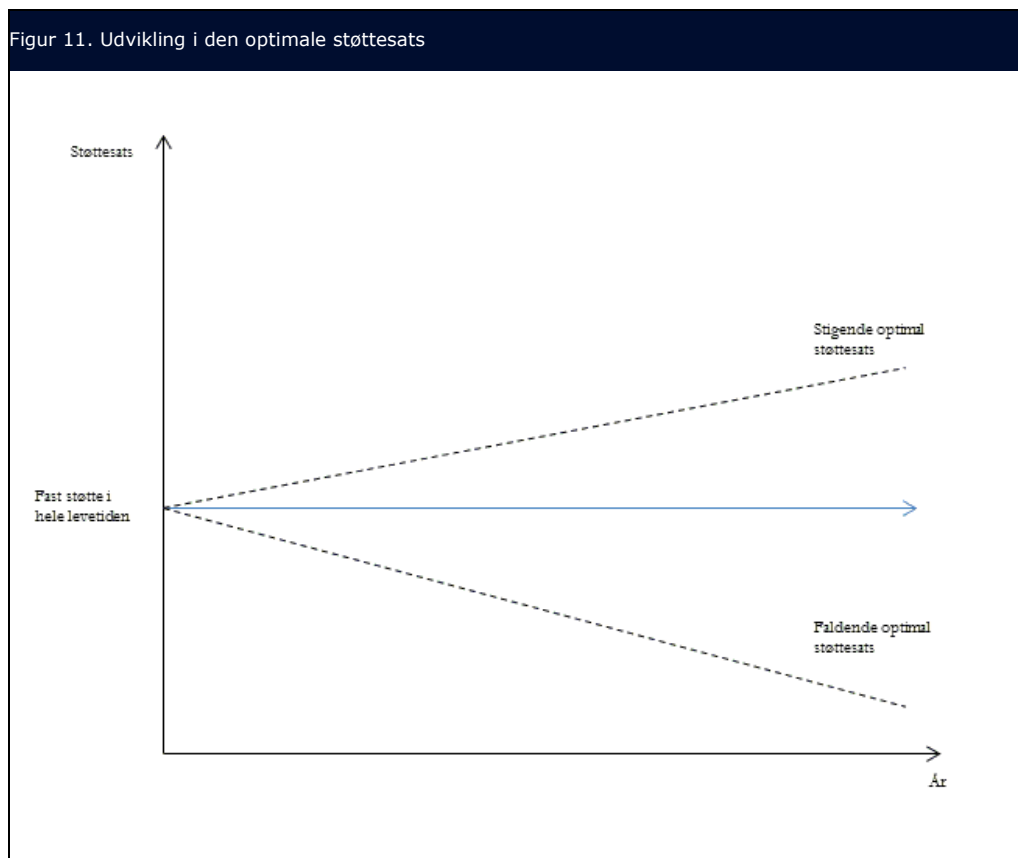
Den politiske usikkerhed er en faktor, der vil indgå i investeringskalkulen hos den enkelte investor, fordi ændringer i det politisk fastsatte ambitionsniveau vedrørende VE har karakter af en ændret samfundsøkonomisk betalingsvillighed. En sådan inddragelse af det forventede støtteniveau i investorernes kalkule er således samfundsøkonomisk hensigtsmæssig.

5.4.3 Støtte i begrænset levetid

Den generelle konklusion på analysen i dette afsnit er, at det rent samfundsøkonomisk set er optimalt at give støtte i hele møllens levetid. Samtidig bør støtten til eksisterende møller, som nævnt, ideelt set justeres løbende i takt med at støtten til nye vindmøller sættes op eller ned, forudsat, at investorerne kan bortdiversificere risikoen på markedet. Om støtten bør sættes op eller ned over tid, afhænger som nævnt i indledningen til kapitlet af forskellige faktorer, såsom vindmøllernes teknologiske udvikling i forhold til udviklingen i forhold til elproduktion baseret på fossile brændsler, ændringer i VE- eller klimamål og ændringer i afregningspris for vindmøller over tid.

Udvikling i den optimale støtte over tid og konsekvensen for levetidsforvridningerne

Det vides ikke med sikkerhed, hvordan den optimale støttesats kommer til at udvikle sig i fremtiden. I analysen i dette kapitel, er det antaget, at der er lige stor sandsynlighed for at den stiger, som for at den falder. Derfor har analysen taget udgangspunkt i en fast (dvs. konstant) støtte per kWh el produceret fra vindmøller. Situationen er illustreret i *figur 11*, hvor den blå støttesats viser analysens udgangspunkt.



Hvis det viser sig, at den optimale støttesats med tiden ændrer sig, er det i teorien samfundsøkonomisk optimalt at justere støttesatsen løbende, både for gamle og nye møller, jf. *afsnit 5.4.3*. Derved sikres det, at støtten per produce-

ret kWh er ens på tværs af alle møller i hver periode og at investorerne har samfundsøkonomisk korrekte incitamenters til at vælge møllernes levetid. Det vil medføre en omkostningseffektiv udbygning af landvind.

En sådan kobling mellem støtten til nye og eksisterende møller kan etableres på forskellige måder. En effektiv måde til at sikre, at støtten til VE både er ensartet for nye og gamle projekter, og samtidig udvikler sig i takt med såvel VE-ambitionsniveauet og VE-teknologiernes konkurrenceevne, er ved at etablere et VE-certifikatsystem. Virkninger ved at koble Danmark på et internationalt VE-certifikatsystem (fx det eksisterende norsk-svenske) er beskrevet i delanalyse 2, herunder bl.a. de krav til ændringer i nationale målsætninger, som et internationalt certifikatsystem stiller.

Alternativt kan tilskudssystemet udformes således, at det tilsigter at tage hensyn til fremtidige ændringer i støttebehovet, dvs. at lade støtten til eksisterende møller *variere* i takt med støtten til nye møller.

Hvis det i stedet ønskes, at støttesatsen er *kendt på forhånd*, så bør denne fastsættes således, at den afspejler den forventede støtte, som netop sikrer de politisk fastsatte VE-mål (fossilfortrængning). Altså skal det støttetilsagn, som møllens ejer får på opførelsetidspunktet, afspejle den forventede fremtidige udvikling i støtten til nye projekter. Herved opnås, at investor tager hensyn til udviklingen i støtten i sin investeringskalkule.

Ved et sådan politisk besluttet tilsagn om en bestemt støtteprofil vil møllernes *levetid* forvrides, såfremt støtte til fremtidige projekter afviger fra den forventede støtte, som tilsagnet er baseret på. En på forhånd bestemt støtteprofil vil dog ikke skabe forvriddinger i forhold til hhv. konfiguration af møllen (type mv.) og placering af møllen.

Støttes fremtidige projekter mindre end tilsagnet, så forvrides levetidsbeslutningen således, at eksisterende møller udskiftes for sent (dvs. levetiden bliver længere end den samfundsøkonomisk optimale). Bliver den fremtidige støtte derimod højere end tilsagnet, så vil eksisterende møller blive udskiftet hurtigere, end hvad der er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt.

Den forvridding, der skyldes, at den faktiske, fremtidige støtte kan afvige fra den ex ante forventede støtte, kan som sagt undgås ved løbende at justere støtten for såvel nye som eksisterende møller. Forvriddingen kan derfor ses som en samfundsøkonomisk omkostning ved, at støtten og dens tidsprofil på forhånd kendes af investor.

Eksempel med faldende optimal støttesats

Falder den optimale støtte over tid, så trækker det *isoleret set* i retning af, at der bør ske en udskydelse af udbygningen til senere, hvor støttebehovet og de

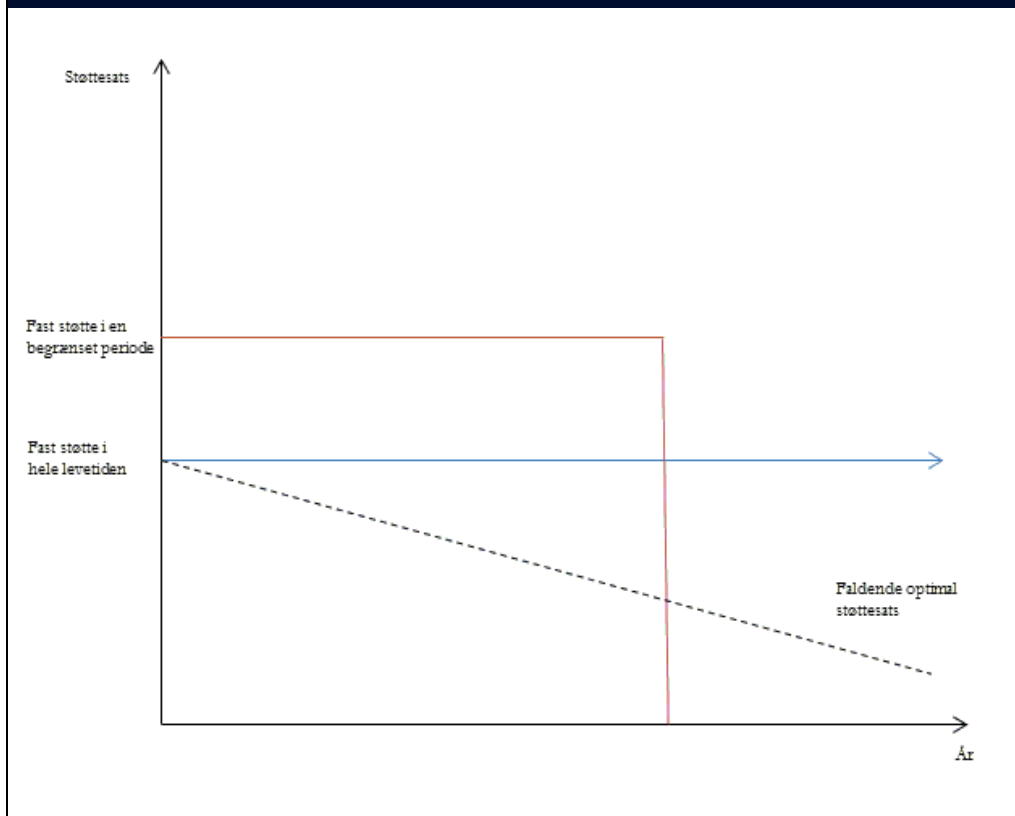
samfundsøkonomiske omkostninger ved at opfylde VE-målene netop er lavere. Hertil skal man dog tage højde for en række systembetragtninger i forhold til at muliggøre indpasningen af en øget andel elproduktion fra vindmøller, hvilket taler for en løbende udbygning af landvind. Politiske intentioner om udbygning af vindmøllekapacitet hurtigere, end hvad der skal til for at opfylde VE-målene, vil indebære samfundsøkonomiske meromkostninger og øgede støtteudgifter.

Hvis det forventes, at landvindmøller relativt set bliver mere konkurrencedygtige i forhold til fossil el-produktion, så reduceres støttebehovet over tid ved en given vindmølleudbygning. Dette er illustreret ved den faldende, stiplede kurve i *figur 12*. Det betyder alt andet lige, at den optimale støttesats for en given mølle er faldende over møllens levetid.

I den samfundsøkonomiske optimale model, som beskrevet ovenfor, skal man da løbende sænke støtten, så den følger den stiplede linje.

Hvis det ønskes, at støttesatsen er *kendt på forhånd*, skal forventningen til den optimale støttesats afspejles i støttetilsagnet. I dette tilfælde bør man altså udmelde en støttesats, der følger udviklingen i den stiplede, faldende linje. Som nævnt ovenfor, vil dette skabe forvriddinger i forhold til møllernes levetid, hvis den udmeldte støttesats afviger fra den optimale. I Danmark har støtten til vindmøller gennem tiden bestået af en på forhånd kendt og *fast (dvs. konstant over tid) støttesats*. Såfremt, at der fortsat er et ønske om en konstant støttesats, vil der ligeledes opstå forvriddinger ift. beslutninger om møllernes levetid. Dog viser det sig, at levetidsforvriddingerne ved en fast støtte over tid i visse tilfælde, og inden for denne ramme, kan reduceres ved at give støtten i en begrænset periode. En sådan støtteprofil er illustreret med den røde linje i *figur 12*.

Figur 12. Udvikling i den optimale støttesats



Anm.: Nutidsværdien af den samlede støttesum er ens for de to modeller.

Hvis man beslutter sig for en konstant støtte i hele levetiden (den blå line i figur 12), og den optimale støttesats falder over tid, fører støttesatsen til en for lang levetid. Grunden er, at støttesatsen i den sidste del af møllens levetid vil være højere end den optimale støttesats, hvorfor møllejerne har incitament til at reparere og vedligeholde møllen ud over det samfundsøkonomisk optimale. Samtidig giver den konstante støtte investorerne incitament til at investere i en mølle med lang levetid. Derved opstår en forvridding.

Ved kun at give støtten i en begrænset periode vil levetiden kunne forkortes, jf. analysen i afsnit 5.4. Hvis den begrænsede støtteperiode gør, at møllernes levetid kommer tættere på den samfundsøkonomiske optimale levetid, vil en begrænset støtteperiode kunne reducere forvriddingen ved en konstant støttesats. Dette vedrører ikke, hvad der overordnet set er optimalt (givet mulighed for at investor kan bortdiversificere), men kun inden for rammen, hvor det besluttes at udmelde en på forhånd kendt, konstant støttesats og det alene er et spørgsmål om længden af støtteperiode, der skal vurderes. Hvis støtteperioden begrænses for meget, er der dog en risiko for, at levetiden bliver for kort.

I dette eksempel er det antaget, at den optimale støtte vil falde over tid. Hvis den optimale støtte i stedet forventedes at stige over tid, og der er ønske om en konstant støttesats, vil det ikke være samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt

at begrænse støtteperioden. I det tilfælde vil en konstant støttesats i hele levetiden i forvejen føre til en kortere levetid end den optimale.

5.5 Analysens resultater

I analysen i dette afsnit, er en række forvridninger i de nuværende støtteregler identificeret. Den kvantitative størrelsesorden af hver af dem er behæftet med betydelig usikkerhed. Derfor er det også usikkert, præcis hvor stor en samfundsøkonomisk gevinst, der kan opnås ved at omlægge støtten. Det er derimod sikkert, at støtten skal omlægges til et driftstilskud per produceret kWh, hvis forvridningerne skal afhjælpes.

Analysen ovenfor indikerer, at forvridningen som følge af ændret konfiguration og placering kan udgøre op mod 5-6 pct. af støtteudgiften, eller cirka 0,5 øre per kWh, hver. Forvridningen af levetidsbeslutningen kan være cirka det dobbelte eller mere.

Med udgangspunkt heri kan forvridningerne ved støttereglerne opgøres til mellem 0 og 3 øre per kWh, jf. *tabel 31*.

Tabel 31. Forvridninger ved støtteregler

	Øre/kWh
Loft over sum af tilskud og markedspris	>0
Valg af teknologi	0 - 0,5
Optimale placeringer	0 - 0,5
Levetid og reparationer	0 - 2,0
I alt	0 - 3,0

Adfærdsændringerne, som de nuværende støtteregler giver anledning til, trækker i retning af, at møllernes rentabilitet før indregning af støtte bliver lidt ringere. Ved et fastholdt udbygningsomfang skal støtten derfor, alt andet lige, øges svarende til forvridningstabet.

Det er således overvejende sandsynligt, at den nuværende differentiering vedrørende investeringstilskuddet fører til forvridninger på i størrelsesorden 0-300 mio. kr. Forvridningerne skal sammenholdes med den umiddelbare besparelse ved den nuværende støtteordning med differentieret støtte, før indregning af forvridningerne. Dette aspekt gennemgås i *afsnit 6.1* nedenfor.

6 Overvejelser om støttemetoder

Dette kapitel behandler en række overvejelser om den fremtidige støtte til landvind og analyserer de dertilhørende samfundsøkonomiske konsekvenser.

Støtten til nye vindmøller kan udformes på forskellige måder. Der kan eksempelvis gives en generel ensartet støtte eller en differentieret støtte efter teknologi. Støtten kan ydes enten som driftstilskud, investeringstilskud eller en kombination heraf.

I *kapitel 5* beskrives forvriddninger forbundet med differentieret støtte i den nuværende støtteordning frem for ensartet støtte per produceret kWh. I dette kapitel tages der endvidere højde for, at differentieret støtte, der giver mindre støtte til de mest rentable projekter isoleret set mindsker grundlaget for indkomstskatter mv. Den samlede beskatning af ekstra ”profit” (indkomstskat og afgifter mv.) medfører således, at en betydelig del af ændringer i vindmølleejernes indtjening tilfalder det offentlige. Omvendt udgør højere produktionsomkostninger som følge af forvriddninger ved differentieret støtte et samfundsøkonomisk tab. Dette tab kan ikke beskattes.

Analysen viser, at forvriddningerne ikke skal være særligt store, før differentieret støtte (i stedet for ensartet støtte) ikke alene medfører et samfundsøkonomisk tab, men også samlet set belaster de offentlige finanser (inklusive PSO-udgifter). Det har ikke været muligt at angive en præcis størrelse på forvriddningerne, men de kvalitative indikationer er klare.

Afgiftslettelser ved egenproduktion, særlige skatteregler, gunstige finansieringsformer mv. udgør også støtte til VE. I det følgende indgår dog alene støtte i form af tilskud til elproduktion med landvindmøller. Sidst i kapitlet belyses derudover en række mulige mindre justeringer af den eksisterende støtteordning. En af de potentielle justeringer af støtten er, at betalingen for nettilslutningsomkostninger i forbindelse med opstilling af vindmøller omlægges så de betales af mølleopstilleren. I dag finansieres de via PSO'en. Initiativet indebærer, at mølleopstillere omkostninger forbundet med placeringen af vindmøller i højere grad kommer til at afspejle de samfundsøkonomiske omkostninger, men indeholder også nogle udfordringer, fx i forhold til en koordineret udbygning af elnettet.

De forskellige løsningsmodeller skal ses i sammenhæng med de nye retningslinjer for statsstøtte på miljø- og energiområdet for 2014-2020, som EU-Kommissionen vedtog pr. 1. juli 2014, jf. *kapitel 3*. Eksisterende møller støttes efter de støtteregler, der var gældende på nettilslutningstidspunktet, hvilket betyder, at den samlede støtteordning til eksisterende vindmøller er sammen-

sat og kompleks. Da de respektive støtteperioder er tidsbegrænsede, vil stadig flere ”løbe ud” af støtteordningen. De historiske ordninger behandles ikke i denne analyse. For en oversigt henvises til *bilagskapitel 9* om ’støtteregler for vindmøller’ samt delanalyse 1.

6.1 Differentieret eller ensartet støtte til landvindmøller?

Det er et mål, at støtten til landvindmøller indrettes omkostningseffektivt, dvs. med så få *samfundsøkonomiske omkostninger* som muligt ved en given produktion. Det er samtidigt et mål, at de *offentlige udgifter (og PSO-udgifter)*, eller snarere de samlede effekter på PSO og skatte- og afgiftsprovenuet, er så små som mulige ved en given produktion. Den samlede virkning på de offentlige finanser består som nævnt af såvel PSO-udgifter som virkningen på skatter og afgifter af ændringen i indtjeningen fra vindmøller.

Normalt fås de laveste samfundsøkonomiske omkostninger – når man ser bort fra omkostninger ved at finansiere offentlige udgifter – ved en ensartet støtte per enhed af det, man ønsker mere af. Men samtidig gælder det, at man potentielt kan opnå en mindre umiddelbar offentlig udgift ved at differentiere støtten, så den er mindre for de mest rentable projekter og større for de mindst rentable. Der er således potentielt en konflikt mellem målene om samfundsøkonomisk omkostningseffektivitet og offentlig udgiftsminimering. I det følgende diskuteres hvilke elementer man skal være opmærksom på, når man skal finde den rette balance mellem de to hensyn.

I næste afsnit udledes den teoretiske sammenhæng mellem tilskud og vindenergiproduktion, og det diskuteres, hvordan en sådan støtteordning fører til en ’rent’, dvs. en overnormal profit, for investorerne med de laveste omkostninger.

Det er i princippet muligt at reducere støtteudgiften ved at bruge en lavere støttesats for møllerne med bedst økonomi end den ensartede støtte. Er myndighederne i stand til præcist at identificere møller med bedst økonomi, kan man allerede med to satser i stedet for én reducere ’rent’ betragteligt, som der vises i *afsnit 6.1.3* nedenfor.

Myndighederne har dog ikke præcis information om de forskellige investorers omkostninger, gevinster eller forventninger – og møllejerne vil ikke frivilligt give denne information. Forsøg på – ved ufuldstændig information – at differentiere satserne fører til forvridninger, der alt andet lige må neutraliseres ved mere støtte for at nå et givent VE-mål for vindenergi. Et eksempel på et sådanne scenarie er vist i *afsnit 6.1.4*. I eksemplet skal der kun forvridninger på få øre/kWh til, før differentieringen fører til større belastning af de offentlige finanser samt mindre fordele for vindmøllejere og dermed et samlet tab for samfundet i forhold til et system med ens støtte per kWh.

I *afsnit 6.1.5* analyseres den nuværende støtteordnings forsøg på at differentiere støtten. I afsnittet undersøges hvilket støtteniveau det nuværende tilskudssystem medfører og sammenligner med et ens tilskud per kWh for alle møller ved uændret adfærd. Analysen viser, at den umiddelbare stigning i støtteudgifterne er omkring 20-25 pct. ved at gå fra den nuværende støtteordning til et ens pristillæg, inden indregning af adfærdsændringer i støtteudgifterne. Samtidig vil ens pristillæg føre til et lavere forvridningstab, hvorved der er et lavere behov for støtte for at opnå den samme produktion af vindenergi. Ydermere vil højere 'rent' føre til større skattebetaling via beskatningen af mølleejernes overskud.

6.1.1 *Sammenhæng mellem tilskud og vindmølleproduktion*

I *afsnit 4.4* gennemgås en businesscase for vindmøllers økonomi under en længere række forudsætninger om levetid, rente, vindforhold, investerings- og driftsudgift samt indtægter fra elsalg. Som det også blev vist i *afsnit 4.4.7*, er der i praksis betydelig spredning i flere af forudsætningerne, hvorfor der vil være forskelle i omkostninger og indtægter mellem møllerne. Derfor vil udbygningen af landmøller stige, jo højere støttesatsen er. Ved en ensartet støttesats vil det for nogle af møllerne gælde, at der er 'rent', mens der for de marginale møller ikke vil være nogen 'rent'.

Omkostningerne ved at opføre møllen, herunder kompensation til naboer mv., jordpris, årlige omkostninger, renten mv. varierer fra investor til investor, fra mølle til mølle og fra placering til placering. Hvis omkostningerne ved at bygge en landvindmølle på 3 MW, der producerer 6-10 mio. kWh om året for eksempel er omkring 30 mio. kr., svarer det til ca. 2,4 mio. kr. årligt ved en rente på ca. 5 pct. og 20 års levetid. Afhængig af om møllen producerer hhv. 6 eller 10 mio. kWh om året, vil omkostningerne være hhv. 40 eller 24 øre/kWh årligt. Hertil kommer udgifter til reparation, vedligeholdelse, nedtagelse, administration og forsikring mv. på for eksempel 10 øre/kWh i gennemsnit over årene, men som givetvis varierer fra investor til investor.

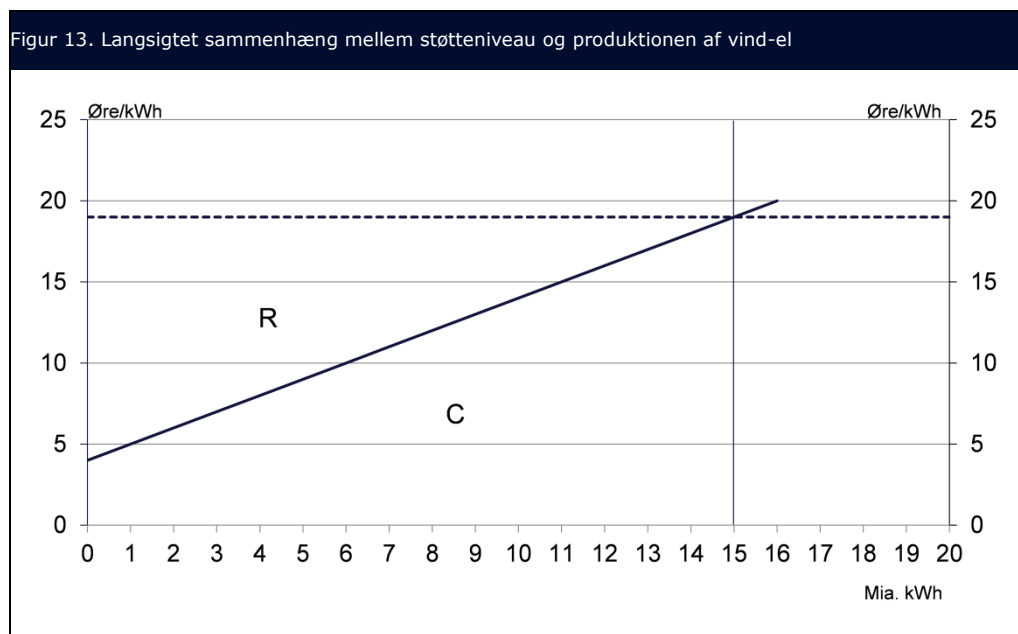
Gevinsterne vil også variere mellem investorerne. Gevinsterne afhænger i første omgang af værdien af den totale produktion over levetiden og dermed bl.a. af levetiden af møllen og den elpris, møllerne kan opnå. Den elpris, møllen kan opnå, er usikker. I 2013 udgjorde den knap 25 øre/kWh i gennemsnit, se bilagsafsnit 11.4. Det var ca. 5 øre mindre end den gennemsnitlige markedspris, idet møllernes produktion varierer kraftigt, hvorved en stor produktion presser priserne ned.

Den pris, møllen i gennemsnit får for el, er imidlertid afhængig af møllens placering og konfiguration. Der kan opnås en højere pris i gennemsnit, såfremt produktionen fra den konkrete mølle varierer mindre i takt med de andre møller. Havmøller har således en mere jævn produktion og vinder hermed omkring 1 øre/kWh i gennemsnit nu og formentlig mere i fremtiden i forhold

til landmøller. Møller der er placeret i den østlige del af landet får tilsvarende højere priser, da der er mindre samvariation på markedet i Østdanmark.

Overordnet kan man sige, at det er investorenes varierende forventninger til elprisen som er afgørende for vindmølleudbygningen.

Tilskuddet til produktion af vindenergi kan som sagt både være ens per produceret kWh eller differentieres efter den store variation i de forskellige dimensioner. Den store variation gør, at man skal være varsom med at beskrive markedet ud fra en enkelt, ”typisk” investor, placering og mølletype. Der er derimod et betydeligt spænd mellem støttebehovet per kWh mellem de forskellige kombinationer. Det kan derfor forventes, at der er en ”blød” kontinueret udbudskurve for vind-el, illustreret i *figur 13* nedenfor, der viser sammenhængen mellem støtten per kWh og produktionen af el fra landvindmøller.



Anm.: Regnøks eksempel.

Støtten dækker delvis over et reelt behov for støtte pga. meromkostninger ved at producere vindenergi i forhold til de forventede markedsindtægter, og delvis over ’rent’. I omkostningerne er indregnet gevinsterne for investorerne ved alternativ anvendelse af ressourcerne. ’Rent’ må således ikke forveksles med de regnskabsmæssigt opgjorte overskud. I *figur 13* svarer meromkostningerne til arealet C under kurven for marginalomkostningerne, mens ’rent’ svarer til arealet R mellem støttelinjen og kurven for marginalomkostningerne. Summen af C og R er lig støtteudgiften.

Det skal understreges, at kurven viser sammenhængen mellem de forventede meromkostninger og den samlede produktion. Når møllerne er realiserede, kan en mølle der forventedes at være meget rentabel, og derfor er placeret

nederst på udbudskurven, vise sig at være mindre rentabel, fordi vinden ikke er så god som forventet, elprisen er lavere, levetiden er kortere etc.

I 2013 var produktionen fra landvindmøller knap 7 mia. kWh. Produktionen forventes at stige til omkring 10 mia. kWh i 2020. Hældningen på kurven i *figur 13* er skønnet ud fra økonomien ved forskellige vindmølleplaceringer mv.

I *figur 13* antages det, at investorerne med de laveste omkostninger, eller forventninger til højeste elpriser, har behov for støtte på 4 øre/kWh, før det er rentabelt at producere. Gives der højere støtte gælder det, at produktionen stiger med 1 mia. kWh for hver ekstra øre/kWh der gives i støtte. Er støtten således 4 øre, bliver der ikke produceret noget. Er støtten 4,5 øre/kWh, bliver der produceret 500 mio. kWh, og en støtte på 14 øre/kWh medfører en produktion på 10 mia. kWh.

Der er tale om et regneeksempel, og der er således stor usikkerhed om kurvens placering mv. Bliver vindmøller mere effektive eller billigere og anden elproduktion dyrere, vil kurven forskydes mod højre og omvendt. Det skal understreges, at kurven ikke skal fortolkes som en prognose på sammenhængen om 10-20 år og længere frem.

I eksemplet er kurven lineær og kan ses som et udsnit af den udbudskurve, der fremgår af *figur 6*. I praksis vil kurven formentlig være mere stejl i begyndelsen. Det skyldes, at der er få meget gode placeringer, ligesom der er få investorer med forventninger om meget højere elpriser. Hældningen vil herefter aftage, og der kommer forholdsvis større produktion ved større tilskud. Kurven vil være tilnærmelsesvis lineær over et længere stykke. Til sidst vil hældningen stige igen, når der skal tages forholdsvis dårlige placeringer i brug for at producere mere.

Ved et støtteniveau på 14 øre/kWh vil der være en produktion på 10.000 mio. kWh i figuren, som netop er den ønskede produktion i 2020. Herved vil støtteudgiften være 1.400 mio. kr., fordelt med 500 mio. kr. til 'rent' og 900 mio. kr. til meromkostninger. 'Rent' vil være gennemsnittet af "overkompensationen" nederst på udbudskurven ($14 \text{ øre/kWh} - 4 \text{ øre/kWh} = 10 \text{ øre/kWh}$), og overkompensation for den marginale mølle der per definition er 0. I gennemsnit er overkompensationen således $5 \text{ øre/kWh} \cdot 10 \text{ mia. kWh} = 500 \text{ mio. kr.}$ Overskud ud over normalforrentningen, som også beskattes, dvs. 'rent' bliver beskattet. Det er dog i første omgang ignoreret. I gennemsnit går således ca. 36 pct. af støtten til 'rent' i eksemplet.

Fordelingen mellem 'rent' og meromkostninger afhænger af kurvens hældning. Ved en flad kurve eller et meget elastisk udbud vil en mindre del af støtten gå til 'rent', mens en større del vil gå til 'rent' ved en stejl kurve. Om kurven er

flad eller stejl afhænger af spredningen i omkostningerne og produktionsforholdene.

Da vindforholdene mellem forskellige placeringer varierer, og der er et begrænset antal af de bedste placeringer, vil de, der er i besiddelse af de bedste placeringer, få det største overskud, mens dem med de næstbedste vil få det næststørste overskud osv., indtil dem med de dårligste placeringer kun akkurat får dækket deres omkostninger. Der vil derfor være konkurrence om at få lov til at opføre møller på de bedste placeringer. Det fører til at 'rent' i vid udstrækning vil tilfalde jordejeren og ikke den virksomhed, der opstiller og driver møllerne.

Der indgår flere forskellige elementer i, hvor de bedste placeringer er. Det drejer sig ikke kun om de fysiske vindforhold. Man skal også se på alternativ anvendelse af de arealer, der har gode vindforhold. Er de alternative anvendelser særligt gode, vil jordprisen i udgangspunktet være særlig høj. Ligeledes er det relevant, hvor store omkostninger der kan være ved at give kompensation eller erstatninger til naboer, hvilken pris der kan forventes at opnås for elektriciteten samt hvilke særlige omkostninger der kan være ved tilslutning til net mv. for den nuværende støtteordning.

6.1.2 *Meromkostninger mellem møller*

De samfundsøkonomiske omkostninger varierer med støtten. For de 1.000 mio. kWh der bliver produceret af møller der sættes op allerede ved et tilskud på 5 øre/kWh, er de samfundsøkonomiske meromkostninger 4-5 øre/kWh og i gennemsnit 4,5 øre/kWh = 45 mio. kr. for 1.000 mio. kWh. 'Rent' vil i gennemsnit være 0,5 øre/kWh = ca. 5 mio. kr., hvis støtten er 5 øre/kWh.

For de næste 1.000 mio. kWh der sættes op, hvis støtten øges fra 5 til 6 øre/kWh, er meromkostningerne 55 mio. kr. og 'rent' yderligere 5 mio. kr. Giver en støtte på 6 øre/kWh, også for de første 1.000 kWh, øges 'rent' for disse med 10 mio. kr. For de første 2 mia. kWh genereret ved en støtte på 6 øre/kWh er den samlede meromkostning 100 mio. kr. og 'rent' 20 mio. kr. 'Rent' stiger således med en faktor fire (kvadrattet af to) ved en fordobling af støtten. Ved tre gange så stor støtte stiger rent med en faktor ni (kvadrattet af tre). etc.

For de sidste 1.000 mio. kWh der sættes op, når støtten øges fra 13 til 14 øre/kWh, er 'rent' alene 5 mio. kr., mens meromkostningerne er gennemsnittet af støtte før og efter = 13,5 øre/kWh, altså 135 mio. kr.

6.1.3 *Perfekt og delvis prisdifferentiering*

Hvis staten kendte den nøjagtige udbudskurve (omkostnings- og indtægtsforhold i bred forstand samt forventninger) for investorer og mølleplaceringer, kunne staten teoretisk differentiere støtten, så investor lige netop fik støtte

nok til at dække meromkostningerne og derved ingen 'rent'. Støttegiver ville da spare 500 mio. kr., og 'rent' ville falde med de samme 500 mio. kr. før skat.

Det er dog urealistisk, at der kan gennemføres en sådan perfekt prisdiskrimination. Den væsentligste årsag er, at staten ikke kender forholdene præcist, herunder hvor stor den del af udgiften til køb eller leje af jorden der går til rent for jordejeren og investorenes forventninger.

Staten kunne også forsøge en delvis prisdifferentiering. For de første 5 mia. kWh er det tilstrækkeligt med et tilskud på 9 øre/kWh = 450 mio. kr., der vil blive fordelt med 325 mio. kr. meromkostninger og 125 mio. kr. 'rent', altså 250 mio. kr. mindre end hvis man gav 14 øre/kWh til de mest effektive. For de resterende 5 mia. kWh kunne man give 14 øre/kWh i støtte, altså i alt 700 mio. kr., der vil blive fordelt med 575 mio. kr. i meromkostninger og 125 mio. kr. i 'rent'.

En "perfekt" delvis prisdifferentiering i to støtteniveauer ville således spare staten for 250 mio. kr. og reducere 'rent' med 250 mio. kr. før skat. Det er halvdelen af niveauet ved samme støtte. Det er under forudsætning af, at adskillelsen mellem de gode og de dårlige møller er helt perfekt. Adskillelsen mellem de gode og dårlige er dog imidlertid ikke mulig at gøre perfekt.

6.1.4 *Støtteomkostninger uden perfekt kendskab til de konkrete møllers placering på udbudskurven*

I praksis har myndighederne et ufuldstændigt billede af omkostningsforhold og produktionsforhold for de enkelte placeringer. Myndighederne kan have en ide herom ved fx at sammenligne produktionen i forhold til et mål om vindmøllens værdi. Men investor kan påvirke værdien af vindmøllen ved at flytte overskud fra møllen til konstruktionsafdelingen. Vindmøllens værdi vil i øvrigt afhænge af den forventede levetid, mens produktionen forsøges målt første år. Man kan forsøge at skønne over møllens værdi/størrelse ved oplysninger om rotorareal, generatoreffekt, navhøjde og andre driftsdata for møllen. Men de er ikke entydige med hensyn til møllens produktionskapacitet. En stor produktion i forhold til møllens fysiske størrelse er i øvrigt ikke et perfekt mål for møllens 'rent'. Det vil som nævnt også afhænge af levetid, særlige slidomkostninger og forskellige erstatninger, der måtte gives til naboer.

Forsøges der, på trods af ovennævnte forbehold, at foretages en støttedifferentiering, hvor der fx gives 9 øre/kWh i støtte til de – forventede – bedst placerede møller og 14 øre/kWh til resten, vil der i praksis være nogle af dem, der får 14 øre/kWh, der har et støttebehov på under 9 øre/kWh. Mere afgørende vil der være nogle blandt dem, der gives den reducerede støtte på 9 øre/kWh, der har et større støttebehov på fx 10 øre/kWh. Investeringen vil derfor ikke realiseres, hvis støtten er 9 øre/kWh.

Det kan gælde, at nedsættelsen af støtten til en udvalgt skare af møller vil føre til, at en produktion på 2 mia. kWh ikke realiseres, hvor meromkostningerne, og hermed støttebehov, er 9-11 øre/kWh, altså 10 øre/kWh i gennemsnit, fordi der kun gives 9 øre/kWh i støtte. Det vil spare myndighederne for 180 mio. kr., men til gengæld vil der ved samme miljømål skulle findes andre møller, der vil være dyrere at støtte. Skal de 2 mia. kWh produceres af landvindmøller, vil det betyde, at man skal øge støtten for de ”dårligere” placeringer med 2 øre/kWh, så den højeste støtte forøges til 16 øre/kWh. Det vil koste myndighederne 320 mio. kr. for de ekstra 2 mia. kWh og yderligere 100 mio. kr. for de oprindelige 5 mia. kWh møller med dårlig placering. Myndighederne har da ikke sparet 250 mio. kr. før skat som planlagt, men derimod alene 10 mio. kr. Til gengæld er meromkostningerne steget, og rent er faldet. Virkningen af dette eksempel er vist i *tabel 32*.

Tabel 32. Eksempel: Støtteniveau og omkostninger ved differentieret støtte under ufuldkommen information

	Støtte- giver	Rent- modtager	-Meromkostninger = samfund
	Mio. kr.		
5 øre/kWh lavere støtte til 3 mia. kWh fra ”gode” møller, der fortsat opstilles	150	-150	0
14 øre/kWh mindre støtte til 2 mia. kWh, der var dyre, men blev troet billige	280	-80	200
2 øre/kWh ekstra støtte til de 5 mia. kWh der blev troet dyrere	-100	100	0
16 øre/kWh for de 2 mia. kWh som fremkommer ved at øge støtte fra 14 til 16 øre/kWh for de dårlige	-320	20	-300
I alt før skat	10	-110	-100
Skat og afgifter af rent 60 pct.	-66	66	0
I alt efter skat og afgift	-56	-44	-100

Kilde: Skatteministeriets beregninger.

I eksemplet ville differentieringen umiddelbart, hvis denne var perfekt, have givet staten en besparelse og støttemodtager et tab på 250 mio. kr. før skat, og 100 mio. kr. efter skat, uden tab for samfundet. Men som følge af imperfekt differentiering giver differentieringen støttegiver et tab efter skat på 56 mio. kr., støttemodtager et tab på 44 mio. kr. og samfundet netto et tab på 100 mio. kr.

Tabet vil have været mindre, hvis myndighederne kunne få bedre indblik i de faktiske omkostnings- og produktionsforhold for landmøllerne. Det er dog formentlig meget optimistisk at tro, at myndighederne vil kunne anslå meromkostningerne med en usikkerhed på mindre end 2 øre/kWh, som her er lagt til grund. Det vurderes at gå lige op for staten, hvis der kan identificeres omkostningsforskelle på godt 1 øre/kWh.

6.1.5 Beskatning af 'rent' ved særlig gode placeringer

Af fordelingsmæssige grunde mv. kunne det overvejes, om samfundet generelt skulle forsøge at reducere 'rents' til særlige grupper og fordele den bredt til andre. Der er fx 'rents' ved god landbrugsjord, der er knap, eller ved særlige råstoffer, fisk og andre naturressourcer. Det kunne ske ved, at samfundet købte produkter til differentierede priser. Eksempelvis lavere priser for hvede fra god jord, og til højere priser for hvede fra dårlig jord og herefter solgte hveden til den gældende markedspris.

Erfaringerne viser dog, at det er en dårlig ide. I andre sammenhænge har løsningen været at beskatte de særlige 'rents'. Det kan ske ved en skat på jordværdier efter vurdering eller ved særlige typer af skatter der er neutrale med hensyn til investeringer og produktion.

De almindelige moms- og forbrugsafgifter er eksempler på sådanne generelle 'rentskatter'. Man kan også indføre en særlig beskatning af 'rent'. I Danmark opkræves en særlig høj skat af indtægter fra olie- og gasproduktion, hvor der gives særlige fradrag, så man ikke har særlig høj skat på normalforrentningen.

I Norge er der også en særskat på olieproduktion og herudover på særlig overskudsgivende vandkraftanlæg. Skatterne opkræves af overskuddet efter særlige fradrag, så det alene er 'rent', der beskattes med den højere sats. Provenuet er i størrelsesorden op mod 5 øre/kWh i gennemsnit.

Ud over moms- og afgifter beskattes 'rent' i forvejen via selskabsskat og skat af overskud i virksomhedsskatteordningen. Skatten af 'marginalrent' er 22 pct. Ejere af virksomheder og selskaber betaler herudover i varierende omfang skat af udbytter og kapitalgevinster. Skattesatserne varierer fra ejer til ejer. Ejes selskabet af personer, er den sammensatte skat på ca. 55 pct. Ejes selskabet af personer via en pensionskasse, er den sammensatte marginalskat af 'rents' højere, jf. at der foruden pensionsafkastskat betales personskat af pensionerne, når de udbetales, og at der kan ske modregning i pensionstillæg. Modsat vil de fleste udenlandske ejere ikke betale udbytteskat til den danske stat, og der er lavere skatter for fondsejede virksomheder, der udlodder til ikke-skattepligtige formål fx støtte til drift af museum og lignende. I gennemsnit er skatten på ejerniveau på omkring 40 pct. og den vægtede marginale skat af 'rentindkomst' på godt 50 pct. Hertil kommer moms og afgifter i det omfang, ejerne bruger overskud til forbrug af varer belagt med danske afgifter. Endelig vil særlig gode placeringer kunne føre til stigninger i jordværdien. Den kan føre til ekstra grundskyld. Samlet set er beskatningen af 'rents' i størrelsesordenen 60 pct.

Ved et større omfang af 'rents' fra vindmøller end i dag kan det over tid overvejes at indføre særlige 'rentskatter'. 'Rents' vil blive særligt store, ikke kun fra vindmøller, men også fra dem der leverer biomasse ved endnu højere priser på

fossile brændsler. I øjeblikket er 'rents' fra VE-produktion dog langt mindre end fra fx olieproduktion eller brug af jord.

6.1.6 Differentiering i den nuværende støtteordning

Støtten til vedvarende energi bør som udgangspunkt indrettes således, at det giver de rigtige incitament ud fra en samfundsøkonomisk betragtning. Samtidig er der et politisk ønske om at begrænse tilskudsudgifterne til vedvarende energi, som isoleret set dog også har afledte forvriddningseffekter. I dette afsnit ses der på, hvor meget den nuværende udformning af tilskuddet differentierer betalingen til energi fra landvindmøller, og hvorvidt dette kan føre til lavere støtteudgifter.

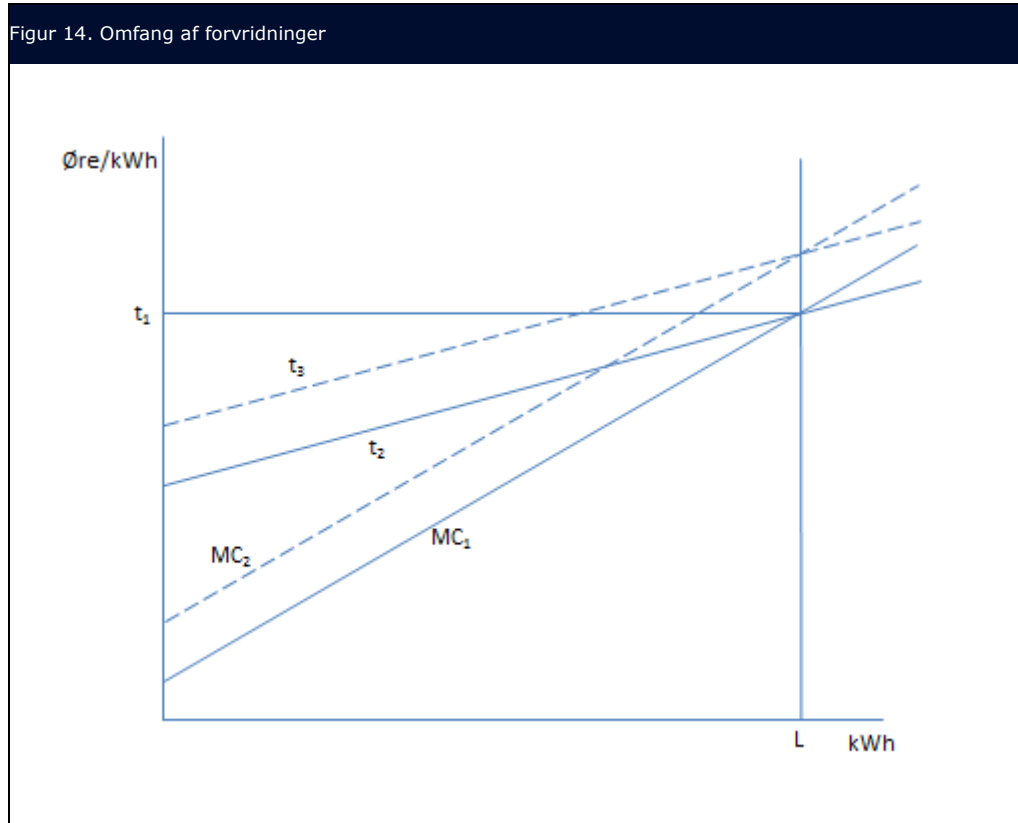
Det nuværende tilskudssystem til vindmøller med støtte til et givent antal fuldlasttimer, uafhængig af faktisk produktion, sætter et loft på støtten per mølle, bl.a. for at opnå en større produktion af vindenergi for den samme totale mængde tilskud. Det betyder, at møller med ens tekniske specifikationer vil modtage samme støttebeløb uanset vindproduktion. På denne måde differentieres støtten, så møller med højere elproduktion, pga. gode vindforhold mv., får mindre støtte per kWh set over deres levetid end mindre produktive møller.

Dette medfører visse forvriddninger i forhold til et system, hvor der gives ens støtte per kWh. Forvriddningerne skal vurderes op imod den afledte skatteforvriddningsgevinst, såfremt støtteudgiften ved det nuværende system er lavere. Samlet set er det dog sandsynligt, at den nuværende tilskudsordning øger de samfundsøkonomiske forvriddningsomkostninger ved at producere vindenergi sammenholdt med ens støtte per kWh. I princippet kan forvriddningerne ved det nuværende tilskudssystem være så store, at et differentieret tilskud, som i det nuværende system, fører til en mindst lige så stor belastning af de offentlige finanser som ens tilskud per kWh.

Skøn for støtteudgiften ved ensartet støtte pr. kWh og reduktionen af forvriddningerne i forhold til det nuværende system

Følgende situation er illustreret i figur 14. Der ønskes opnåelse af en given vindenergiproduktion markeret med niveauet L. De marginale omkostninger ved at producere el fra vindmøller er givet ved MC_1 . Målet opnås ved et fast tilskud per kWh på t_1 . 'Rent' til vindmøllejerne er her arealet mellem t_1 og MC_1 . Det nuværende tilskud er indrettet sådan, at de bedst placerede vindmøller, og derved dem der kan producere billigst, får mindre støtte per kWh, når der ses på produktionen over møllens levetid. Dette er vist ved linje t_2 . Denne form for støtte medfører dog forvriddninger, som øger de marginale omkostninger, så de nu er givet ved MC_2 . For at opnå den ønskede mængde L skal tilskuddet derfor øges fra t_2 til t_3 . Ved t_3 er tilskudsudgifterne i eksemplet i figuren stadigvæk lavere, end de er med et fast tilskud givet ved t_1 . Dette kan ses ved at sammenligne arealerne mellem linjerne t_1 og t_3 .

Om en differentiering af tilskuddet mindsker de totale tilskudsudgifter afhænger af størrelsen på forvridningen. Ved en tilstrækkelig stor forvridning vil de marginale omkostninger stige så meget, at det ekstra tilskud, der behøves for at nå målet, vil være mere, end der kan spares på de mest effektive møller.



Det er vanskeligt at kvantificere de samlede forvridninger i det nuværende tilskudssystem. Der kan dog beregnes et skøn for omkostninger og tilskud til landvindmøller, der kan give en indikation af, hvor store forvridningerne skal være, før differentiering af tilskud medfører højere offentlige udgifter.

Der findes ikke nemt tilgængelige oplysninger om de faktiske omkostninger ved de hidtil opstillede landvindmøller over de seneste år, men der kan laves en tilnærmelse. Relevante oplysninger vedrørende de samlede omkostninger for landvindmøller omfatter investeringsomkostninger, driftsudgifter, møllernes levetid, renten og produktion per mølle.

I tabel 33 er vist fordelingen af antal fuldlasttimer i 2013 for møller på over 1,8 MW opstillet i perioden 2009-2012. Udbygningen af landmøller forudsættes at fortsætte uændret. Endvidere er der beregnet et skøn for omkostningerne per kWh for en typisk vindmølle. I disse beregninger er der antaget en levetid på 20 år, investeringsomkostninger på 10 mio. kr./MW kapacitet, 5 pct. nominal rente og driftsomkostninger på 10 øre/kWh. Den totale produktion per segment er givet i den sidste kolonne.

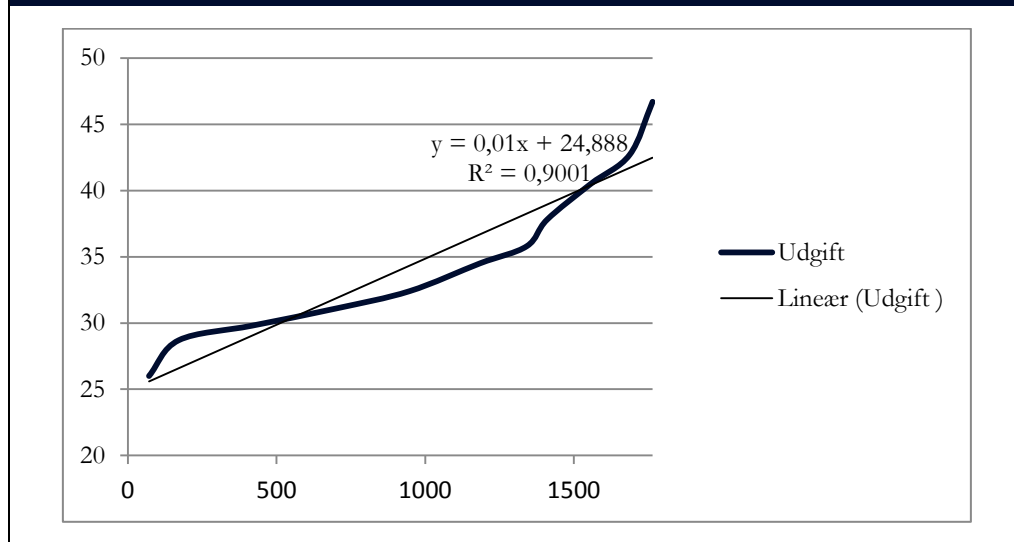
Tabel 33. Fuldlasttimer, omkostninger og produktion for møller medtaget i omkostningsberegningen*

Driftstimer	Gns. Timer	Beregnet omkostning, øre/kWh	Produktion i 2013, mio. kWh
-1999	1900	46,7	77
2000-2199	2121	42,7	131
2200-2399	2270	40,5	147
2400-2599	2491	37,8	68
2600-2799	2685	35,8	158
2800-2999	2832	34,5	237
3000-3199	3090	32,4	246
3200-3399	3292	31,1	283
3400-3599	3495	29,8	247
3600-3799	3703	28,7	100
3800-4700	4327	26	71
I alt	2870	34,2	1765

*Møller opstillet i 2009-2012 med kapacitet over 1,8 MW.
Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

Figur 15 viser de beregnede omkostninger per kWh i forhold til den samlede producerede mængde fra landvindmøller i MWh. Figuren er ligesom tabel 33 konstrueret på baggrund af data over kapacitet og produktion i 2013 for store vindmøller opstillet i 2009-2012.

Figur 15. Omkostninger i forhold til produktion for udvalgte landvindmøller



Anm.: Figuren er baseret på data for kapacitet og produktion (og dermed fuldlasttimer) i 2013 for møller opstillet i 2009-2012 med en kapacitet over 1,8 MW. De beregnede omkostninger (og dermed støttebehovet) er baseret på antagelser om en standardmølle.

Kurven i figur 15 skal ikke tages som udtryk for den faktiske udbudskurve for landvind. For det første er kurven beregnet ud fra ex post observationer for eksisterende vindmøller (held og uheld indgår), og omkostningerne er beregnet med udgangspunkt i karakteristika for en typisk vindmølle, dvs. en mølle

med en levetid på 20 år og investeringsomkostninger på 10 mio. kr./MW kapacitet osv. For det andet er der i beregningen taget udgangspunkt i faktisk opstillede møller. Hvis støtten i stedet tildeles som ens støtte per kWh, vil der sandsynligvis opstilles andre møller, og omkostningerne kan ændre sig, hvorfor kurven vil se anderledes ud. Analysen kan dog give en tilnærmelse af gevinsterne og omkostningerne ved differentiering af støtten.

Som *tabel 33* viser, er de beregnede omkostninger mellem 26 øre/kWh og 47 øre/kWh med et gennemsnit på omkring 34,2 øre/kWh. I praksis vil spredningen i de forventede omkostninger (ex ante), dvs. uden held og uheld, være mindre. Blandt dem med de meget høje omkostninger vil der være møller der, på grund af uheld eller andre midlertidige driftsforstyrrelser, havde en unormal lav produktion i 2013 og derved høje beregnede omkostninger per kWh.

Ud fra ovenstående beregning af omkostningerne ved den eksisterende produktion er det muligt at lave et skøn for, hvor meget forskel der vil være i tilskudsudgifter og skatteprovenu ved den nuværende støtteordning, med differentierede tilskud, sammenlignet med en støtteordning med ens tilskud per kWh. For møller der har en drift på ca. 2.200 timer om året er tilskuddet ved 20 års levetid ca. 16 øre/kWh. Cirka 10 mia. kWh af den eksisterende produktion skønnes at få et tilskud, der er lavere end 16 øre/kWh. For møller der har en driftstid på omkring 3.700 timer årligt er tilskuddet eksempelvis ca. 11 øre/kWh.

Når der ses bort fra at et ensartet tilskud pr. kWh ikke fører til en ændring af omkostningerne, vil et ensartet tilskud således skulle være omkring 16 øre/kWh til al produktion for at opnå en produktion på 10 mia. kWh.⁴⁴ Omkostningerne bliver derfor ca. 1,6 mia. kr. per år. 'Rent' vil være mellem 0-12 øre/kWh eller i gennemsnit 6 øre/kWh, og udgør derfor omkring 600 mio. kr. før skat. 'Rent'en bliver beskattet med omkring 60 pct., hvorfor rent efter skat er ca. 240 mio. kr.

I den nuværende støtteordning med investeringstilskud er støtteudgiften 11-16 øre/kWh ved en produktion på 10.000 kWh, hvilket svarer til en støtteudgift på ca. 1,35 mia. kr. Ifølge denne beregning vil ensartet støtte derfor føre til højere støtteudgifter på ca. 250 mio. kr., eller omkring 18,5 pct., når der ses bort fra beskatningen af 'rents'. Medtager man beskatningen af 'rents', som ligger på 60 pct., betyder det reelt, at de offentlige finanser netto svækkes med 100 til 125 mio. kr. Det svarer til omkring 7,5 til 9 pct. af den nuværende støtteudgift før indregning af de positive effekter af reduktionerne af forvriddningerne ved ensartet støtte.

⁴⁴ Produktionen forventes at være ca. 10 mia. kWh i 2020, hvis det nuværende støttesystem fastholdes.

Alternativ beregning af den umiddelbare støtteudgift ved ensartet støtte via data for støtteudgifterne

I denne alternative beregning af den umiddelbare støtteudgift ved ensartet støtte ses der på den historiske opstilling af 8 typer vindmøller på 2 MW eller derover. *Tabel 34* giver en oversigt over de medtagne møller. For disse møller er der set på deres gennemsnitlige årlige produktion, som danner grundlaget for beregningen af støtten per kWh over møllernes levetid, som her er antaget at være 20 år. Støtteniveauet er beregnet ud fra den nuværende støtteordning, som gælder fra 1. januar 2014, hvor støtten er baseret på både installeret kapacitet i MW og rotorareal.

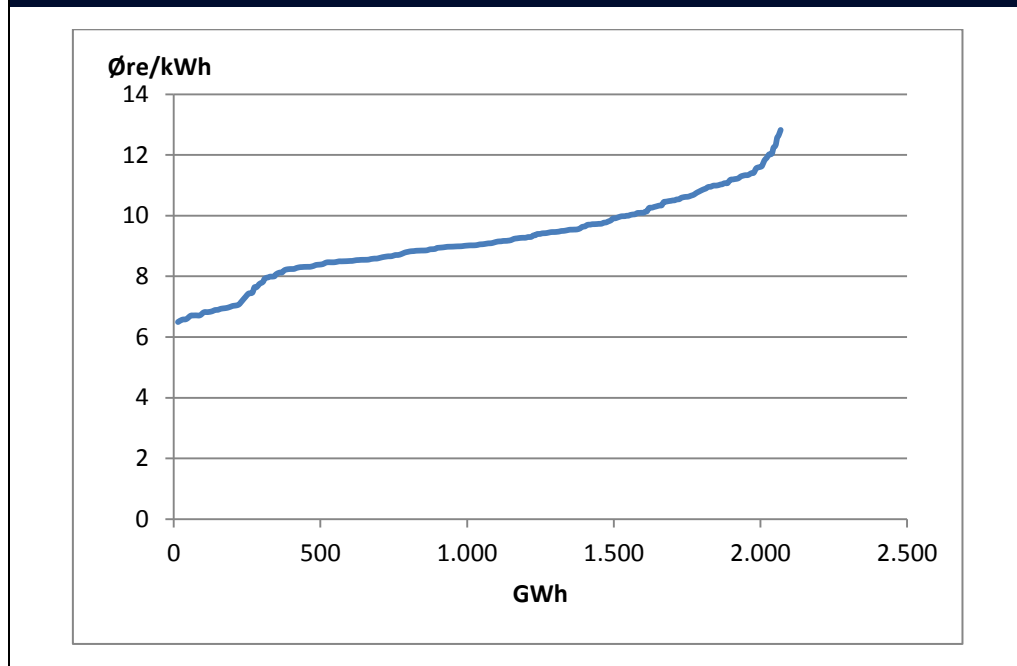
Tabel 34. Møller medtaget i støtteberegningen

Fabrikat	Typebetegnelse	Kapacitet (kW)	Rotor-diameter (m)	Antal	Installeret kapacitet i MW
Vestas	V90-3MW	3.000	90	31	93
SIEMENS	SWT 2.3-93	2.300	93	63	145
Vestas	V80-2MW	2.000	80	35	70
Vestas	V112-3.0MW	3.075	112	38	117
Vestas	V112-3.3MW	3.300	112	38	125
SIEMENS	SWT 3.6-120	3.600	120	9	32
SIEMENS	SWT 3.6-107	3.600	107	6	22
SIEMENS	SWT 3.0-101	3.000	101	26	78

Når møllerne opstilles efter den støtte per kWh de har modtaget fås kurven i *figur 16*. Heller ikke i dette tilfælde skal kurven ses som udtryk for den virkelige udbudskurve for vindmølleenergi. Møllen med den laveste støtte får omkring 6,5 øre/kWh, mens møllen med den højeste støtte får næsten 13 øre/kWh⁴⁵. Den totale årlige støtte er omkring 190 mio. kr. i eksemplet for disse udvalgte møller. Forskellen i støtte per kWh – som beregnet før ud fra skøn for omkostningerne og ved den alternative beregning – stammer fra, at der i den første beregning er taget udgangspunkt i en gennemsnitlig mølle, mens der i den sidste beregning er taget udgangspunkt i de faktisk opstillede møller. Ligesom i beregningen baseret på omkostningerne bør man være varsom med at medtage de allerdyreste møller. Blandt andet kan det være, at de dyreste møller får en støtte, der er højere end deres marginale omkostninger. I det følgende medtages derfor kun møller op til en støtte på 11,5 øre/kWh. Den totale årlige støtte for disse møller er omkring 180 mio. kr.

⁴⁵ En mølle får 15 øre/kWh. Denne mølle er ikke taget med i figuren eller beregningerne.

Figur 16. Sammenhæng mellem støtteniveau per kWh og produktion af vindenergi for udvalgte vindmølle-typer



Anm.: Der er antaget en levetid på 20 år for alle møller, og at den maksimale støtte udbetales (hvormed der er set bort fra prisloftet på 58 øre per kWh). Støtten er beregnet på baggrund af ordningen som gælder fra 1-1-2014.

En umiddelbar sammenligning af støtteudgifterne under et system med ens pristillæg for alle møller kan fås ved at antage, at alle møller får samme støtte per kWh som den dyreste mølle i den første beregning, dvs. omkring 11,5 øre/kWh. Under den antagelse vil ens pristillæg føre til totale årlige støtteudgifter på omkring 225 mio. kr. Den umiddelbare stigning i støtteniveau ved at gå fra den nuværende støtteordning til et ens pristillæg vil derfor være omkring 47 mio. kr. eller 26 pct. for de medtagne møller. Medtager man beskatning af 'rents' betyder det, at den umiddelbare stigning i støtteniveauet er ca. 10 pct. ved omlægning til ensartet støtte før indregningen af de modsatrettede virkninger af forvriddingerne som følge af differentieret støtte. De to forskellige skøn for de umiddelbare støtteudgifter ved omlægning til ensartet støtte er således i samme størrelsesorden.

Forvriddinger ved differentieret støtte og deraf følgende stigning i støttebehovet

Som nævnt vil differentieret støtte føre til højere samfundsøkonomiske omkostninger. Om differentiering af støtten fører til lavere PSO-udgifter afhænger af størrelsen på de forvriddinger, som differentiering medfører. I kapitel 5 er der set på flere mulige forvriddinger, men det er usikkert, hvor store de samlede forvriddinger er. Det er dog sandsynligt, at forvriddingerne er betydelige.

Det er meget sandsynligt, at differentiering af støtten kan give besparelser på PSO-udgifterne. Det er dog samtidig sandsynligt, at forvriddingerne ved differentieret støtte er så høje, at differentiering fører til højere samlede offentlige

udgifter, hvor de samlede offentlige udgifter skal forstås som PSO-udgifter inkl. afledte effekter på de offentlige indtægter.

Tages der udgangspunkt i beregninger ovenfor, skal forvriddingerne være på omkring 2,3 øre/kWh, hvilket svarer til omkring 7 pct. af omkostningerne ved at producere vindenergi, før PSO-udgifterne ved differentieret støtte er højere end ved ens støtte per kWh. Tages der højde for beskatning af 'rent', skal forvriddingen kun være på omkring 1 øre/kWh, hvilket svarer til omkring 3 pct. af omkostningerne ved at producere vindenergi, før de samlede offentlige udgifter inkl. PSO er højere under differentieret støtte end under ens støtte per kWh.

Den umiddelbare besparelse på PSO-udgifterne ved den nuværende differentiering af støtten i stedet for ensartet støtte kan med betydelig usikkerhed opgøres til 2,5 øre/kWh før skat og 1 øre/kWh efter skat, når der ikke tages hensyn til ændret adfærd.

Jf. *tabel 31* er det sandsynligt, at den nuværende differentiering fører til forvriddinger på i størrelsesorden 0-3 øre/kWh, svarende til 0-300 mio. kr. ved et produktionsomfang svarende til 10 mia. kWh. Besparelsen for de samlede offentlige finanser, dvs. PSO-udgifter *plus* virkningen på skatter og afgifter, vil derfor være i størrelsesordenen 100 mio. kr. netto, når der tages udgangspunkt i et produktionsomfang svarende til 10 mia. kWh og fuld tilpasning til de nye støtteregler. Forvriddingstab skal fortolkes som virkningen ved fuld tilpasning af vindmøllebestanden. I praksis realiseres det fulde tab derfor først efter en årrække, når gamle møller er erstattet af nye. Til gengæld er omkostningen ved suboptimal målretning af støtten til den enkelte mølle irreversibel, når møllen er opført.

Det skal tilføjes, at *reduceret* differentiering kan have en *gunstig* virkning på de samlede offentlige finanser i forhold til den nuværende, jf. at den umiddelbare besparelse på støtteudgifterne stiger lineært med differentieringen, mens forvriddingerne stiger mere en forholdsmæssigt med differentieringen.

Endelig bemærkes det, at forvriddingstabets størrelsesorden i mio. kr. ved givne regler vokser i takt med landvindproduktionen. Hvis landvind således fremover spiller en større rolle i opfyldelsen af VE-målene, bliver det beregnede, langsigtede forvriddingstab ved differentiering større end indikeret af skønnene ovenfor.

Som det fremgår af analysen giver støttereglerne anledning til en række forvriddinger, som – afhængig af hvor vidtgående reglerne ændres – vil blive mindsket. Såfremt loftet for støtten i kWh samt prisloftet fjernes, og støtten ved negativ elpris afskæres, vil en del af forvriddingstabet indhøstes. Levetidsforvridding vil med en sådan udformning af reglerne dog stadig eksistere. Fuld

eliminering af levetidsforvridningen – dvs. således at møllerne hverken skrottes ”for tidligt” eller ”for sent” – forudsætter, at støttesatsen i hver periode er ens for alle møller, uanset hvornår de er opført.

6.2 Statslige arealer

En særlig problemstilling vedrører processen om opstilling af møller på statslige arealer. I 2007 igangsatte regeringen en screening af statslige arealer med henblik på at finde arealer til mølleopstilling. Denne screening resulterede i 4 potentielt egnede arealer. På et af disse områder, i Billund Kommune, har der været afholdt et udbud af et areal ved statsfængslet i Sdr. Omme. Arealet er ejet af Kriminalforsorgen. Udbuddet vedrørte brugsretsafgiften, dvs. den byder, der ville betale den højeste brugsretsafgift, vandt udbuddet. Vinderen af udbuddet ville komme til at modtage PSO efter gældende regler. Opstilling af møller på arealet blev meget sent i forløbet aflyst, da kommunen ikke ville stemme for lokalplanen.

Derudover har der været nedsat en tværministeriel arbejdsgruppe under Naturstyrelsens formandskab for at identificere mulige statslige arealer (nu Erhvervsstyrelsens ressort). Alle statslige arealer over 5 ha i landzoner er blevet screenet for at finde frem til de arealer, hvor der er muligheder for opstilling af produktionsvindmøller. I alt indgik 1.835 statsligt ejede arealer i screeningen på tilsammen ca. 253.000 ha fordelt på 11 ministerier.

Screeningen resulterede i at 9 arealer blev vurderet egnede til at indgå i en miljøvurdering. Af de 9 statslige arealer er de 8 vurderet potentielt egnede til opstilling af vindmøller i miljøvurderingen, som har været i offentlig høring. Det begrænsede antal egnede arealer er et udtryk for, at staten ejer jord af 2 årsager; enten til specifikke aktiviteter eller for at varetage nationale eller internationale beskyttelsesinteresser.

De 8 arealer omfatter i alt 128 ha ved opstilling af møller på 100 meter eller 44 ha ved opstilling af møller på 150 meter. Arealerne er offentliggjort, således at kommunerne kan medtage arealerne i planlægningen.

Det foreslås, at Energistyrelsen fremover afholder udbud af de statslige arealer. Man kan fx benytte den nuværende udbudsmetode, hvor udbuddet alene omhandler ejerministeriets indtægter fra området, dvs. en jordleje, mens tilskuddet til produktion følger de generelle principper for tilskud til el produceret på landvindmøller. Den investor, der byder ind med den højeste jordleje, vinder udbuddet.

6.3 Mindre justeringer af det eksisterende tilskudssystem

I nærværende analyse er der undersøgt tre muligheder for billiggørelse af støtte til landvindmøller:

1. Bortfald af pristillægget for produktion når prisen på spotmarkedet er nul eller lavere
2. Omlægning af nettilslutningsomkostningerne
3. Reduktion i balancegodtgørelse for landmøller

Det er dog vigtigt at være opmærksom på, at ændrede støttesatser til landvind skal godkendes af Europa-Kommissionen. Det indebærer, at den eksisterende støtteordning for møller på land, som i dag er statsstøttegodkendt, skal bringes i overensstemmelse med EU's nye retningslinjer for statsstøtte for miljø og energi 2014-2020 for at kunne opnå godkendelse.

6.3.1 Udskydelse af markedspræmien ved negative priser

Landmøller er delvis afkoblet prissignaler fra spotmarkedet, især ved meget lave elpriser, idet de modtager et pristillæg for al produktion, hvor spotprisen er under 58 øre/kWh. De har dermed et begrænset incitament til at standse produktionen ved negative markedspriser. Det resulterer i, at de fleste landmøller fortsætter med at producere strøm, selv om elprisen på spotmarkedet er under nul. I Europa-Kommissionens reviderede retningslinjer for statsstøtte på miljø- og energiområdet fremgår det, at der i tilskudssystemerne skal være truffet foranstaltninger til at sikre, at producenterne ikke tilskyndes til at producere elektricitet til negative priser.

Tal fra Energinet.dk viser, at kun 70 MW landmøller standser, når prisen er nul. 530 MW begynder først at standse for produktionen, når spotprisen kommer ned på ca. -10 øre/kWh. Vindmøller slukkes først ved -10 øre, da der er en likviditetsmæssig fordel ved at modtage tilskuddet så tidligt som muligt, hvilket modvirker (en del af) ulempen ved en negativ elpris; det har en forvridende effekt på markedsprisen, forfordeler andre markedsaktører, bidrager til økonomisk ineffektivitet i elsystemet, og kan opfattes som uhensigtsmæssigt for et velfungerende elmarked.

Negative priser i et elmarked er et signal til producenter om, at systemet er under pres. Det pådrager forbrugerne unødige omkostninger til opretholdelse af et stabilt elsystem i timer med overproduktion, at landmøller ikke er følsomme over for negative prissignaler, og det bidrager ikke til opretholdelse af et stabilt elsystem.

Det forventes, at der i de kommende år vil opstå flere timer med negative priser på spotmarkedet på grund af den voksende udbygning af vindkraft i Danmark og i nabolandene. En udskydelse af pristillægget i timer med negative priser vil modvirke denne udvikling.

En ændring i støtteordningen, hvor udbetaling af pristillægget ved negative priser udskydes, vurderes at være i overensstemmelse med intentionen bag EU's nye miljøretningslinjer vedrørende statsstøtte til VE.

De tekniske forskrifter for landmøller bygget efter 2008 kræver, at produktion fra landmøller kan fjernstyres. Landmøller har dermed den tekniske egenskab til at standse ved negative priser, men mangler et økonomisk incitament til at gøre det. Det forventes derfor ikke, at der er teknologiske udfordringer ved at introducere en udskydelse af pristillægget ved negative priser.

Der eksisterer allerede produkter på markedet for landmøller tilsluttet efter 1. januar 2008, hvor den balanceansvarlige tilbyder at slukke for vindmøllerne ved spotpriser lavere end -10 øre/kWh.

Anholt Havmøllepark er allerede omfattet af en lignende ordning ved produktion ved negative priser. Produktionsmønstret viser, at Anholt Havmøllepark reagerer ved negative priser.

Det er besluttet, at produktionen fra alle *kommende* landmøller tilsluttet nettet i perioden 2017-2020⁴⁶ skal omfattes af en udskydelse af pristillægget ved negative priser. PSO-besparelsen i perioden 2017-2020 skønnes at være 2,2 mio. kr. baseret på historiske tal for vindproduktionen for perioden 2011-2014.

Det skal imidlertid vurderes, om en ændring af støtteordningerne i form af udskydelse af pristillægget for produktion, hvis prisen på spotmarkedet er negativ, vil kræve fornyet godkendelse af Kommissionen. I så fald vil det medføre, at hele ordningen bringes i overensstemmelse med EU's nye retningslinjer.

Der gælder generelt, at det ikke er optimalt, at give tilskud til el-produktion, når den samfundsøkonomiske værdi af produktionen er negativ. Den samfundsøkonomiske værdi af produktionen vil være negativ, når markedsprisen på el er mindre end de kortsigtede marginalomkostninger forbundet med produktionen. Principielt bør der derfor ikke gives støtte, når det gør sig gældende. Energistyrelsen har i forbindelse med beregning af de langsigtede marginalomkostninger ved elproduktion senest i juli 2014 skønnet, at omkostninger for landvind til reparation og vedligeholdelse udgør 7,8 øre/kWh.

6.3.2 Nettilslutningsomkostninger

Ved gældende regler finansieres nettilslutningsomkostningerne i forbindelse med opstilling af vindmøller – dvs. udgifterne til udbygning af det kollektive

⁴⁶ Den forudsatte udbygning er baseret på Energistyrelsens seneste basisfremskrivning og PSO-model.

lokale elnet – af PSO'en. Ordningen blev indført i 1992 som et led i en aftale fra marts 1992 mellem KF, V og S om tilslutningsvilkår for vindmøller og decentrale kraftvarmeværker og udligning i forbindelse med elsektoren. Aftalen var begrundet i, at der var vidt forskellige tilslutningsvilkår i de forskellige elselskabers områder, og det blev af vindmølleaktører anset for at være hindrende for opstilling af møller.

Ved gældende regler er udvidelser og forstærkninger af det kollektive elnet i forbindelse med opstilling af vindmøller PSO-finansieret efter følgende regler, jf. *Tabel 35*.

Tabel 35. PSO-finansiering af udvidelse og forstærkninger

Opstilling af kapacitet på 1,5 MW eller derover:	Netselskabet forlænger det kollektive net frem til et nyt tilslutningspunkt i vindmølleområdet, hvilket typisk vil blive en 10 kV skinne. Opstiller tilslutter møllerne til dette punkt. Omkostningerne dækkes af PSO og beregnes via en udligningsnøgle.
Opstilling af kapacitet under 1,5 MW:	Opstiller betaler tilslutning til et punkt på det eksisterende net, typisk nærmeste 10 kV skinne. Fra dette punkt dækkes omkostninger til eventuelle forstærkninger bagud i nettet af PSO, men det kollektive net forlænges ikke frem til vindmølleområdet.
Installationstilsluttet mølle (typisk husstandsmøller):	Opstiller betaler forstærkning af stikledningen. PSO dækker eventuelle forstærkninger fra stikledningens tilslutningspunkt.

Energinet.dk betaler netselskaberne for nettilslutningsomkostninger for landvindmøller. For de enkelte mølleprojekter beregnes et udligningsbeløb der kan være forskelligt fra de faktiske udgifter, det lokale netselskab afholder til forstærkning af elnettet i forbindelse med den konkrete udbygning af vindmøllekapaciteten. Netselskabet kan da ud fra egne forventninger til fremtidige behov for netkapacitet vælge at udbygge, overudbygge eller eventuelt helt undlade at udbygge i forbindelse med hvert enkelt projekt.

Opstilleren af vindmøller har således ikke et økonomisk incitament til at tilpasse placeringen af vindmøllerne for at reducere tilslutningsomkostningerne, idet omkostningerne betales af Energinet.dk.

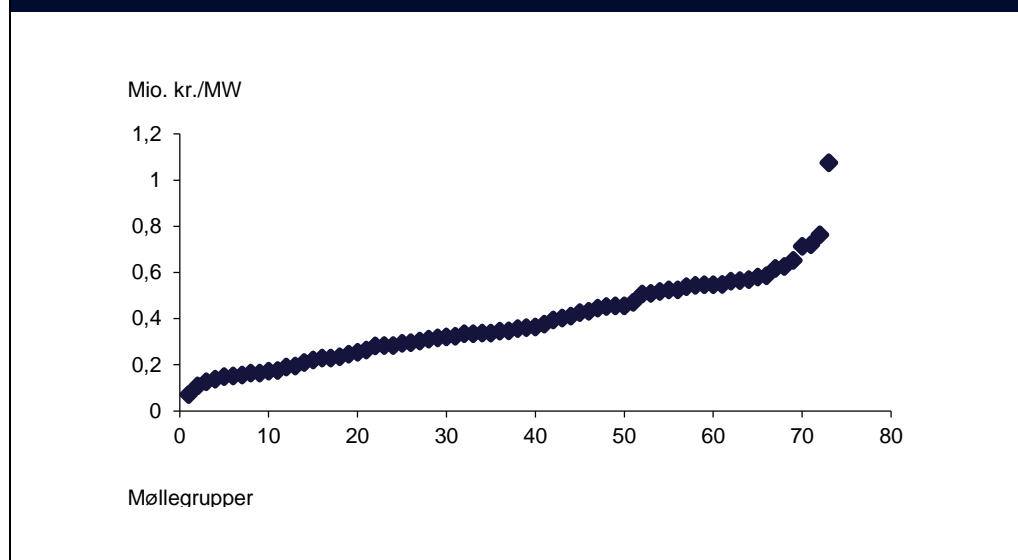
Energinet.dk's nettilslutningsomkostninger for landvindmøller har siden 2007 udgjort godt 300 mio. kr. Omkostningerne består dels af generel udbygning og forstærkning af el-nettet, dels af udgifter til forstærkning af transformatorer.

Udgifterne til udbygning og forstærkning af elnettet, inklusive transformatorer, kan opgøres til ca. 352.000 kr. i gennemsnit per MW vindmøllekapacitet.⁴⁷ Der

⁴⁷ Ud fra oplysninger fra Energinet.dk kan det opgøres, at der for de møller, hvor der både er oplyst kapacitet og enten a conto udgift eller endelig udgift gælder, at udgifterne for Energi-

er en betydelig spredning i omkostningerne, der varierer fra ca. 70.000 kr. til ca. 1,1 mio. kr. per MW vindmøllekapacitet, jf. figur 17.

Figur 17. Nettilslutningsomkostninger i mio. kr. per MW vindmøllekapacitet for 73 større vindmøllegrupper på land siden 2007



Kilde: Egne beregninger på baggrund af data fra Energinet.dk.

Tilskuddet til nettilslutning af vindmøller på ca. 350.000 kr. per MW vindmøllekapacitet svarer til et tilskud på ca. 0,8 øre/kWh i hele møllens levetid.⁴⁸

Hvis der i overensstemmelse med målsætningerne for 2020 skal være en årlig produktion fra landmøller på knap 10 mia. kWh, skal der frem mod 2020 opstilles ca. 170 MW vindmøllekapacitet årligt, og omkostningerne til nettilslutning vil da udgøre knap 60 mio. kr. om året.⁴⁹

Egenbetaling for nettilslutning

En mulig omlægning består i at afskaffe PSO-finansieringen af nettilslutningsomkostningerne og i stedet forhøje støtten til landvind med 0,8 øre/kWh. En gennemsnitlig kommende vindmøllejer, der regner med at møllen årligt vil fremstille 3.000 fuldlasttimer, vil være lige så godt stillet ved de nye regler,

net.dk ved 871 MW vindmøllekapacitet har været 307 mio. kr. svarende til ca. 352.000 kr./MW i gennemsnit. Udgifterne til forstærkning af transformatorer er fordelt på de enkelte projekter.

⁴⁸ De 0,8 øre svarer til den reale udgift under følgende forudsætninger: Nominel rente på 5 pct., en levetid for vindmøllen på 20 år og en årlig produktion på 3.000 fuldlasttimer pr vindmølle.

⁴⁹ Hvis vindmøllerne i gennemsnit har en levetid på 20 år, og der skal opretholdes en produktion på 10 mia. kWh om året, skal der på langt sigt (steady state) opstilles $(10.000/20=)$ 500 mio. kWh om året. Med en driftstid på 3.000 fuldlasttimer i gennemsnit svarer det til en årlig opstilling af vindmøller med en kapacitet på $(500.000/3.000=)$ 167 MW om året. De årlige omkostninger til nettilslutning vil da udgøre ca. $(167*350.000=)$ 58,5 mio. kr.

hvor der skal betales 350.000 kr. for nettilslutning per MW vindmøllekapacitet ved møllens opsætning, samtidigt med at tilskuddet øges med 0,8 øre/kWh svarende til 24.000 kr. årligt i 20 år.

Tabel 36. PSO-udgifter ved det nuværende system samt ved den foreslåede ændring

Mio. kr.	Udgifter til nettilslutning, PSO-finansieret i nuværende system	Udgifter til ekstra tilskud på 0,8 øre/kWh, mulig omlægning	Ændring i PSO-udgifterne
2015	58,5	-4	-54,5
2016	58,5	-8	-50,5
2017	58,5	-12	-46,5
2018	58,5	-16	-42,5
2019	58,5	-20	-38,5
2020	58,5	-24	-34,5
2021	58,5	-28	-30,5
2015	58,5	-44	-14,5
2029	58,5	-60	1,5
2030	58,5	-64	5,5
2034	58,5	-80	21,5
og frem Varig virkning	58,5	-58,5	0

Anm.: Der forudsættes en jævn opstilling af 167 MW kapacitet om året, hvor møllerne har en produktion på 3.000 fuldlast-timer årligt.

Med forslaget vil økonomien blive dårligere for de møller, hvor nettilslutningsomkostningerne er højere end gennemsnittet og omvendt. Skal der eksempelvis betales 700.000 kr./MW for nettilslutning vil økonomien blive forringet med ca. 0,8 øre/kWh. Omvendt vil økonomien blive forbedret 0,4 øre/kWh for møller, hvor der betales 175.000 kr./MW for nettilslutning.

Fordelingen af nettilslutningsomkostninger fremgår af *tabel 37*.

Tabel 37. Fordelingen af nettilslutningsomkostninger på kvintiler

Interval i fordeling, pct.	Omkostning kr./MW	MW
0-20	116.000	174
20-40	251.000	174
40-60	273.000	174
60-80	496.000	174
80-100	632.000	174
Alle projekter	352.000	872

Kilde: Egne beregninger på baggrund af data fra Energinet.dk.

Effekt af egenbetaling af nettilslutningsomkostninger

Potentialet forbundet med at lade vindmøllejerne betale for nettilslutningsomkostningerne kan illustreres med følgende regneeksempel. Hvis det antages,

at regelændringen medfører, at det opgives at bygge 10 MW hvor nettilslutningen koster 700.000 kr., det dobbelte af gennemsnittet, men i stedet bygges 10 MW hvor det koster 175.000 kr., halvdelen af gennemsnittet, giver det umiddelbart en reduktion af nettilslutningsomkostningerne på 5,25 mio. kr. om året. Den samfundsøkonomiske gevinst er dog lavere, idet det er tilpasningsomkostninger, der opstår, fordi opstillingen af vindmøller ikke længere alene tilstræber at opnå placeringer med de bedst mulige vindforhold mv. (I nogle tilfælde vil der være en afvejning mellem gode vindforhold og lave nettilslutningsomkostninger.)

Såfremt en omlægning af finansieringen til nettilslutningsomkostningerne giver muligheder for at udforme vindmølleprojekterne således, at nettilslutningsomkostningerne reduceres som i eksemplet ovenfor, kan det alt andet lige føre til en lidt større udbygning ved uændret støtteniveau. Alternativt kan der opnås den samme vindmøllekapacitet ved et lidt lavere tilskud.

Samtidig skal de samfundsøkonomiske fordele herved ses i sammenhæng med eventuelt højere administrative udgifter og eventuel større usikkerhed for investorer. Forslagets gavnlige virkning kræver, at vindmølleopstilleren i nogle tilfælde vælger at tilpasse placeringen af vindmøllerne. I den forbindelse bemærkes det, at:

- Vindforhold og gode etableringsforhold typisk har større betydning for økonomien i vindmølleprojekter end nettilslutningsomkostningerne. Nettilslutningsomkostningerne kan således ofte ikke forventes at blive udslagsgivende for placeringen af nye vindmøller.
- Opstiller kan under de nuværende regler ikke fuldstændig ignorere omkostninger til nettilslutningen, da de skal stille en bankgaranti for de samlede omkostninger til nettilslutning. Endvidere kan det tage op til 3 år at blive nettilsluttet, hvis tilslutningen kræver udbygninger på højere spændingsniveauer.

Størrelsesordenen af den gavnlige adfærdsændring, forbundet med egenbetaling for nettilslutning, er forbundet med usikkerhed. Der er imidlertid ikke tvivl om, at initiativet vil medføre, at de private omkostninger forbundet med placeringen af vindmøller i højere grad kommer til at afspejle de samfundsøkonomiske omkostninger. Adfærdsændringen som følge af egenbetalingen vil således også være forbundet med en samfundsøkonomisk gevinst. Endvidere kan mølleopstillers egenbetaling for nettilslutning – ud fra en helt generel betragtning – have den fordel, at der kommer større fokus på mulighederne for omkostningseffektive løsninger. Ved det nuværende system, hvor nettilslutning betales af PSO'en, og regningen dermed bliver fordelt ud på alle elforbrugere, kan omkostningerne tænkes at få mindre bevågenhed.

Udfordringer ved fastlæggelse af tariffen for nettilslutning

Hvis mølleopstillersens betaling for nettilslutning direkte baseres på de faktiske omkostninger for hvert projekt, kan det modvirke en koordineret udbygning af el-nettet. En manglende koordinering vil alt andet lige betyde højere samlede omkostninger, da det enkelte projekt vil sub-optimere nettilslutningen, og ikke tage højde for øvrige udbygningsbehov.

Energinet.dk anvender i dag en model til at fastsætte netselskabernes meromkostninger til nettilslutning af vindmøller. Modellen giver, som nævnt, netselskaberne frihed til selv at planlægge, i hvilken udstrækning elnettet skal udbygges, uafhængigt af betalingerne for nettilslutning af hvert enkelt projekt. En fordel ved denne model er, at den koordinerede udbygningen af nettet ikke svækkes.

Hvis Energinet.dk's model skal anvendes til at beregne mølleopstillersens betaling for nettilslutning, vil det formentligt være et problem, at den beregnede omkostning for den enkelte vindmølleopstillers nettilslutning ikke nødvendigvis svarer til omkostningerne forbundet med det konkrete projekt. Det kan føre til uenigheder og tvister. Betalingen for nettilslutning vil imidlertid i højere grad end i dag afspejle de samfundsøkonomiske omkostninger og dermed give anledning til en samfundsøkonomisk gevinst i form af mere hensigtsmæssig placering af vindmøller.

Alternativ kan der udformes en tarifstruktur, der passer bedre til betalinger fra vindmølleopstillere til elselskaberne, samtidigt med at der fortsat sikres en hensigtsmæssig koordineret udbygning af elnettet. Det er kompliceret at dele omkostningerne forbundet med en koordineret udbygning af elnettet ud på enkelte projekter. Som udgangspunkt er løsningen imidlertid ikke at se helt bort fra de samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med det enkelte projekts nettilslutning, men derimod at indrette tariffen så de bedst muligt afspejler de samfundsøkonomiske omkostninger.

6.3.3 Reduktion i balancegodtgørelse for landmøller

Landvindmøller kompenseres for at have pligt til at afsætte den producerede strøm på elmarkedet. Kompensationen for balanceringsomkostninger til landvindmøller blev indført med elreformen i 1999, hvor elproducenterne selv fik ansvaret for at afsætte den producerede elektricitet på elmarkedet.

Energiforligskredsen har i foråret 2015 besluttet at reducere balancegodtgørelsen med 0,5 øre/kWh til 1,8 øre/kWh for alle eksisterende og kommende vindmøller på nuværende og tidligere støtteordninger, hvor der gives balanceringsgodtgørelse. Denne reduktion vil give en akkumuleret besparelse i 2020

på ca. 200 mio. kr.⁵⁰ før ændret adfærd og eventuelle klimakompenserende tiltag. Ændringen trådte i kraft 1. januar 2016.

Balanceringsomkostninger for vindmøller svinger fra dag til dag og fra time til time. De totale balanceringsomkostninger har i gennemsnit (vægtet mellem Øst- og Vestdanmark) været ca. 2,0 øre pr. kWh over hele perioden fra 2003 til og med 2013⁵¹. Dette dækker over et niveau på ca. 2,2 øre pr. kWh i 2003-10 faldende til ca. 1,3 øre pr. kWh i 2011-2013 (vægtet gennemsnit mellem Øst- og Vestdanmark)⁵².

Det er svært at vurdere, om der fremadrettet vil være en tendens til et stigende eller faldende omkostningsniveau fra det nuværende niveau på 1,3 øre pr. kWh:

- På den ene side bliver de balanceansvarliges prognoser og de nye møllers teknik bedre, så det kan mindske ubalancer. Derudover bør kommende internationale og nationale transmissionsforbindelser, fx COBRA og Storebæltsforbindelse, medføre en reduktion i de samlede balanceringsomkostninger, da større balanceringsområder alt andet lige har lavere balanceringsomkostninger end summen af omkostningerne for de enkelte områder.
- På den anden side vil en højere andel af vindkraft kunne give større usikkerhed og dermed ubalancer.

Støtten til balanceringsomkostninger er anmeldt til Kommissionen, hvor det fremgår af godkendelsen, at Danmark er forpligtet til at justere balanceringsgodtgørelsen, hvis balanceringsydelsen kan leveres billigere end de 2,3 øre/kWh på det kommercielle balanceringsmarked⁵³. Det er på denne baggrund, at Energiforligskredsen i foråret 2015 har besluttet at reducere balanceringsgodtgørelsen med 0,5 øre pr. kWh til 1,8 øre pr. kWh gældende fra den 1. januar 2016.

⁵⁰ Beregning baseret på antagelser efter Energistyrelsens PSO-fremskrivning fra efteråret 2014.

⁵¹ Der er ikke offentligt tilgængeligt data for en længere periode – hverken før eller efter.

⁵² Der er foretaget skøn af nogle af markedsandelene for elhandelsselskaberne, hvilket giver en usikkerhed på omkring 0,1 øre/kWh.

⁵³ Det skal dog bemærkes, at hvis der ændres på opgørelsesmetoden for beregning af balanceringsomkostninger (der er administrationsudgifter til planlægning af driften, omkostninger ved ubalancer i forbindelse med balancering af vindkraften, rimelig fortjeneste osv.) i forhold til det, der er anmeldt til Kommissionen, kan det ikke udelukkes, at der skal ske renotifikation til Kommissionen, og ordningen skal bringes i overensstemmelse med retningslinjerne for statsstøtte til miljø- og energi 2014-2020. Dette bør afklares med Kommissionen.

7 Udbudsmodeller

Hvor denne analyse indtil videre har omhandlet selve indretningen af støtten til landvind, omhandler dette kapitel hvordan støtten *tildeles*. Kommissionens nye retningslinjer anfører krav om, at statsstøtte til VE skal tildeles enten via konkurrencepræget udbud af støtte til VE eller via VE-certifikater. I nærværende kapitel behandles udbudsløsningen, mens løsningen med VE-certifikater behandles i delanalyse 2. Såfremt der kan argumenteres for, at disse mekanismer er uhensigtsmæssige efter nærmere angivne kriterier (som beskrevet i *kapitel 3*), kan der undtages fra dem, så som en fortsættelse af den nuværende støtteordning. Det kræver dog godkendelse af Europa-Kommissionen på baggrund af en forudgående analyse af omstændighederne for VE-støtte i det pågældende land.

Derfor er det under alle omstændigheder nødvendigt, at overveje hvordan et udbudssystem kan designes og implementeres i Danmark. Nærværende kapitel skal ses som første del af sådanne overvejelser.

Støtte til VE, herunder landvind, kan tænkes udbudt gennem tilbagevendende udbud af en støtte til VE-baseret elkapacitet eller evt. støtte til en ønsket mængde af VE-baseret elproduktion. Man kan designe udbudsproceduren på mange måder. Udbud har generelt tre faser; en budrunde, en auktionsclearing og endelig en prisfastsættelse. Til hver fase knytter der sig et regelsæt, som kan tilpasses den pågældende vare og markedssituation. Disse vil ikke blive nærmere gennemgået her, hvor fokus vil være på valget af prisfastsættelsen (afsnit 7.1-7.3), herunder brugen af et prisloft (afsnit 7.2), og en række forhold til nærmere undersøgelse (afsnit 7.4). Endelig vil udbud blive sammenlignet med et politisk bestemt pristillæg (afsnit 7.5).

7.1 Prisfastsættelse

I det følgende belyses incitamentsstrukturene for to prisfastsættelsesmetoder i en auktion med forseglede bud⁵⁴, hhv. en model med budpriser og en med clearingpriser. Second-price prisfastsættelse gennemgås ikke.

De to metoder defineres således:

⁵⁴ I auktioner med forseglede bud (*sealed-bid auctions*) afleverer byderne forseglede bud til auktionarius. Hvis der er tale om salg/køb af en enkelt enhed, skal byderne blot meddele en pris. Hvis vinderen bliver afregnet efter 'pay-as-bid'-princippet, kaldes auktionsformen en 'first-price sealed bid auction'. Hvis vinderen afregnes med det næsthøjeste bud, kaldes det en 'second-price sealed bid auction' eller en 'Vickrey auction'.

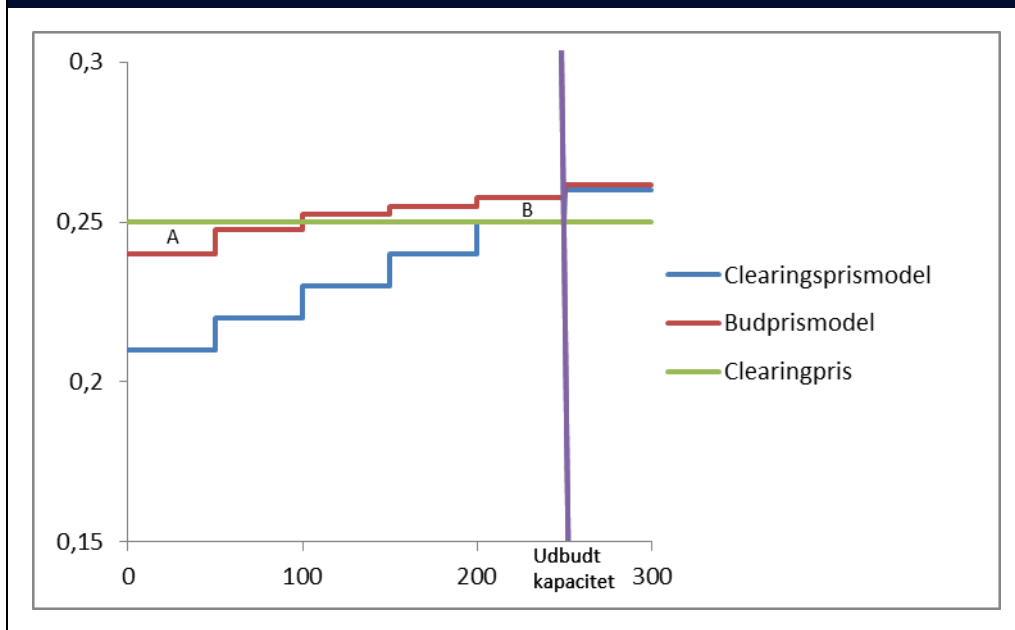
1. Budpris ('pay-as-bid'/diskriminerende priser): Tilskuddet til de enkelte projektudviklere svarer til deres respektive bud, stigende indtil den udbudte kapacitet eller mængde produceret el er opnået.
2. Clearingpris ('uniform pricing'/marginal prissætning): Der identificeres en ligevægtspris, der matcher den efterspurgte kapacitetsudbygning (eller produktion) og den (af byderne) udbudte mængde. Ligevægtsprisen angiver et clearing-tilskud, som alle auktionens vindere tildeles. Bydere med en pris, der ligger under clearingprisen, vil opnå en højere støtte, end deres bud. Modellen svarer til prisfastsættelse af el på det nordiske el-spotmarked.

Begge metoder til at fastsætte tilskudssatsen er i overensstemmelse med Kommissionens nye statsstøtteretningslinjer for miljøbeskyttelse og energi (se *kapitel 3*).

Med clearingpris modtager alle vindere den pris, der bringer markedet i ligevægt. De, der har lavere omkostninger end clearingprisen, vil opnå en profit. Derfor ønsker de at være sikre på at få projektet og lægger det lavest mulige bud ind. Hvis clearingprisen anvendes til at fastlægge støtteniveauet, forventes byderne derfor at byde ind med deres reelle omkostninger. Dette er indikeret med den blå trappekurve i *figur 18*⁵⁵. I eksemplet bliver støtten lig clearingprisen på 25 øre/kWh. Scenariet fordrer dog, at der er mange bydere, og at den enkelte byder ikke forventer at kunne påvirke det samlede marked væsentligt med sit bud.

⁵⁵ Figuren tjener udelukkende et illustrativt formål.

Figur 18. Illustration af udbudsmodeller



Ved prisfastsættelse med budpris modtager byderne den pris, de byder ind med. Dette medfører strategiske bud. Byderne har en klar interesse i at byde så højt som muligt (under hensyntagen til sandsynligheden for at få projektet). Situationen er illustreret med den røde trappekurve ("budprismodel") i figuren, hvor buddene generelt er højere og spredningen i budene er mindre. Når der udbydes en fast kapacitet, vil budkurven skære efterspørgselskurven ved en højere pris end i clearingsprismodellen (den blå trappekurve). Det er usikkert, hvor meget højere budkurven kommer til at ligge. Såfremt byderne har indblik i hinandens omkostningsniveau, vil den marginale byder byde ind med en pris, der er marginalt under den næste byders forventede budpris, så den marginale byder lige nøjagtig vinder.

I eksemplet i *figur 18* udbydes der en VE-kapacitet på 250 MW. Clearingprismodellen som prisfastsættelsesmekanisme medfører en clearingspris (tilskud) på 25 øre/kWh. Det betyder, at byderne samlet tjener et beløb svarende til arealet mellem den grønne clearingpriskurve og den blå udbudskurve, som forventes at svare til udbydernes reelle omkostninger.

Hvorvidt budprismodellen giver anledning til lavere samlede støtteomkostninger end clearingprismodellen, afhænger af konkurrencesituationen og de faktiske bud. I figuren findes forskellen mellem støtteudgifterne med clearingprismodellen og udbudsprismodellen ved arealet A fratrukket arealet B. I bilagskapitel 12 gennemgås et eksempel, som kvantificerer de potentielle forvridningsomkostningerne ved budprismodellen.

I *figur 18* er det antaget, at de strategiske bud ved budprisreglerne starter relativt tæt på den forventede clearingpris, og at de i et vist omfang nærmer sig de reelle omkostninger ud fra en vurdering af risikoen for ikke at få accepteret sit bud. Hvis slutprisen for budprisreglerne ender på samme niveau som for clearingprismodellen, vil arealet af B blive 0, og støtteudgifterne vil dermed blive reduceret med arealet A.

I praksis er der på elmarkedet en tendens til at vælge clearingprisreglerne frem for budprisreglerne. På Nordpools regulerenergimarked, har man fx haft gode erfaringer med at skifte fra netop budpriser til clearingpriser.

Det bemærkes, at der også kan forekomme spekulation ved clearingprisreglerne. Den marginale byder har udgifter, der svarer til (eller er lige under) clearingstilskuddet, hvormed byderen ikke har den store nettofortjeneste. Hvis byderen er klar over sin situation som prissættende byder, vil der være risiko for, at byderen afgiver bud, der er højere end marginalomkostningerne. Hvor stor denne risiko for strategisk bud er, afhænger i høj grad af den pågældendes aktørs markedsmagt.

Gentagne udbud kan have betydning for bydernes adfærd og for eventuelle strategiske bud. Dette er ikke vurderet nærmere her.

7.2 Prisloft

Ud over at vælge mellem budpris og clearingpris, kan prisen påvirkes, ved at indføre et prisloft. Prisen begrænses dermed efter nærmere angivne vilkår, fx at clearingprisen (eller den højeste accepterede budpris) ikke må overstige et bestemt beløb. Alternativt kan der lægges et budgetmæssigt loft for det samlede tilskud, så der er vished for, at den samlede PSO-udgift for ny landvind ikke overstiger et givent niveau.

Med et prisloft udmeldes den højeste pris, der vil blive accepteret i udbuddet, fx 25 øre/kWh. Herved opnås gennemsigtighed i forhold til den maksimale politiske betalingsvilje. Dette skaber sikkerhed for udgiftsniveauet, og klargør vilkårene for de potentielle bydere. Et prisloft vil give vished for den højest mulige pris, men vil omvendt betyde, at udbyder ikke har vished for at tegne kontrakt på hele den udbudte mængde. Det vil være tilfældet, hvis prisloftet ligger under den clearingpris, som netop modsvarer den udbudte mængde.

Prisloftet angiver udbuddets forventede prisniveau, hvilket kan medføre strategiske bud. Det kan medføre, at byderne (navnlig i en situation med begrænset konkurrence) vil lægge sig tæt på det udmeldte loft. Et lavt prisloft kan endvidere betyde, at potentielle bydere, der er i tvivl om, hvorvidt de kan komme under loftet, vælger ikke at deltage for at spare bud-omkostninger. Dette vil svække konkurrencen.

Et prisloft kan udformes på forskellig vis afhængig af udbudsform og omstændigheder:

- Fast prisloft: Ingen bydere kan modtage højere tilskud end det fastsatte prisloft. Dette kan være relevant i forbindelse med en clearingpris-model.
- Gennemsnitligt prisloft: Nogle bydere kan få mere i tilskud, hvis andre bydere får mindre. Dette kan være relevant i forbindelse med en budprismodel.
- Samlet beløbsramme for, hvor meget støtte, der samlet kan udbetales. Dette vil klargøre udgiftsniveauet, men ikke hvor stor kapacitet, der fås for støtten, og dermed ikke hvor stort tilskuddet per kWh bliver.

Uanset udformningen kan et prisloft sikre et øvre (fast eller gennemsnitligt) tilskud per kWh, men et prisloft giver ingen garanti for, at hele den udbudte kapacitet realiseres. Skal et eventuelt prisloft fastholdes (eller evt. skærpes) i fremtidige udbud, må der nødvendigvis være politisk vilje til at acceptere, at der med prisloftet ikke nødvendigvis opnås den planlagte vindudbygning. Hvis denne vilje ikke er til stede, kan prisloftet ikke opretholdes, og der bliver basis for strategisk adfærd hos byderne.

I forbindelse med ”Vækstpakke 2014” blev der indført et prisloft for de kystnære møller, så der som udgangspunkt kun accepteres tilbud til en gennemsnitlig pris på maksimalt 70 øre/kWh. Hvis der ikke er tilstrækkeligt med tilbud til at opstille 350 MW, kan bud, der medfører, at den gennemsnitlige pris bliver højere end 70 øre/kWh, kun accepteres ved enighed i energiforligskredsen.

7.3 Rangordning af vindmølleprojekter

Et væsentligt hensyn ved udbud af landvind er at sikre, at de samfundsøkonomisk mest effektive vindprojekter vælges. Når der skal vælges mellem budene, er det derfor vigtigt, at de enkelte bud i videst muligt omfang afslører de faktiske omkostninger forbundet med de enkelte projekter. Dette sker i væsentligt større omfang ved anvendelse af reglerne for clearingpriser end ved budpriser.

Ved budpriser er det i lige så høj grad strategiske overvejelser som de reelle omkostninger, der er afgørende for de indmeldte priser. Det kan betyde, at rangordenen af vindmølleprojekterne er anderledes, end den ville have været ved en clearingpris. I sådanne tilfælde medfører budprisreglerne, at der medtages projekter, der ville have været afvist ved brug af clearingpris, og omvendt afvises projekter, der ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv burde have været medtaget.

Clearingpris er derfor bedst til at afsløre de reelle omkostninger ved de forskellige bud, og vil derfor umiddelbart bedst understøtte en efficient samfundsøkonomisk rangordning og udvalg af landvindprojekter.

Budprismetoden kan i nogle tilfælde reducere overkompensation og dermed det samlede tilskudsbeløb i forhold til clearingprismodellen, men det kan også øge det samlede tilskud. Samlet set øger budpris dog risikoen for strategisk adfærd, især for byderne med de laveste omkostninger. Hvorvidt budprisreglerne umiddelbart (før indregning af forvridninger og beskatning af overskud) giver tilskudsbesparelser, afhænger af adfærden hos de marginale bydere, jf. *figur 18*. Der forekommer en besparelse, hvis område B er mindre end område A.

Kombineres budprismodellen med et fast lavt prisloft forventes byderne dog at lægge sig tæt på loftet, så der samlet set nås en situation, der er meget lig resultatet ved en clearingprismodel med fast prisloft. Ved budprismodellen er der imidlertid ikke information om de reelle omkostninger ved de enkelte projekter, og det vides derfor ikke, om det er de mest samfundsoptimale bud, der vinder.

7.4 Forhold til nærmere undersøgelse

Der er en række problemstillinger, der skal tages højde for, førend der kan gives en anbefaling vedrørende udbudsdesign for landvind i Danmark.

7.4.1 Teknologineutralitet

Udbudsproceduren skal i udgangspunktet være teknologineutral, jf. *kapitel 33*. Danmark vil kunne gøre brug af undtagelsesbestemmelserne og lave teknologispecifikke udbud, såfremt det kan godtgøres, at teknologineutrale udbud vil føre til et ikke-tilfredsstillende resultat.

Ved teknologineutrale udbud kan alle former for VE byde ind. Fordelene er, at den samlede mængde udbudt VE nås til lavest mulige samfundsøkonomiske omkostninger, og at konkurrencen øges. En ulempe kan være, at det er svært at styre sammensætningen af elproduktionen, hvilket der kan være behov for i forhold til forsyningssikkerheden. Det er imidlertid alene under forudsætning af, at der ikke i nettarriffen er taget tilstrækkelig højde for forsyningssikkerhed.

I mange tilfælde vil der være større VE-projekter, fx havvindmølleparker eller omlægning af central kraftvarmeproduktion til biomasse, som vil være svære at indpasse i det teknologineutrale udbud i Danmark uden at tage særlige hensyn til projekterne, og derved give dem særlige vilkår. Teknologineutrale udbud kan også føre til en større gevinst for de mest omkostningseffektive teknologier, da udbudsprisen vil være højere for de mest omkostningseffektive teknologier, end der kan opnås ved et teknologispecifikt udbud.

Umiddelbart er det muligt at tage hensyn til både sammensætning af elproduktionen, finansieringsomkostningerne og fordelingseffekterne ved at indføre omregningsfaktorer i udbuddet, så visse teknologier får en højere afregningspris end budprisen. For eksempel kunne det fastlægges, at vindenergi får tilskud svarende til budprisen, mens biogas får budprisen gange en faktor, der er større end én. Hvis faktoren ikke er korrekt beregnet, vil en konstruktion med flere forskellige støtteniveauer medføre forvriddninger, der øger de samfundsøkonomiske omkostninger ved støtteordningen. Det gælder både ved udbud og ved politisk fastsatte støttesatser.

Alternativt kan det vælges at udbyde VE efter hvor fleksibel VE-produktion, der efterspørges, fx ufleksibel produktion (vind og sol), basisproduktion (kraftvarme) og fleksibel produktion (biogasbaseret elproduktion).

7.4.2 Konkurrence

Konkurrenceforholdene påvirker prisen ved et udbud, men også ved andre metoder til at tildele tilskud. Ved ufuldkommen konkurrence, dvs. når der er få aktører på markedet, vil aktørerne igennem deres markedsmagt forsøge at påvirke prisen. Der kan ved udformningen af udbuddet tages højde for, hvorvidt der er tale om ufuldkommen konkurrence, så den opnåede pris tilnærmer sig de virkelige omkostninger. Det gør dog typisk udbudsreglerne mere komplekse. Som nævnt før, vil komplekse udbudsregler føre til højere omkostninger for både staten og investorerne, og det kan have den konsekvens, at nogle investorer trækker sig fra markedet.

Markedsmagt kan især blive et problem, såfremt mål for udbygningen af VE er meget faste. I så fald vil aktørerne have større mulighed for at presse prisen op. Dette er et generelt problem ved VE-mål og støtte til VE, men kan blive et særligt stort problem, hvis der i udbuddet ikke gives mulighed for at afvige fra den udmeldte mængde.

Det kan derfor blive et problem ved udbud, hvis staten fastsætter en given mængde kapacitet/produktion, som *skal* udbydes. Såfremt politikerne står fast på, at en given mængde landvind skal installeres inden for en given periode, kan aktørerne på vindmøllemarkedet benytte sig af sin eventuelle markedsmagt. Dette vil medføre et højere støtteniveau og dermed højere udgifter for staten.

For flere teknologier kan der også være tale om begrænsninger i mulige placeringer. Dette kan fx være tilfældet for vindmøller og biogas. I alle tilfælde vil antallet af mulige placeringer dog afhænge af gevinsten ved at opsætte møller eller andre former for VE-anlæg, da højere indtjening også giver bedre muligheder for at kompensere naboer for evt. skadesvirkninger.

Som nævnt vil teknologineutrale udbud føre til et øget antal aktører, hvilket bør fremme konkurrencen⁵⁶. Konkurrencen kan også styrkes ved at udbyde store mængder med større mellemrum i stedet for løbende udbud af små mængder. Det vil føre til en mindre jævn udbygning af VE, end det er tilfældet under den nuværende støtteordning.

For landvindmøller skal antallet af aktører ses i lyset af Kommissionens retningslinjer, som giver mulighed for, at projekter for op til 6 MW (eller seks møller) kan undtages for udbud. Hvis man gør nytte af muligheden for at undtage mindre projekter for udbud, vil det alt andet lige mindske konkurrence på markedet.

7.4.3 Omkostninger

En udbudsprocedure vil medføre en forøgelse af administrations- og transaktionsomkostningerne på begge sider af markedet. Staten vil opleve omkostninger ved at afholde og organisere udbuddet, mens projektudviklerne vil have omkostninger ved at organisere og tilrettelægge buddene. Der vil være risiko for, at mindre spillere på markedet ikke vil kunne opretholde sidstnævnte omkostninger, hvilket vil svække konkurrencen i udbuddene og give suboptimale udfald. Jo mere komplekse auktionerne designes, desto større bliver transaktionsomkostningerne alt andet lige. En umiddelbar gevinst ved omlægning til udbud skal sættes op mod disse omkostninger, før det kan vurderes, hvorvidt en udbudsordning er samfundsøkonomisk gavnlig at indføre.

Udbuddet kan designes, så der tages hensyn til projektudviklernes administrations- og transaktionsomkostninger. Fx kan det overvejes, at staten udpeger områder til udbud, og i samarbejde med kommunerne forhåndsgodkender projekterne. At udpege specifikke områder til udbud vil dog reducere den overordnede efficiens af udbuddene, da det mindsker konkurrencen, idet den enkelte jordejer i praksis kan kræve en høj pris for salg af området. Derudover kan staten også have overset nogle gode placeringer, som burde have været udbudt. Til gengæld vil udbud af specifikke og allerede godkendte placeringer mindske projektudviklernes risiko, samt sikre at flere aktører kan byde ind. Desuden kan det være nemmere for staten at planlægge infrastrukturen, hvis staten selv udvælger placeringer til kapacitetsudbygning. Det skal undersøges nærmere, hvilken model der passer bedst på det danske marked.

7.4.4 Budproces og bøder

Budprocessen kan designes på forskellige måder. En mulighed er, at projektudviklerne indmelder deres bud, før de har fået godkendelse fra kommunen. Dette afføder dog en risiko for, at budvindere ikke får tilladelse til at gennem-

⁵⁶ For så vidt angår biomasse, som landvind vil komme til at konkurrere med, vil markedet være domineret af de to store producenter DONG og Vattenfall, hvormed der er potentiale for markedsmagt.

føre deres projekter. Alternativt skal projektudviklere have godkendt deres projekter inden budrunden. Det vil dog øge projektudviklernes transaktionsomkostninger markant. En tredje mulighed er, som nævnt ovenfor, at udbyde specifikke og allerede godkendte placeringer, med dertilhørende fordele og ulemper.

En udfordring med udbud af støtte til VE (bl.a. oplevet i Brasilien) er, at projekterne ikke bliver gennemført efter at have vundet budrunden. Man kan forsøge at forhindre dette ved brug af bøder eller garantier. Der er dog en overvejende risiko for, at disse blot bliver internaliseret i budpriserne, som derved bliver tilsvarende højere. Bøder vil derfor i sig selv ikke sikre, at projekterne fuldføres. Derudover kan for store bøder afskrække små aktører i at deltage i udbuddet. Bøder skal derfor ikke benyttes som det primære instrument til at sikre at projekterne fuldføres. Her skal man i stedet bruge udbudsdesignet. Bøder skal bruges som et sekundært hjælpemiddel til at mindske spekulativ adfærd og forhindre ufornuftige lave bud.

En anden relevant problemstilling er, hvorvidt man skal sætte en deadline for, hvornår budvinderne skal have opført projekterne, og i så fald hvor lang en sådan frist skal være. En kort frist øger projektudviklernes risiko, og kan resultere i højere budpriser. En lang frist kan give rum til at benytte nyere og bedre teknologi. En lang frist kan dog også medføre overoptimisme, fx en for optimistisk tro på lavere fremtidige VE-omkostninger, hvilket vil indebære et ekstra risikoelement i processen ('winners curse').

7.4.5 Statens forpligtelser

Uanset valg af udbudsmodel bør staten ikke forpligte sig til at købe hele den udbudte mængde. Staten bør kunne vælge kun at acceptere en del af de indkomne bud, og vente med den resterende udbygning til en senere budrunde, hvis omkostningerne ved udbygning viser sig at være højere end forventet. Det kan dog være svært at kombinere kvantitative mål med politiske aftaler, og dermed opretholde den nødvendige fleksibilitet. Omkostningseffektiviteten ved udbud vil i praksis afhænge af muligheden for at afvige fra den udbudte mængde.

7.5 Udbud sammenlignet med fast pristillæg

Overordnet set kan man tildele støtte enten via prisregulering (fx faste pristillæg eller fast afregningspris) eller mængderegulering (fx udbud eller VE-certifikater). I et samfundsøkonomisk perspektiv, er det i udgangspunktet ikke entydigt, hvilken form for tildeling, der er mest omkostningseffektiv. Hvis myndigheden har perfekt information, kan den ligeså godt fastsætte den rette mængde af VE-udbygning som den rette støttesats, der giver en tilsvarende mængde.

Fx vil resultatet blive det samme ved hhv. et udbud med clearingpris eller et fast pristillæg til den sats, der giver den ønskede mængde. Et fast pristillæg på 25 øre/kWh vil netop give samme udbygning af landvind som udbud via clearingpris i *figur 18*.

Myndighederne har dog ikke perfekt information om møllerejernes omkostninger. I praksis vil et traditionelt udbud (uden prisloft mv.) derfor kunne bruges til at styre mængden af landvind, mens der vil være usikkerhed om støtte-niveauet. Ved et fast pristillæg kan man derimod styre omfanget af støtte per kWh, mens der vil være usikkerhed om udbygningen.

Ved ufuldstændig information om møllerejernes omkostninger, kan det vises, at forholdet mellem hældningerne på hhv. udbuds- og efterspørgselskurven er afgørende for det samfundsøkonomiske udfald af hhv. prisregulering og mængderegulering⁵⁷.

Med et fast pristillæg vil man udbygge kapaciteten i de år, hvor møllerne er billige, og holde igen i de år, hvor møllerne er dyre. Dermed er der potentiale for en lavere støtteudgift i forhold til et traditionelt udbud (uden prisloft), hvor den udbudte mængde er den samme hvert år uanset omkostningsniveauet.

Under et udbudssystem med en fast mængde per år, er der således sikkerhed omkring udbygningen, mens der kan være betydelige udsving i støtteniveauet fra år til år, især hvis der ikke indføres et prisloft. Udbygning ved et fast pristillæg medfører til gengæld betydelige udsving i udbygningen fra år til år, herunder i forhold til politiske intentioner og forventninger.

Jf. ovenfor, vil man dog kunne designe udbuddet med henblik på at sikre en øvre grænse for støtteudgiften. Som nævnt kan det gøres ved at indføre et prisloft og/eller en regel om ikke at forpligte sig til at købe hele den udbudte mængde af landvind. Det skal bemærkes, at man ved at lægge et (effektivt) prisloft på udbuddet, indfører et element af fast pristillæg i udbuddet.

Konkurrenceforholdene vil påvirke prisen både ved udbud og ved andre metoder til at tildele tilskud, herunder et fast pristillæg. Den mest afgørende faktor er, hvorvidt politikerne står fast på, at en given mængde landvind skal installeres inden for en given periode. Et fast tillæg kan dog imidlertid ikke kombineres med fast mængde. I så fald kan aktørerne på vindmøllemarkedet benytte sig af sin eventuelle markedsmagt uanset støtteform. Hvor meget markedsmagt der kan udøves, afhænger af flere faktorer.

⁵⁷ Se Weitzman, M. 1974. Prices vs. Quantities. The Review of Economic Studies, Vol. 41, No. 4, pp. 477-491.

Hvis man ser bort fra politikernes udmeldinger, og isoleret set betragter et simpelt udbud uden prisloft, hvor mængden per periode er fast, vil aktører med markedsmagt kunne drive prisen op. Alternativt kan der sandsynligvis designes et udbud, hvor markedsmagten begrænses væsentligt, så prisen bliver lavere. Et mere komplekst auktionsdesign vil dog som nævnt øge transaktionsomkostningerne.

Hvis man isoleret set betragter et fast pristillæg, vil aktørerne umiddelbart have mindre mulighed for at udøve markedsmagt. Hvis priserne drives for meget op, vil der ikke udbygges mere VE-kapacitet, og aktørerne vil derfor ikke opnå en gevinst. Det kan dog være, at det politiske mål for VE-udbygningen opfattes som meget fast. Aktørerne kan derfor spekulere i, at staten vil øge støtten til VE, hvis udbygningen går langsommere end forventet. På den måde kan der også udøves markedsmagt ved et fast pristillæg.

Som nævnt, kan udbud og en støtteordning, hvor der fastsættes en støttesats, i udgangspunktet udformes, så de fører til nogenlunde samme resultater med hensyn til støtteniveau og samfundsøkonomiske omkostninger. I forhold til sidstnævnte er det væsentligt, at omkostningerne til indfrielse af VE-målene er så ens som muligt på tværs af projekter og over tid. Under et udbudssystem fordrer dette, at det realiserede udbygningsomfang skal kunne variere fra år til år, herunder, at den volumen der udbydes, ikke reelt kommer til at fungere som en (årlig) målsætning for udbygningen. Under et system, hvor der fastsættes en støttesats, betyder det, at støttesatsen vil være konstant over længere perioder. Da der er usikkerhed om omkostningerne forbundet med VE-produktion, kan der være behov for at justere støttesatsen i forbindelse med nye energiaftaler mv.

8 Bilag: Elnettets opbygning og fakta om eksisterende møller

I det følgende gennemgås en række forhold omkring landvindmøller, vindforhold og elnettet med henblik på at give et bedre grundlag for at forstå støtteordningen for landvind og eventuelle ændringer deraf.

8.1 Fakta om vindmøller

8.1.1 Fuldlasttimer

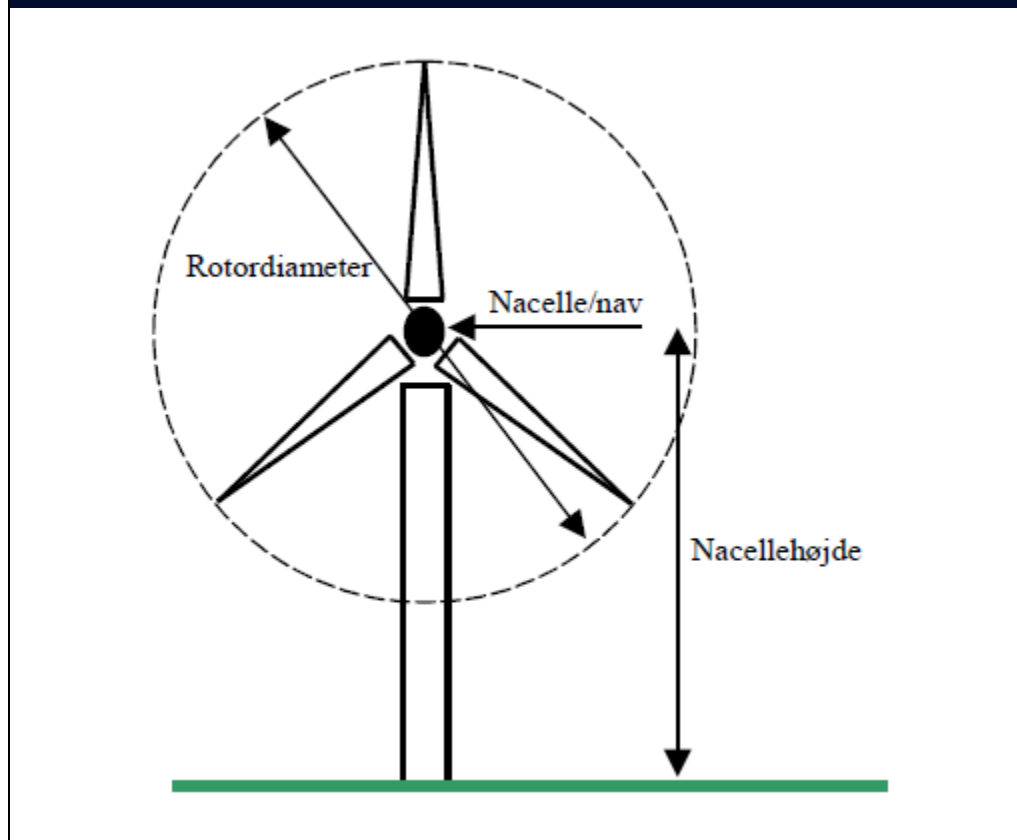
En fuldlasttime er en time, hvor en vindmølle producerer med fuld effekt. Et årligt antal fuldlasttimer er den tid, som det vil tage vindmøllen at yde den faktiske årsproduktion, hvis møllen hele tiden kunne producere med den installerede effekt. Afhængig af blandt andet den vindmæssige placering er det gennemsnitlige, årlige antal fuldlasttimer for nye møller på land omkring 3000, hvorimod det på vand typisk er mellem 4000 og 4500, hvilket ud over den vindmæssige placering også er afhængig af mølletype.

En mølle med effekt på $3 \text{ MW} = 3.000 \text{ kW}$, der producerer i 3000 fuldlasttimer, vil have en årlig produktion på $3.000 \text{ kW} \times 3.000 \text{ h} = 9 \text{ mio. kWh}$.

8.1.2 Totalhøjde og navhøjde

Totalhøjden er højden målt fra underkanten af mølletårnets bundflade til vingespids, når denne er højest over terræn. Navhøjden (eller nacellehøjden) måles fra underkanten af mølletårnets bundflade og til centrum af rotoren (navet/nacelle), jf. *figur 19*.

Figur 19. En stiliseret mølle.



Kilde: Danmarks Vindmølleforening, illustration fra dkvind.dk.

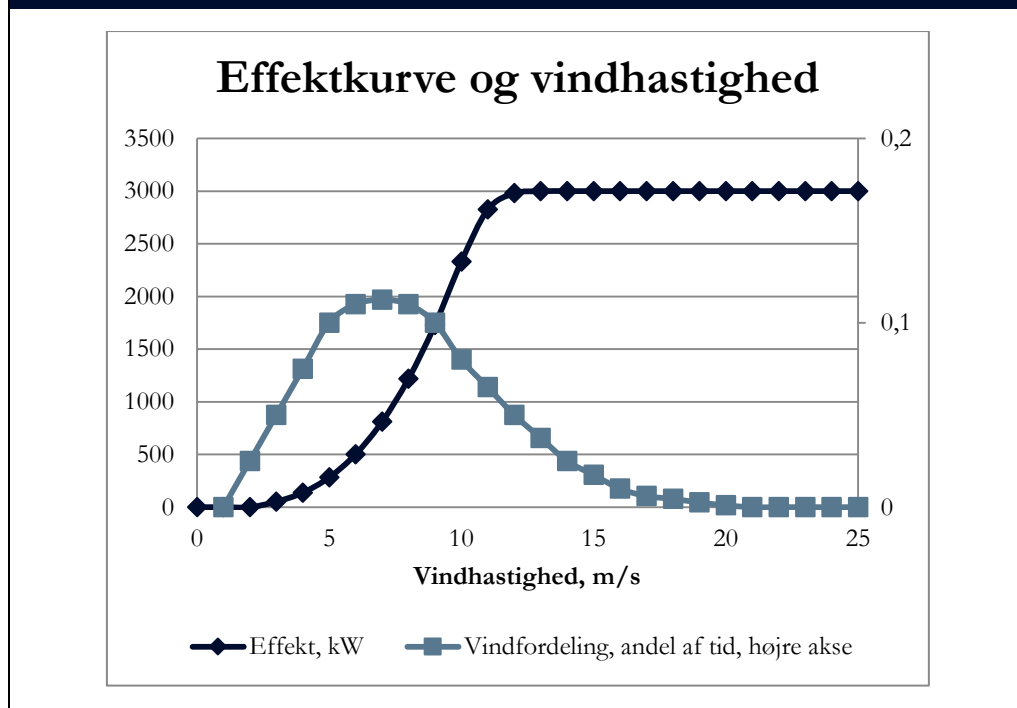
8.1.3 Rotorareal

Rotorarealet er det areal, som møllens vinger overstryger. Rotorarealet bidrager til at bestemme, hvor megen energi en vindmølle kan høste fra vinden. Da rotorarealet vokser med kvadratet på rotordiameteren, vil en vindmølle med en dobbelt så stor rotordiameter modtage $2^2 = 4$ gange så meget energi fra vinden. Det er dog ikke det hele, der bliver omsat til elproduktion, jf. afsnit 8.1.5 nedenfor. En typisk 3 MW vindmølle har en rotordiameter på fx 101 meter og dermed et rotorareal på ca. $(\pi \cdot (\frac{1}{2} \cdot 101)^2 =) 8.000$ kvadratmeter.

8.1.4 Effektkurver

En vindmøllens effektkurve angiver, hvor stor vindmøllens elektriske effekt vil være ved forskellige vindhastigheder. Effektkurven i figur 20 viser, hvor stor en effekt en gennemsnitlig 3 MW vindmølle typisk producerer ved forskellige vindhastigheder. Der er tale om beregnede standarddata (15 grader varmt, normalt lufttryk, rene rotorblade, uforstyrret blæst uden turbulens) for en 3 MW mølle produceret til opstilling i Danmark. Det ses, at møllens effekt er mindre for lave vindhastigheder og stigende for større vindhastigheder frem til en maksimal effekt på 3 MW ved en vindhastighed på ca. 10-12 m/s og derover.

Figur 20. Effektkurve og vindhastighed

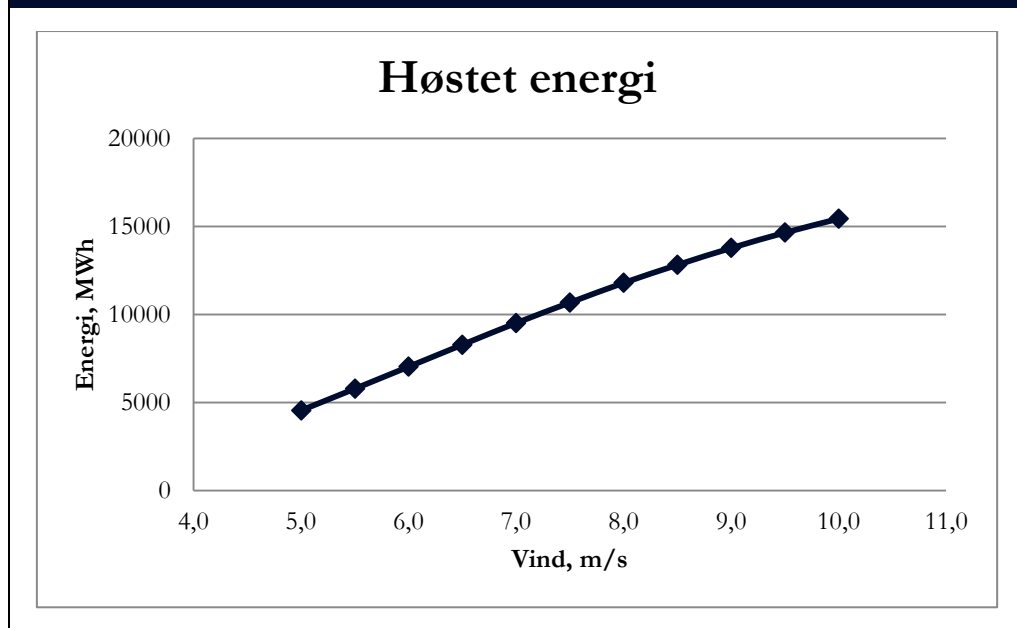


Kilde: Energistyrelsens godkendelsessekretariat for vindmøller, <http://www.vindmoellegodkendelse.dk/>.

8.1.5 Produktionen varierer med vindhastigheden

I figur 21 nedenfor ses, at den samme 3 MW vindmølle som betragtet ovenfor vil producere ca. 5.000 MWh per år ved en gennemsnitlig vindhastighed på 5 m/s i navhøjden. Med en gennemsnitlig vindhastighed på 10 m/s vil møllen producere 15.000 GWh per år. En fordobling af den gennemsnitlige vindhastighed betyder altså en tre gange større energiproduktion. Der er ikke tale om en firedobling af energiproduktionen (som forventet), jf. afsnit 8.1.3, fordi møllen rammer sin maksimale energiproduktion ved omkring 10 m/s. Der gælder desuden, at i tempereret klima er vinden stærkere om vinteren end om sommeren og stærkere om dagen end om natten.

Figur 21. Høstet energi



Kilde: Energistyrelsens godkendelsessekretariat for vindmøller, <http://www.vindmoellegodkendelse.dk/>

8.1.6 Kapacitetsfaktoren

Den årlige energiproduktion fra en vindmølle kan alternativt udtrykkes via kapacitetsfaktoren for en mølle på en bestemt placering. Kapacitetsfaktoren er den faktiske årlige energiproduktion divideret med den maksimale teoretiske produktion, hvis vindmøllen kørte med den installerede effekt (maksimum) i alle årets 8.760 timer.

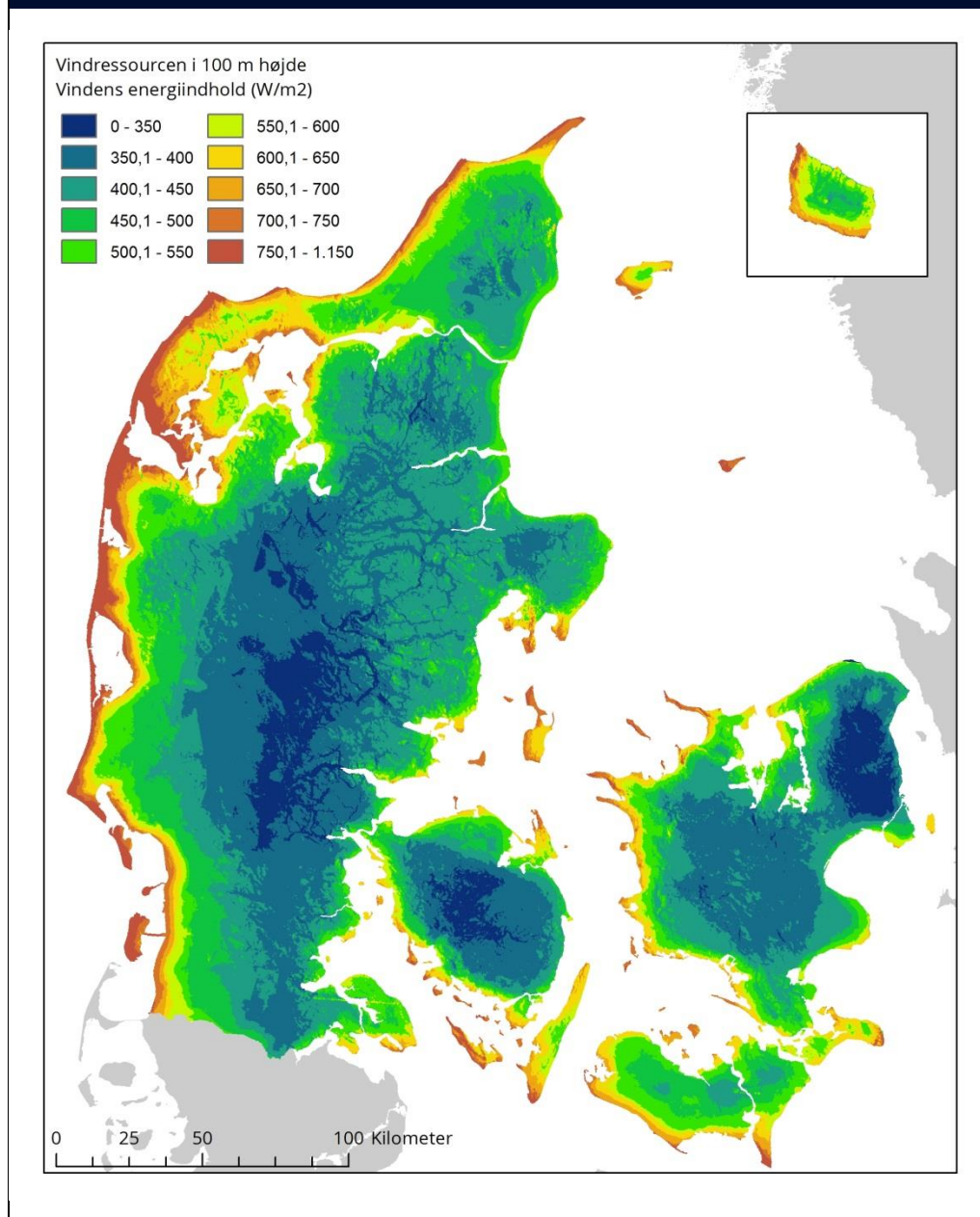
Hvis fx en 3 MW vindmølle producerer 9.000 MWh på et år, er kapacitetsfaktoren = $9.000 \text{ MWh} / (365 \text{ dage} * 24 \text{ timer} * 3 \text{ MW}) = 34,2 \text{ pct.}$

Kapacitetsfaktoren kan teoretisk variere fra 0 til 100 pct., men vil typisk være omkring 30-35 pct. for nyere landvindmøller.

8.1.7 Vindhastigheder

Danmarkskortet i figur 22 viser vindens energiindhold i 100 meter over jordens overflade. Det ses tydeligt, at kystnære, vestvendte placeringer er mest optimale som placeringer for landvindmøller set fra et produktionssynspunkt.

Figur 22. Vindens energiindhold



Kilde: Energistyrelsen og Energi- og Miljødata.

8.1.8 Ruhedsklasse

Vindmøllers produktion afhænger også af den omkringliggende natur. Når vinden passerer over landjorden, påvirkes vindhastigheden af terrænformer, beplantning, bebyggelse mv. Vinden er kraftigst over havet, hvor der ikke er noget til at bremse den. Som udgangspunkt for placeringen af vindmøller kan landskabet inddeles i »ruhedsklasser« fra 0 til 4 alt efter jordoverfladens karakter. Landskabets ruhedsklasse påvirker vindmøllens energiproduktion – jo højere ruhedsklasse, jo lavere energiproduktion. En høj ruhedsklasse på 3 til 4 beskriver landskaber med mange træer eller bygninger, mens en havoverflade har ruhedsklassen 0.

Jo længere tid vinden har passeret hen over landjorden – især over arealer af høj ruhedsklasse – des mere nedbremses vindhastigheden. Generelt gælder det, at jo nærmere på kysten i vindretningen man placerer en vindmølle, desto større bliver energiproduktionen.

En højere mølle giver en større energiproduktion. En tommelfingerregel siger ca. 1 procents forøgelse af produktionen per meter ekstra navhøjde (afhængig af mølletype og terrænforhold). Det er årsagen til, at vindmøller i dag er meget højere, end de var for 10 år siden. De kan producere mere elektricitet, idet vinden højere oppe er mindre påvirket af landskabet og dermed kraftigere.

Hvis en mølle placeres inde i landet, falder produktionen med afstanden til kysten. Nedgangen i produktionen er relativt størst for en lavere vindmølle. En 40 meter høj vindmølle producerer ca. 33 pct. mindre med en placering 10 km fra kysten end med en kystplacering. For en tilsvarende vindmølle på 60 meter vil produktionsforskellen på de to placeringer kun være 29 pct.

Tabel 38. Ruhedsklasser

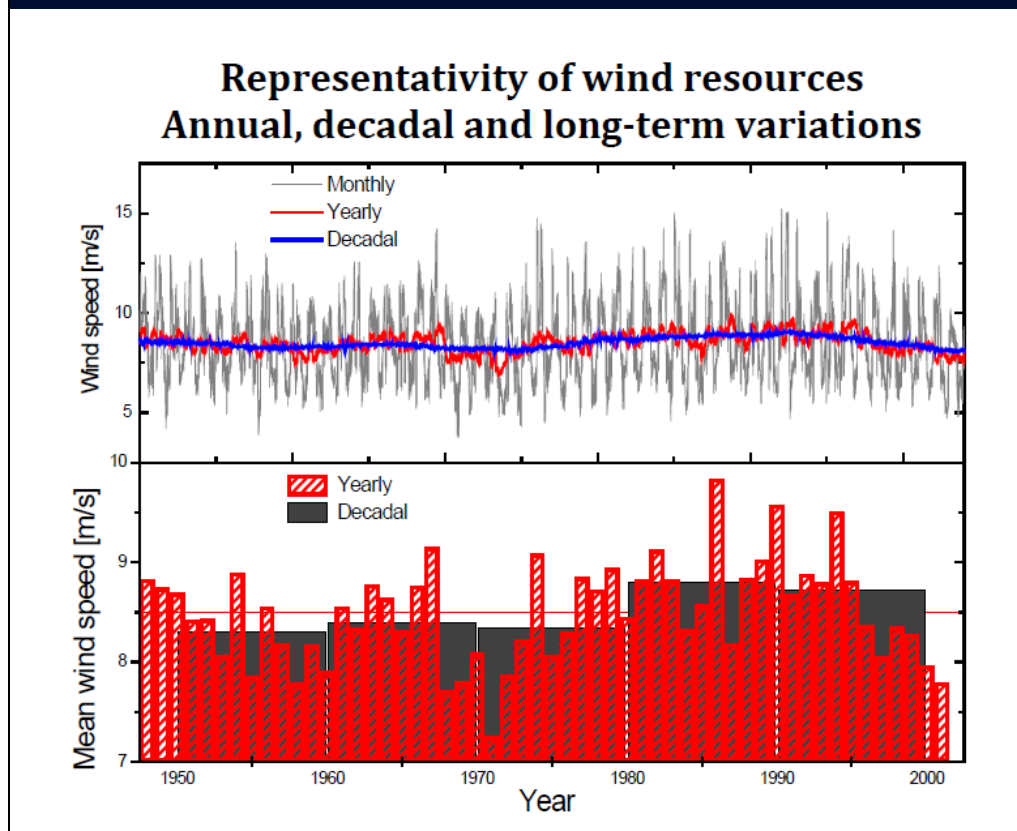
Landskabstype	Ruhedsklasse
Vandoverflade	0
Helt åbent terræn med en glat overflade.	0,5
Åbent landbrugsområde uden gærder og levende hegn og med spredt bebyggelse på let kuperede bakker.	1
Landbrugsområde med nogen bebyggelse og 8 meter høje levende hegn med en indbyrdes afstand på ca. 1.250 m.	1,5
Landbrugsområde med nogen bebyggelse og 8 meter høje levende hegn med en indbyrdes afstand på ca. 500 m.	2
Landbrugsområde med mange huse, buske og planter, eller 8 meter høje levende hegn med indbyrdes afstande på ca. 250 m.	2,5
Landsbyer, mindre byer eller landbrugsområder med mange høje levende hegn, skov og et meget ru terræn.	3
Store byer med høje bygninger.	3,5
Meget store byer med høje bygninger og skyskrabere.	4

Kilde: Danmarks Vindmølleforening.

8.1.9 Variation i vinden på en given placering over tid

Figur 23 viser variationer i vindforholdene over tid på den samme geografiske placering. Der er betydelige variationer år for år og endda også årti for årti. Det indikerer, at det er nødvendigt med en relativt stor mængde observationer for at kunne afgøre, hvorvidt en given mølleplacering er god eller dårlig.

Figur 23. Vindvariation over tid

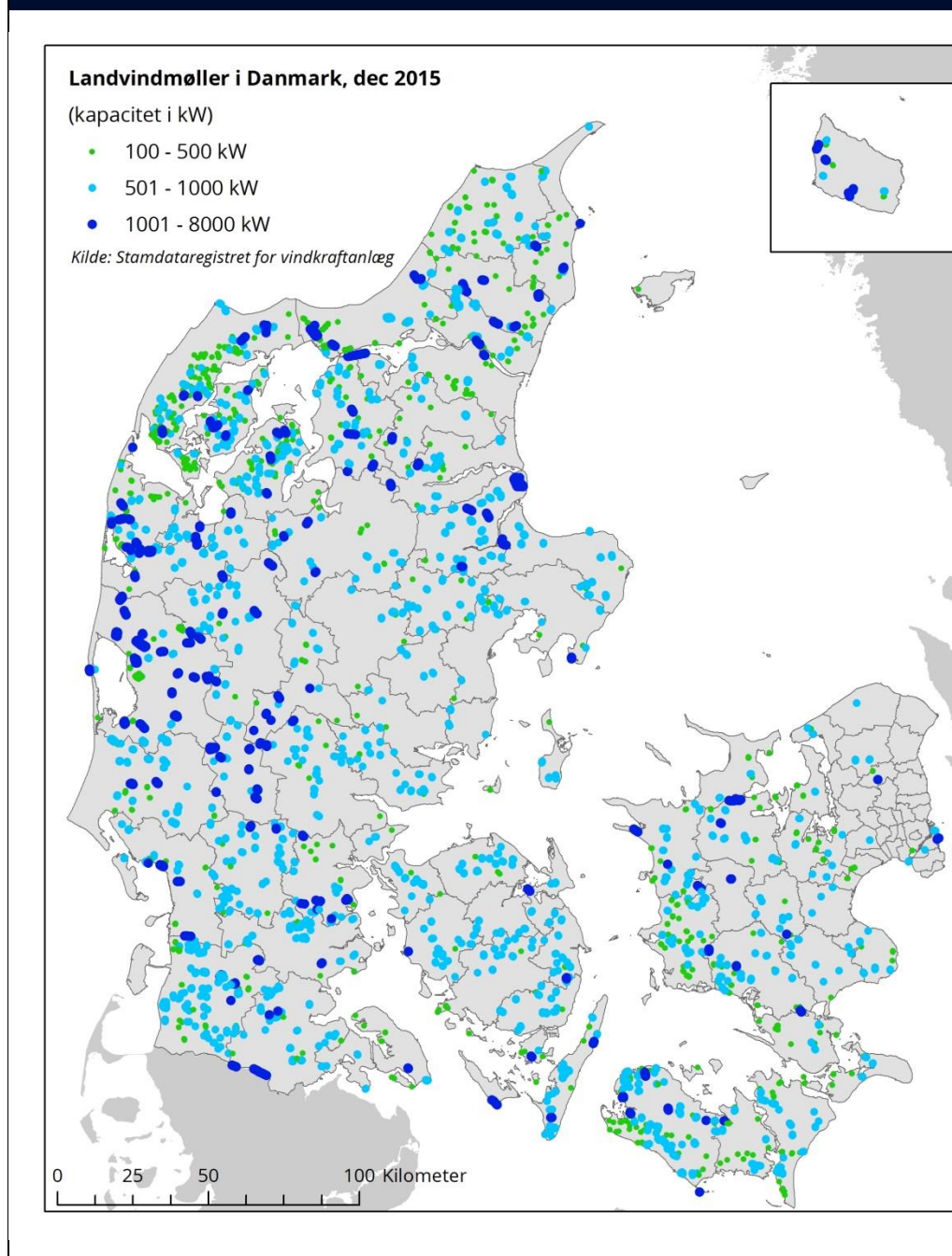


Kilde: Ole Rathman, Wind speed variance, DTU Wind Energy.

8.1.10 Vindmøllernes placering i Danmark

Kortet i *figur 24* viser vindmølleudbygningen i Danmark både på land og på havet per december 2015. Det ses, at langt de fleste møller, især de større, er stillet op i Vestdanmark samt på kystvendte, vestlige placeringer.

Figur 24. Vindmølleudbygning i Danmark

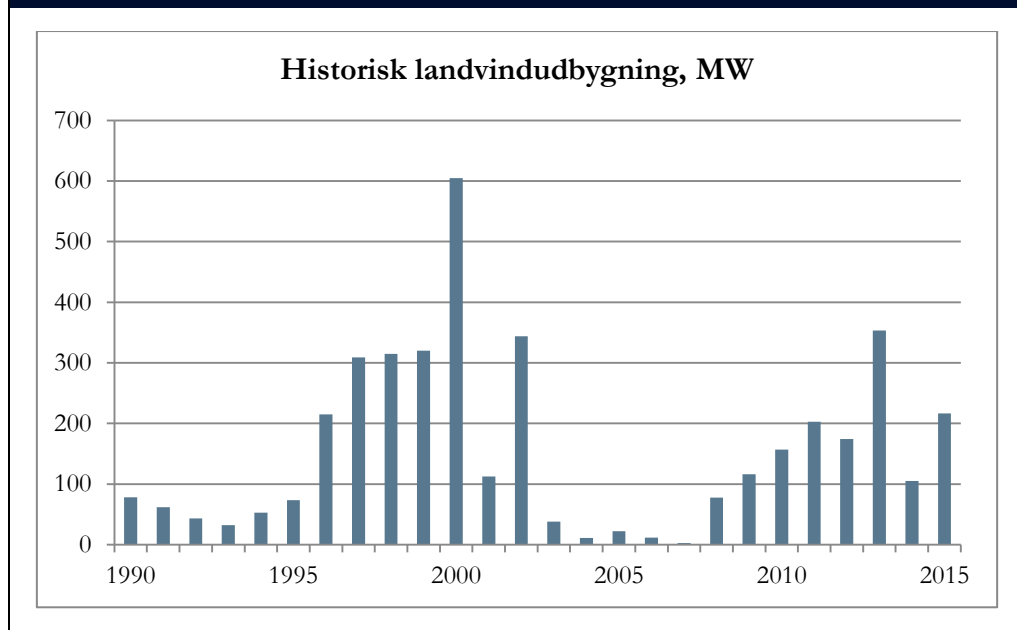


Kilde: Energistyrelsen, stamdataregisteret for vindmøller.

8.1.11 Opsætning af vindkapacitet

Figur 25 viser den årlige, historiske opsætning af ny vindkapacitet i MW. Det ses, at der har været to perioder med stor opsætning af vindkapacitet: Omkring 1996-2002 og i de seneste år.

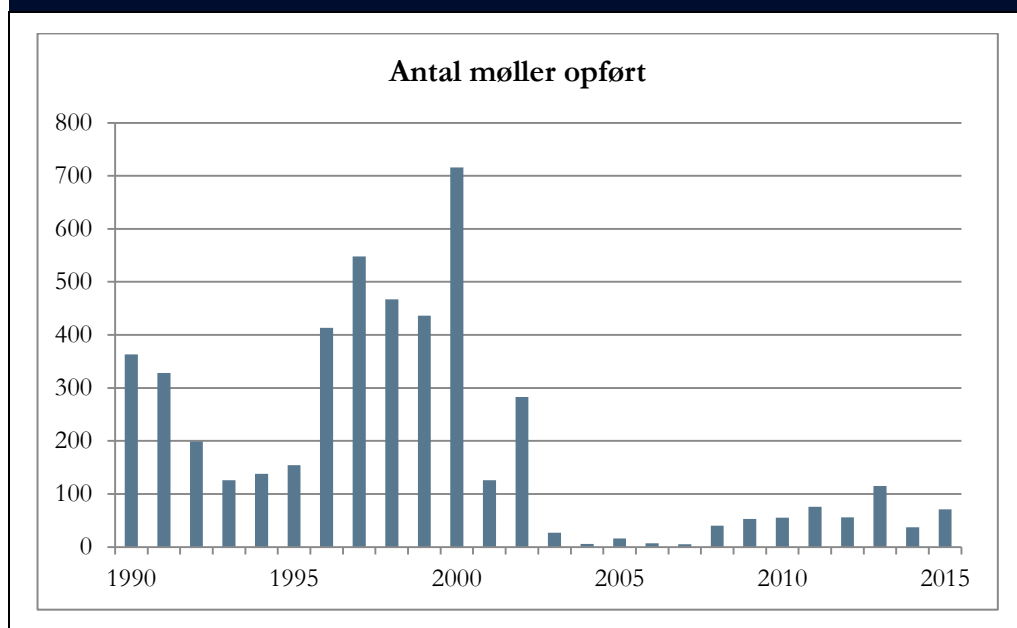
Figur 25. Landvindudbygning



Kilde: Energistyrelsen, stamdataregisteret for vindmøller.

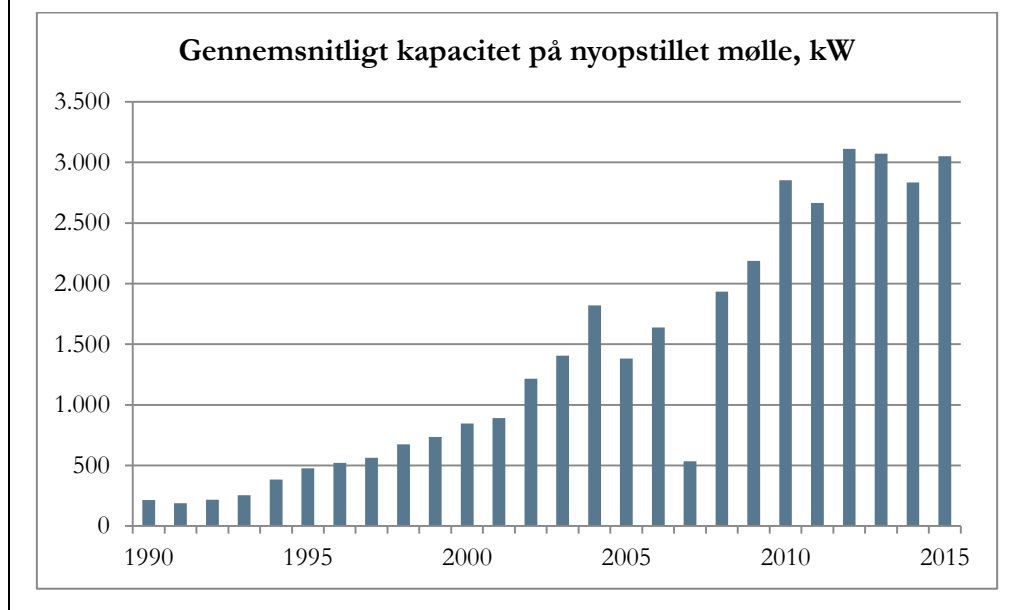
Møllernes gennemsnitlige kapacitet er vokset betragteligt henover perioden. *Figur 26* og *figur 27* viser antal opstillede møller og møllernes gennemsnitlige kapacitet. Det ses bl.a., at antallet af nyopstillede møller i de seneste år har ligget på omkring 100 møller om året, mens møllernes gennemsnitlige kapacitet er steget væsentligt siden 1990 fra under 500 kW til møllestørrelse på omkring 3 MW i de senere år.

Figur 26. Antal opstillede møller



Kilde: Energistyrelsen, stamdataregisteret for vindmøller.

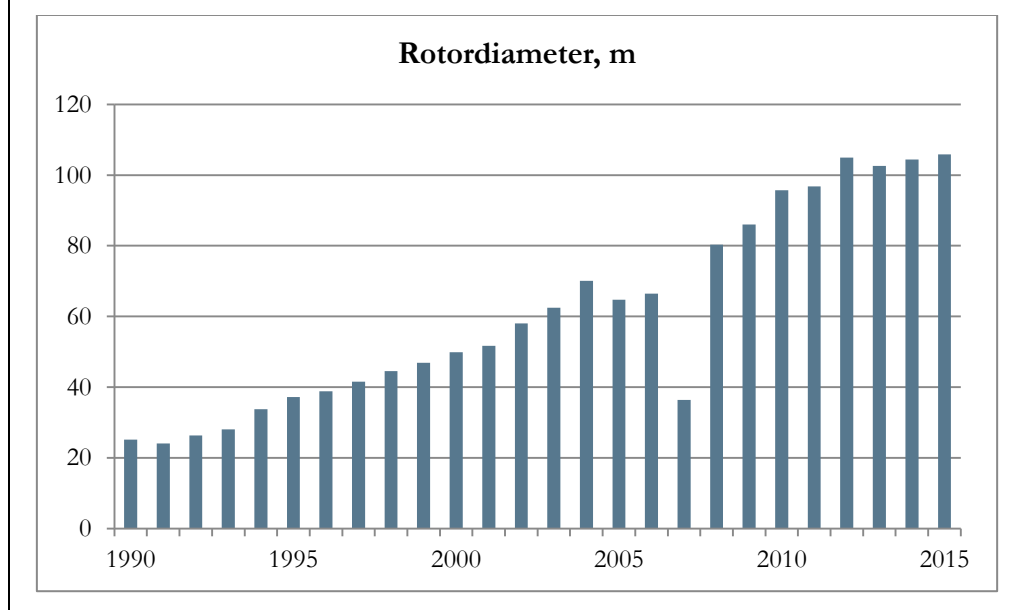
Figur 27. Gennemsnitlig kapacitet for nye møller



Kilde: Energistyrelsen, stamdataregisteret for vindmøller.

Møllernes rotordiameter er også steget væsentligt gennem årene. Figur 28 illustrerer, hvordan møllernes rotordiameter er vokset fra omkring 20 meter til knap 100 meter over perioden 1990-2013. Som nævnt ovenfor, vil en vindmølle med en dobbelt så stor rotordiameter modtage fire gange så meget energi fra vinden.

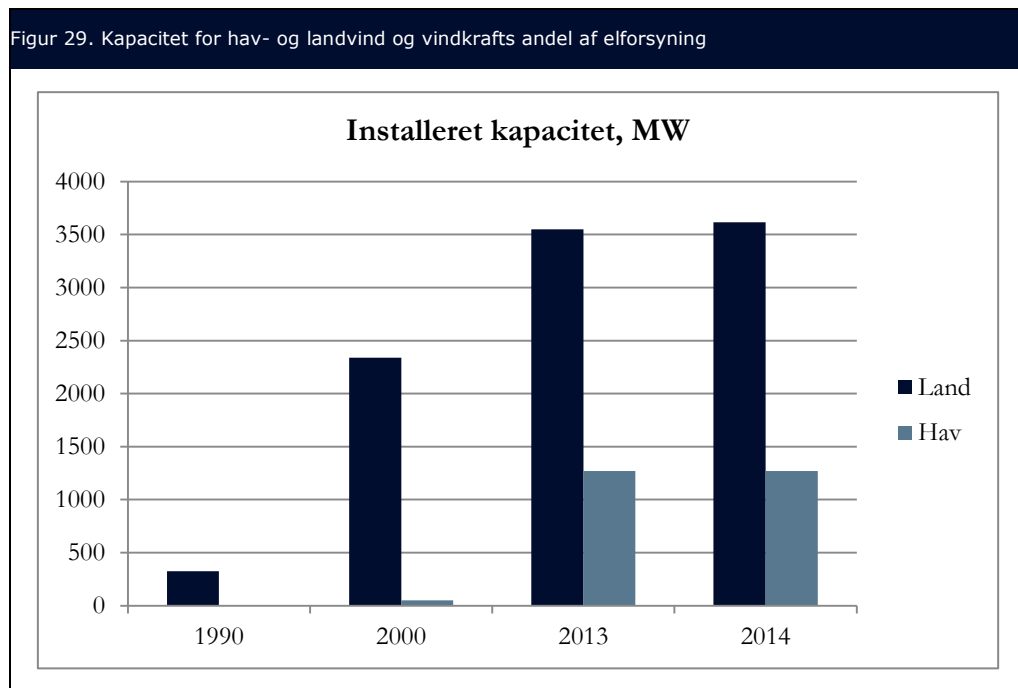
Figur 28. Rotordiameter



Kilde: Energistyrelsen, stamdataregisteret for vindmøller

Anm.: Data for 2004 og 2007 er udeladt, fordi der ikke er opstillet større møller over 500 kW.

Der er siden 1990 blevet udbygget markant med vindkraft, hvor den samlede installerede kapacitet er steget fra ca. 300 MW til knap 5000 MW, jf. figur 29. Vindkapaciteten på figuren er opgjort som den installerede effekt for møllerne.



Kilde: Energistyrelsens Energistatistik 2013.

8.1.12 Nuværende status for udbygning med vind

Den forventede udbygning for perioden 2015-2017 baseres dels på statistikken (januar-oktober 2015) og dels på viden om projekter i pipeline. Energistyrelsens fremskrivning er udarbejdet ved at tildele samtlige kendte projekter sandsynligheder for, at de realiseres. På baggrund heraf er der udarbejdet et øvre og nedre skøn. Det øvre skøn indgår i fremskrivningens forløb med en fremtidig høj CO₂-kvotepris (forløb B), mens det nedre skøn indgår i fremskrivningens forløb med en fortsat lav CO₂-kvotepris (forløb A). I forløbet med Finansministeriets CO₂-kvotepris anvendes det nedre skøn. Det er forløbet med Finansministeriets CO₂-kvotepris, der danner grundlag for PSO-fremskrivningen. Der tages hermed højde for elprisens betydning for udbygningen. I det nedre skøn udbygges med ca. 100 MW årligt i gennemsnit i perioden 2015-2017, mens der i det øvre skøn udbygges med ca. 200 MW årligt i gennemsnit i perioden 2015-2017.

Den forventede udbygning på længere sigt er forbundet med meget stor usikkerhed. Det er bl.a. svært at vide, hvad der præcis vil ske, når de store årgange begynder at blive skrottet (forventeligt) efter 2020. Udbygningen for årene

2018 og frem følger metoden: Ny kapacitet = Skrottet kapacitet * Repower29 andel + Ekstra kapacitet⁵⁸.

8.2 Møllens dimensionering

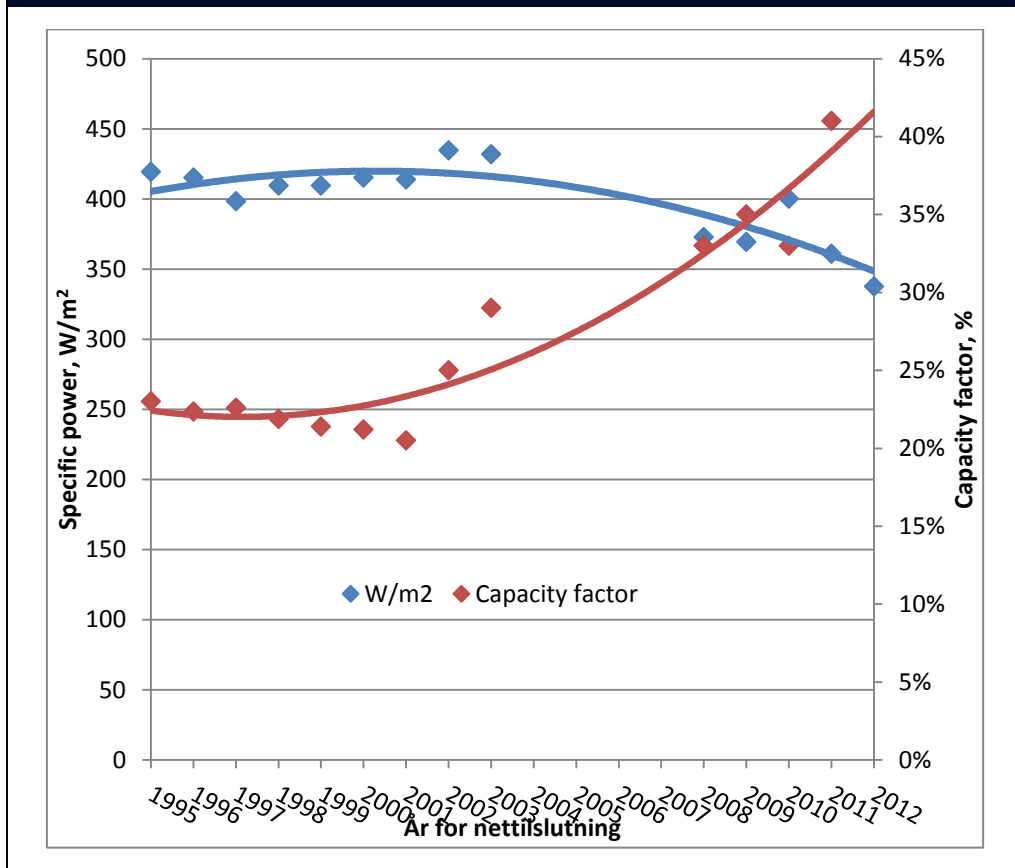
Vindmøllens design (højden, rotordiameter, generatorstørrelse mv.) kan optimeres til en given placering. På en meget vindrig placering kan det fx være en fordel at bruge en større generator med den samme rotordiameter (eller en mindre rotordiameter for en given generatorstørrelse). Det vil betyde en større årlig energiproduktion relativt til samme mølleplacering med enten mindre generator eller større rotorareal, hvor møllen må stoppes ved store vindhastigheder.

For mølleejeren gælder det om at maksimere sin indtjening givet markedsprisen på el, investeringsomkostninger til vindmølle og støtteforholdene. En stor mølle er dyrere end en mindre mølle, men har til gengæld en større forventet elproduktion. Tilsvarende gives højere støtte til møller med større rotordiameter og generator.

I Danmark går tendensen mod højere kapacitetsfaktorer for nye vindmøller (den faktiske årlige energiproduktion i forhold til den maksimale teoretiske produktion, hvis vindmøllen kørte med den installerede maksimale effekt i alle årets 8.760 timer=24 timer/døgn*365 døgn), som vist i *figur 30* nedenfor.

⁵⁸ Energistyrelsens baggrundsnotat om El og fjernvarmeproduktion til Basisfremskrivning 2015.

Figur 30. Gennemsnitskapacitetsfaktorer for vindmøller i Danmark i 2012 sorteret efter året for nettilslutning.

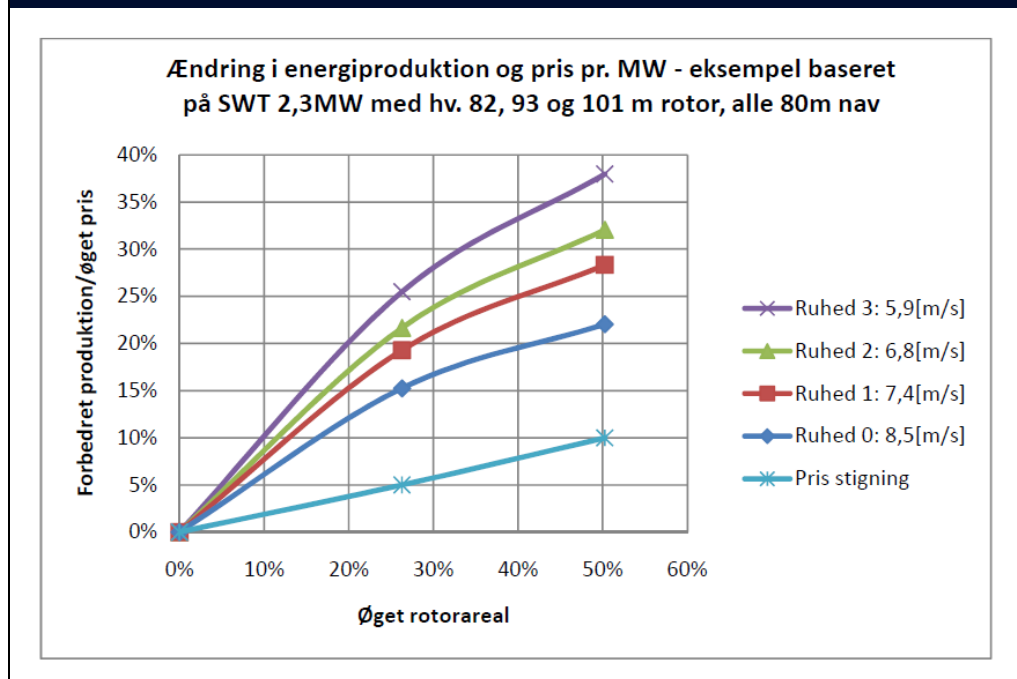


Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog.

8.2.1 Rotorarealets betydning

I figur 31 er sammenhængen mellem rotorarealet og elproduktionen illustreret. En større rotor til den samme mølletype vil øge produktionen. Jo større vindhastighed, jo mindre udbytte af det større rotorareal, men selv ved stor vindhastighed er forbedringen i produktionen væsentlig højere end den øgede omkostning. Det ses også, at den marginale vækst i produktionen er aftagende, jo større rotorareal/effekt-forholdet er i forvejen. Desuden er der større omkostninger per MW effekt ved større rotorareal/MW. Større rotorareal er altså hensigtsmæssigt, hvis det kan udvikles med beskedne meromkostninger for møllen som helhed. Det vil under disse forudsætninger altid være mest optimalt at vælge den største rotor til placeringer i Danmark. I praksis har der dog været betydelig forskel i forholdet mellem rotorareal og effekt, jf. afsnit 2.1.1.

Figur 31. Sammenhæng mellem rotorareal og energiproduktion

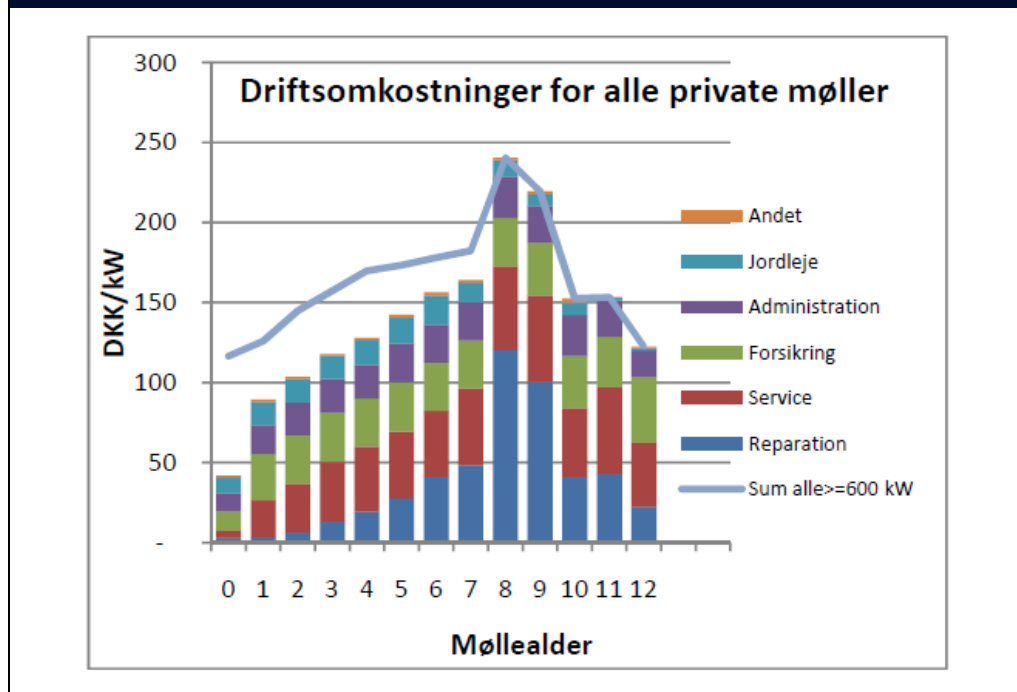


Kilde: Vindmøllers økonomi, Nielsen m.fl., 2010.

8.2.2 Driftsomkostninger

Nedenstående figur 32 viser driftsomkostninger for private møller. Det skal bemærkes, at der i de første år er nogle anlæg med kunstigt lave omkostninger grundet garantiordninger ifm. vedligeholdelse. Det er derfor først fra år 5, at det er muligt at få et korrekt billede af de langsigtede driftsomkostninger. Der ses en markant trend, idet der umiddelbart før år 10 er markant højere omkostninger, hvor næsten alle kan tilskrives udskiftning eller reparation af gearkasser, som er hovedproblemet for den type af vindmøller, der analyseres. Datagrundlaget for møller, der er over 9 år gamle, er relativt beskedent, hvorfor der heller ikke er set på møller ældre end 12 år.

Figur 32. Driftsomkostninger efter møllealder



Kilde: Vindmøllers økonomi, Nielsen m.fl., 2010.

Ved 3.000 fuldlasttimer svarer 150 kr./kW til 5 øre/kWh.

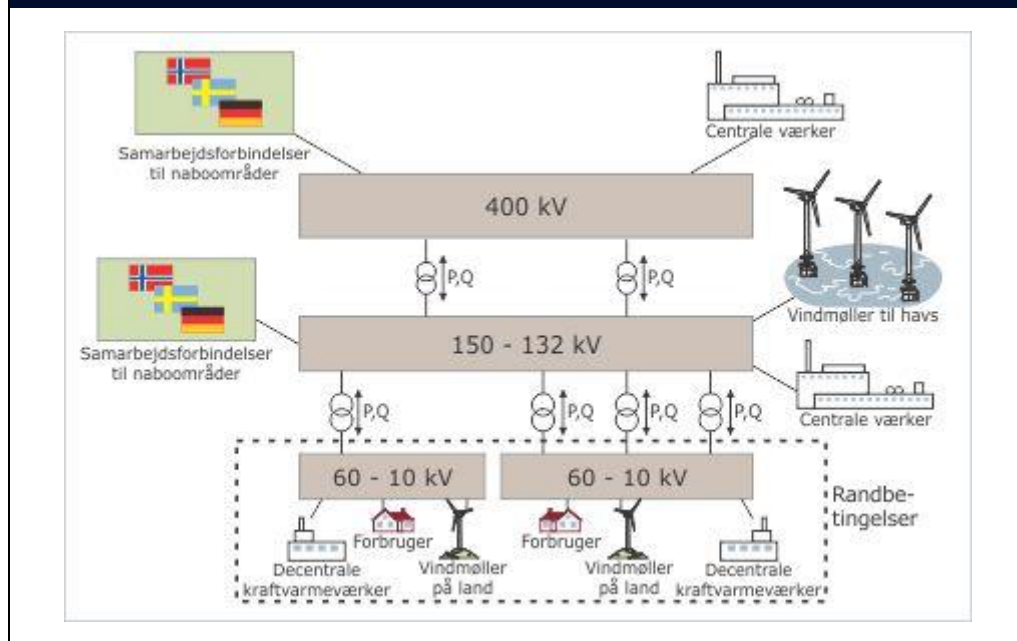
8.3 Elnettets opbygning

Det danske elnet er inddelt i tre forskellige spændingsniveauer:

1. Det overordnede eltransmissionsnet på det højeste spændingsniveau 400 kilovolt (kV). Dette net forbinder de store kraftværker i ind- og udland med hinanden og med elnet på lavere spændingsniveauer. Transmissionsnettet ejes af Energinet.dk.
2. De regionale eltransmissionsnet på hhv. 132 kV øst for Storebælt og 150 kV vest for Storebælt. Disse elnet forbinder det overordnede transmissionsnet med distributionsnettet. Det er normalt også på dette spændingsniveau, at de store havmølleparker tilsluttes. Anholt Havmøllepark er dog forbundet med elnettet med et 220 kV kabel. Energinet.dk ejer disse net. Også på dette spændingsniveau er der forbindelser til udlandet.
3. Distributionsnettet, som transporterer strømmen det sidste stykke ud til de enkelte husstande og virksomheder. Dette net ejes af de lokale netselskaber. Landvindmøller tilkøbes typisk distributionsnettet.

Imellem de forskellige spændingsniveauer er der transformerstationer, som regulerer den elektriske spænding. Elnettet er illustreret i figur 33.

Figur 33. Elnettets spændingsniveauer



Kilde: Energinet.dk.

8.4 Elsystemets funktionalitet

Der er en række aktører på elmarkedet, som er beskrevet i det følgende. Boksen herunder giver en kort oversigt.

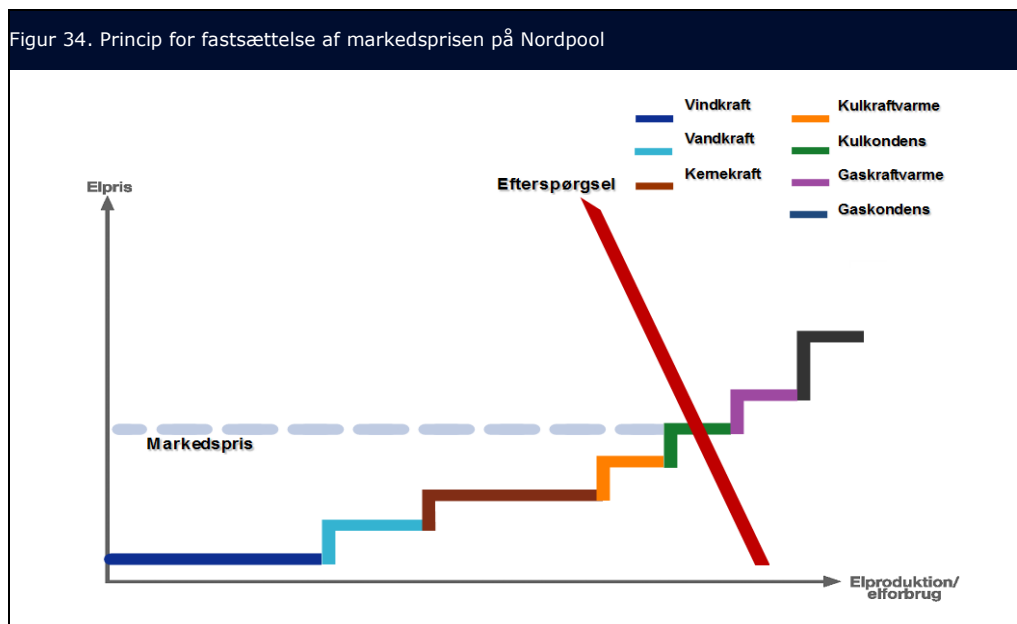
Boks 5. Elnettets aktører

- **Systemansvarlig:** Et systemansvarligt selskab er et uafhængigt selskab, der har ansvaret for elsystemets overordnede driftssikkerhed og varetager de offentlige forpligtelser, som elloven foreskriver. Energinet.dk, som er en selvstændig, offentlig virksomhed, er systemansvarlig i Danmark.
- **Balanceansvarlig:** Energinet.dk har det overordnede ansvar for at der er balance i det danske eltransmissionssystem.
- **Forbrugsbalance- og produktionsbalanceansvarlige virksomheder:** De lokale distributionselskaber. Som led i opgavens løsning forpligter en række aktører sig til at være i balance hver for sig – de balanceansvarlige aktører. Konkret indebærer dette, at balanceansvarlige aktører dagligt skal indsende en aktørplan til Energinet.dk, og efter driftsdøgnet bliver de afregnet for eventuelle ubalancer mellem aktørplan og konstateret driftstilstand.

Elsystemets funktion er afhængig af, at elmarkedet hele tiden balancerer inden for et snævert interval for ligevægten mellem forbrug og produktion. Tidligere, hvor de centrale kraftværker var altdominerende, var denne opgave relativt simpel, da det var et spørgsmål om at variere produktionen i forhold til forbruget og i forhold til eventuelle stød til udbudskurven, fx et havari eller lignende. I dag er elproduktionen på de fleksible værker langt mere fluktuerende, primært pga. udbygningen af vindmøller, hvormed opgaven er blevet mere kompliceret. Energinet.dk har som systemansvarlig ansvaret for balancen, og har derfor en række redskaber til sin rådighed for at opretholde balancen, nemlig spotmarkedet, regulerkraftmarkedet og balancemarkedet, der beskrives i de følgende afsnit.

8.4.1 Spotmarkedet

Det primære redskab er produktionsplanlægningen, som finder sted på baggrund af spotmarkedet. For den enkelte time i det kommende døgn indmelder forbrugssiden (de forbrugsbalanceansvarlige virksomheder) det ønskede forbrugsmix (antal MW og til hvilken pris) og producentsiden (de produktionsbalanceansvarlige) det ønskede produktionsmix (antal MW og til hvilken pris). I spotmarkedet (Nord Pool spot, der drives i fællesskab af de nordiske systemansvarlige) matches produktion og forbrug, og der udregnes en markedspris. Forskellige produktionsteknologier har forskellige omkostninger og produktionsstøtte, fx har vindmøller meget lave variable omkostninger, hvorfor vindmøller melder en meget lav pris ind. Omvendt har fx et oliefyret kraftværk meget høje omkostninger og melder derfor en høj pris ind. I praksis varierer omkostningerne også inden for hver teknologi, således at et gaskraftvarmeværk i visse tilfælde er billigere end et kulværk. Der opstår dermed en trappe-lignende udbudskurve for hver time i driftsdøgnet, jf. figur 34. Dér, hvor efterspørgselskurven skærer udbudskurven, fastsættes markedsprisen, hvortil al produktion afregnes.



Anm: Den relative placering mellem produktionsteknologierne kan variere fra time til time.

Produktionsplanlægningen giver Energinet.dk en forventet driftsplan at arbejde ud fra, som systemansvarlig. Driftsplanen kendes op til 36 timer før driftstimen.

8.4.2 Regulerkraftmarkedet

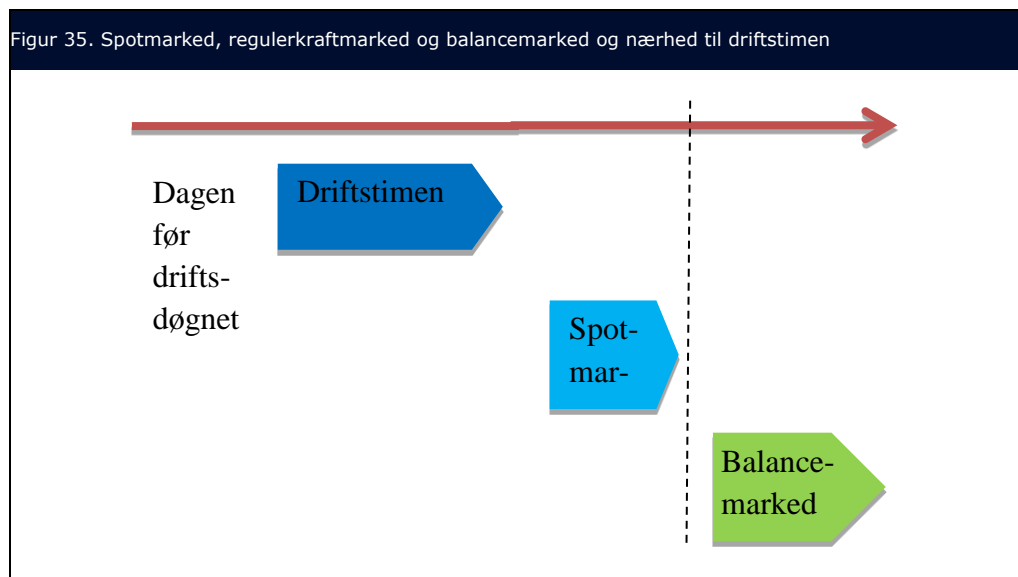
Et sekundært redskab findes i regulerkraftmarkedet, som kommer i spil, når driftstimen nærmer sig. Regulerkraft er bindende tilbud fra de balanceansvarlige om at øge eller sænke deres produktion eller deres forbrug sådan, at Energinet.dk kan sikre balancen, såfremt der forekommer afvigelser fra driftsplanen. Tilbuddene dækker såvel effekt (MW) som pris (DKK/MW). Reguler-

kraften kommer i funktion, fordi elproduktionen og elforbruget, der lå til grund for den forventede driftsplan, aldrig er fuldstændig identisk med den virkelige udvikling. Hvis det fx blæser mere i Danmark end forventet, vil der være øget produktion fra de danske vindmøller, hvormed der opstår et overskud af el. Energinet.dk må i dette tilfælde aktivere regulerkraftmarkedet for at skaffe nedregulering (enten lavere produktion eller øget forbrug her eller i udlandet), sådan at forbrug og produktion igen balancerer.

For at sikre tilstrækkeligt udbud på regulerkraftmarkedet indkøber Energinet.dk reserver, som herefter bydes ind på regulerkraftmarkedet. Ellers kan elsystemet risikere at være i en situation, hvor der ikke er nok bud i regulerkraftmarkedet til at dække udfald fra de største elproducerende værker. Der skal altså være reservekapacitet nok til at dække et stort kapacitetsudfald. Reserverne inddeles i hurtige og langsomme reserver. De hurtigste skal kunne aktiveres inden for få sekunder, imens de langsomste skal kunne aktiveres inden for mellem 15 minutter og 90 minutter.

8.4.3 Balancemarkedet

Kilden til ubalancerne, der udlignes i regulerkraftmarkedet, opgøres efter driftsdøgnet og afregnes i det såkaldte balancemarked. Forbruget ved nogle balanceansvarlige vil ikke ramme deres indmeldte forbrug, imens andres produktion vil afvige fra deres indmeldte bud. Alle ubalancer for den enkelte aktør i forhold til produktionsplanen afregnes i balancemarkedet.



8.5 Hvor sælger vindmølleejere strømmen?

Vindmøller, hvis støtteperiode endnu ikke er udløbet, vil typisk sælge strømmen på spotmarkedet og modtage spotmarkedsprisen i kombination med pristillægget til landvindmøller. Vindmøller har kortsigtet marginale produktionsomkostninger tæt på nul kroner. Dermed vil de altid producere, hvis markeds-

prisen er over nul. Idet der pt. ikke er restriktioner for hvornår pristillægget kan udbetales, har støtteberettigede vindmøller umiddelbart også et incitament til at producere, når markedsprisen er negativ. Om møllen producerer strøm, når markedsprisen er negativ, afhænger selvfølgelig af mølle ejerens præference mellem at få en lille indtægt i dag eller en større indtægt i fremtiden, hvor elprisen er højere. Den samlede mængde støttede kWh ligger fast, så møllejeren kan vælge at slukke for møllen, når elprisen er negativ i forventning om, at elprisen bliver højere senere, og dermed vil møllejeren få en større indtægt.

Vindmøller, hvis støtteperiode er udløbet, sælger også strømmen på spotmarkedet, men de er følsomme over for markedspriser, og de vil i perioder, hvor priserne er mere favorable på regulerkraftmarkedet, byde ind på disse markeder frem for på spotmarkedet. I tilfælde med negative priser på spotmarkedet vil de stoppe produktionen. I fremtiden vil det stigende antal vindmøller uden støtte opfylde en vigtigere rolle i at bidrage til at opretholde balance i systemet, ved at byde ind på flere markeder frem for kun at levere aktiv energi på spotmarkedet, men jf. at de kortsigtede marginalomkostninger er lave, vil vindmøller sjældent være konkurrencedygtige på regulerkraftmarkedet andet end ved meget lave elpriser.

8.6 Hvilken pris kan vindkræftelektriciteten sælges til?

Det er Energinet.dk's erfaring, at vindmøller får en gennemsnitlig afregningspris, der er ca. 10 pct. lavere end den gennemsnitlige spotpris. I år 2013 var den aktuelle forskel 13 pct. i gennemsnit. Den lavere afregningspris skyldes, at vindkraft sænker prisen på spotmarkedet. Det betyder, at når der er meget vindkraft på markedet, er prisen lavere end perioder, hvor vindkraftproduktionen er lav. Det giver en lavere gennemsnitlig afregningspris for vindkraftproducenter end for markedet som helhed.

9 Bilag: Støtteregler for landvindmøller

Tabel 39 viser de gældende støttesatser til elproduktion fra landvindmøller, mens tabel 40 viser de støtteordninger, der har været gældende tidligere, men ikke kan benyttes for landvindmøller, der opstilles i dag. Udviklingen i støtten og de mange forskellige støtteordninger afspejler, at støtten er søgt tilpasset med teknologiuudviklingen og de politiske ambitioner ad flere omgange.

Tabel 39. Gældende tilskudssatser til elproduktion fra landvindmøller

NYE VINDMØLLER	Pristillæg	Pristillæg + loft ¹⁾	Afregningspris	Regulering/udløb af tilskud
	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	
Vindmøller på land nettilsluttet fra 1. januar 2014 samt havvindmøller hvor der er ansøgt om forundersøgelsestilladelse efter den 15. juni 2013.	1,8 (bal.) ²⁾	tillæg: 25, loft: 58		Udløb efter summen af en elproduktion i 6.600 fuldlasttimer og en elproduktion på 5,6 MWh per m2 rotorareal.

1) I kolonnen er anført både størrelsen af pristillægget, og det loft, som markedspris + tillæg ikke må overstige. Hvis eksempelvis tillægget er på 25 øre/kWh og loftet er på 58 øre/kWh, reduceres tillægget hvis markedsprisen på el overstiger 33 øre/kWh og bortfalder helt, hvis markedsprisen på el bliver 58 øre/kWh eller derover.

2) Balanceringsgodtgørelsen ydes i hele møllens levetid.

I tabel 40 er kun medtaget støtteordninger, hvor der stadig udbetales støtte til landvindmøller, der er i drift i dag. For vindmøller gælder, at støtten primært afhænger af, hvornår møllen er nettilsluttet, og hvor gammel den er.

Tabel 40. Tilskudssatser til elproduktion fra eksisterende landvindmøller opført før 2014

EKSISTERENDE LAND-VINDMØLLER (Tidspunkt for nettilslutning)	Pristillæg (Øre/kWh)	Pristillæg + loft ¹⁾ (Øre/kWh)	Afregningspris (Øre/kWh)	Regulering/udløb af tilskud
21. februar 2008 - 31. december 2013	25 + 1,8 (bal.) ²⁾			Udløb efter 22.000 fuldlasttimer
1. januar 2005 - 20. februar 2008	10 + 1,8 (bal.) ²⁾			Tidsbegrænset til 20 år
2003 – 2004	1,8 (bal.) ²⁾	tillæg: 10 loft: 36		Tidsbegrænset til 20 år
2000 – 2002				
- Op til 22.000 fuldlasttimer	1,8 (bal.) ²⁾			Afregningspris gives for de første 22.000 fuldlasttimer.
- Efter 22.000 fuldlasttimer	1,8 (bal.) ²⁾	tillæg: 10 loft: 36		Pristillæg + loft gives efter 22.000 fuldlasttimer og indtil møllen er 20 år.

1) I kolonnen er anført både størrelsen af pristillægget, og det loft, som markedspris + tillæg ikke må overstige. Hvis eksempelvis tillægget er på 25 øre/kWh og loftet er på 58 øre/kWh, reduceres tillægget hvis markedsprisen på el overstiger 33 øre/kWh og bortfalder helt, hvis markedsprisen på el bliver 58 øre/kWh eller derover.

2) Balanceringsgodtgørelsen ydes i 20 år.

For de møller hvor anlægsejerne ikke selv skal afsætte elproduktionen på markedsvilkår, sælger Energinet.dk elproduktionen på spotmarkedet. Det drejer sig primært om produktionen fra de ældre møller.

For møller hvor anlægsejerne selv skal afsætte elproduktionen på markedet og afholde omkostningerne herved, får anlægsejerne i de fleste tilfælde en godtgørelse for disse såkaldte balanceringsomkostninger på 1,8 øre/kWh, som ydes i 20 år. Denne godtgørelse er anført særskilt i tabel 39 og tabel 40 i kolonnen ”pristillæg”. Dette tillæg er aftalt reduceret fra 2,3 til 1,8 øre/kWh fra 1. januar 2016.

De forskellige tilskudsregler er vanskelige at sammenligne over tid, da stukturen i tilskuddene ændres sammen med satserne.

I midten af 1990’erne var støtten til landvindmøller 27 øre/kWh nominelt. Det svarer herved 40 øre/kWh i dagens prisniveau. Udbygningen tog fart fra midten af 1990’erne selv om støttesatsen var uændret. Men renten faldt.

I de sidste år af 90’erne og begyndelsen af 00’erne blev støtten i flere omgange sat ned til ca. 12 øre/kWh nominelt eller ca. 15 øre/kWh i dagens priser i begyndelsen og ca. 14 øre/kWh i 2008.

Fra februar 2008 blev støtten sat op til nominelt 15-16 øre/kWh for de forventede mølletyper (med fx 2000-2500 fuldlasttimer). I dagens priser blev støtten da ca. 17 øre/kWh. De møller der blev sat op var, jf. figur 30, dog væsentligt mere effektive end de møller, der var opsat i begyndelsen af 1990’erne. Så den reelle forhøjelse var beskednen – måske 1 øre/kWh.

Siden begyndelsen af 2008 har tilskuddet været stort set uændret på nominelt herved 13 øre/kWh. De 13 øre/kWh i 2008 svarede til ca. godt 14 øre/kWh i dagens priser.

Ser man på udbygningstakten, skete udbygningen, jf. figur 25 og figur 26, i slutningen og begyndelsen af 00’erne på trods af vigende tilskud, men dog i lyset af den faldende rente. Udbygningen fra 2008 er delvist hjulpet på vej af lidt større tilskud, lavere rente, mere effektive vindmøller og højere markedspriser for el. Udbygningen er i 2014 væsentlig lavere end i de foregående år.

10 Bilag: Levetid for vindmøller og skrotningsordninger

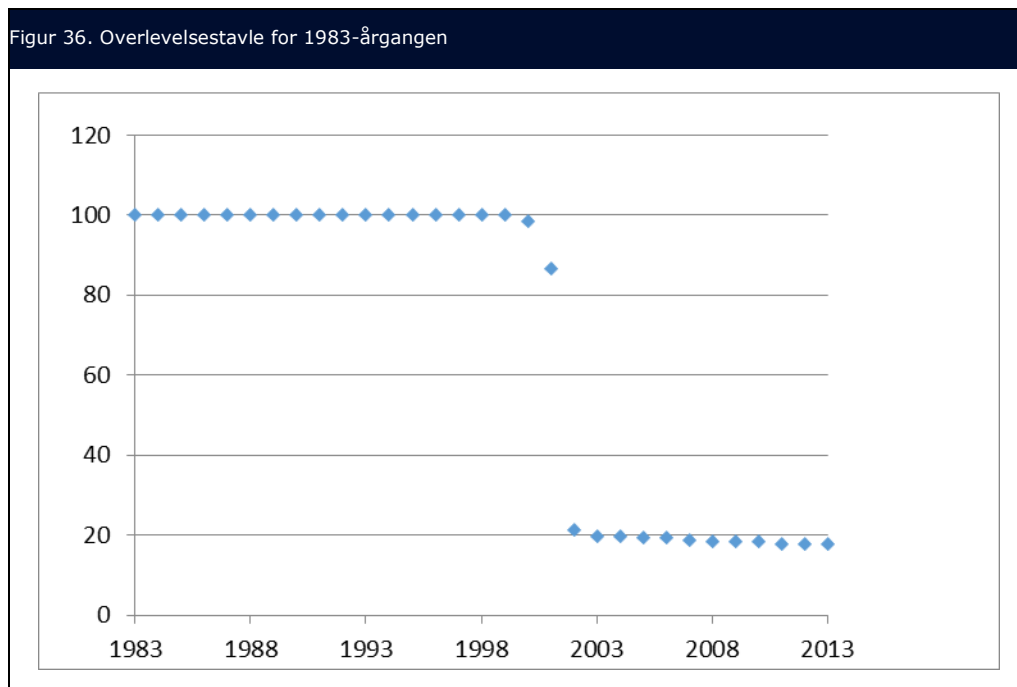
Såfremt vindmøller er lig andre mekaniske aktiver, hvis levetid kan forlænges ved reparationer, vil levetiden afhænge af størrelsen af investeringstilskud, jf. afsnit 5.4 herom. Her argumenteres der for, at den nuværende støtte på 25 øre/kWh op til et vist loft har samme virkning som et investeringstilskud, og at størrelsesordenen er, at det reducerer levetiden med godt 20 pct. for givne møller, og længere endnu hvis man tager hensyn til, at holdbarheden for nye møller reduceres, hvis skrotning alligevel planlægges tidligere.

Man kan imidlertid ikke udelukke, at vindmøller repareres løbende, men opgives ved større uheld, hvor det aldrig kan betale sig at reparere møllen. Er dette tilfældet vil investeringstilskud ikke i større omfang påvirke levetiden. Spørgsmålet kan forsøges besvaret ved at se på erfaringer for danske møller i det såkaldte stamregister.

Der er valgt at se på årgangene 1983, 1988, 1993 og 1998.

10.1 Årgang 1983

I 1983 blev der opstillet 75 møller med i alt 3,7 MW effekt. Overlevelsestavlen for 1983 årgangen er vist i figur 36 nedenfor.

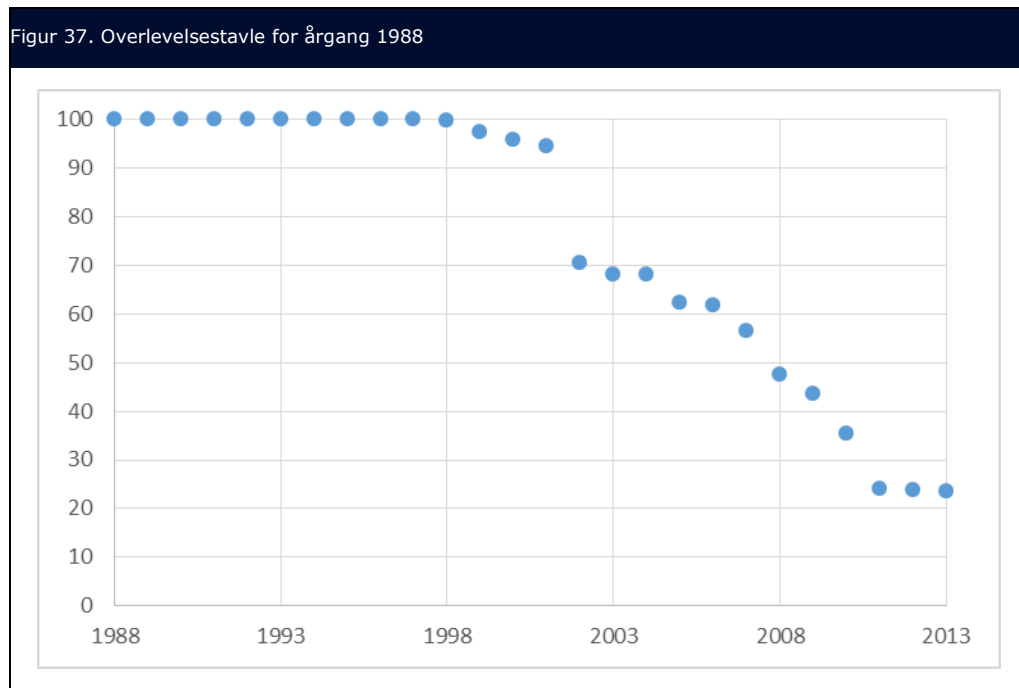


Det ses, at stort set alle møllerne overlevede de første 15 år, men at ca. $\frac{3}{4}$ blev skrottet, da møllerne var knap 20 år. De resterende 20 pct., der overlevede skrotningerne i 2002, har stort set overlevet til 2013, hvor knap 20 pct. af den installerede effekt stadig er tilsluttet.

Det store antal skrotninger i 2002 skyldes skrotningsordningen i 2001-2003. Den gennemsnitlige levetid for alle møller fra årgang 1983, inklusiv de skrottede møller, er på ca. 21 år. Overlever de resterende 20 pct. yderligere 5 år i gennemsnit vil den gennemsnitlige levealder for årgang 1983, inklusiv de skrottede møller, blive 22 år.

10.2 Årgang 1988

I 1988 blev der opstillet 533 møller med en samlet effekt på 78,5 MW. Overlevelsestavlen er vist i figur 37 nedenfor.

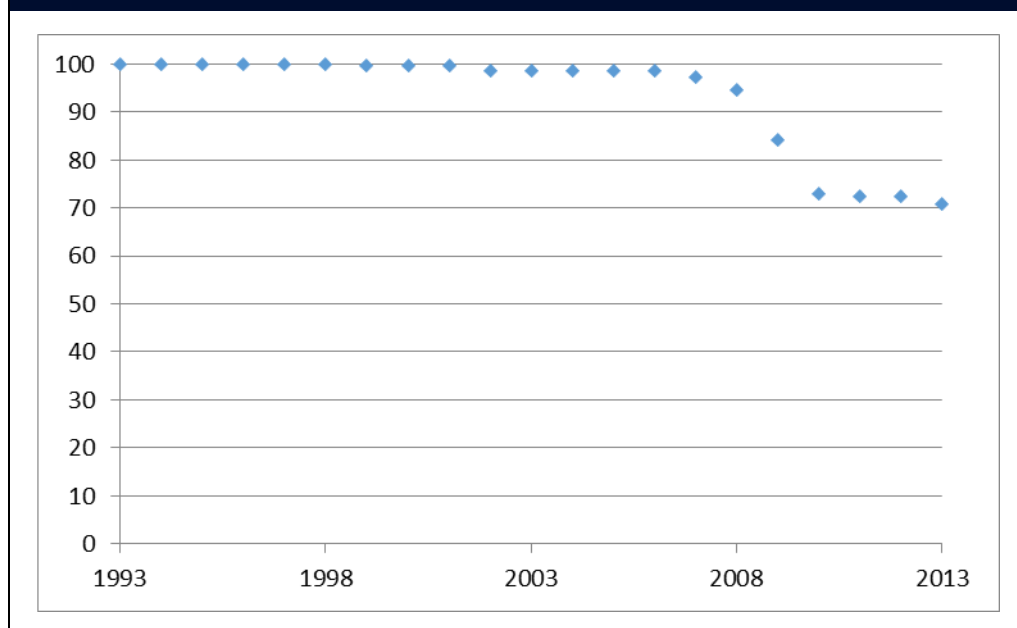


Det ses, at stort set alle møllerne overlevede de første 10 år. Ca. 25 pct. af årgangen blev opgivet i 2002, formentlig pga. skrotningsordningen i 2001-2003, hvor møllerne var 14 år. Herefter er ca. 5 procentpoint årligt opgivet i møllernes 15. til 25. år. Der er næsten ikke skrottet møller i 2012 og 2013. I gennemsnit har årgang 1988 haft en levetid på ca. 20 år, inklusiv de skrottede møller.

10.3 Årgang 1993

I 1993 blev der opstillet 130 møller med samlet kapacitet på ca. 32,15 MW. Overlevelsestavlen er vist i følgende figur 38.

Figur 38. Overlevelsestavle for årgang 1993

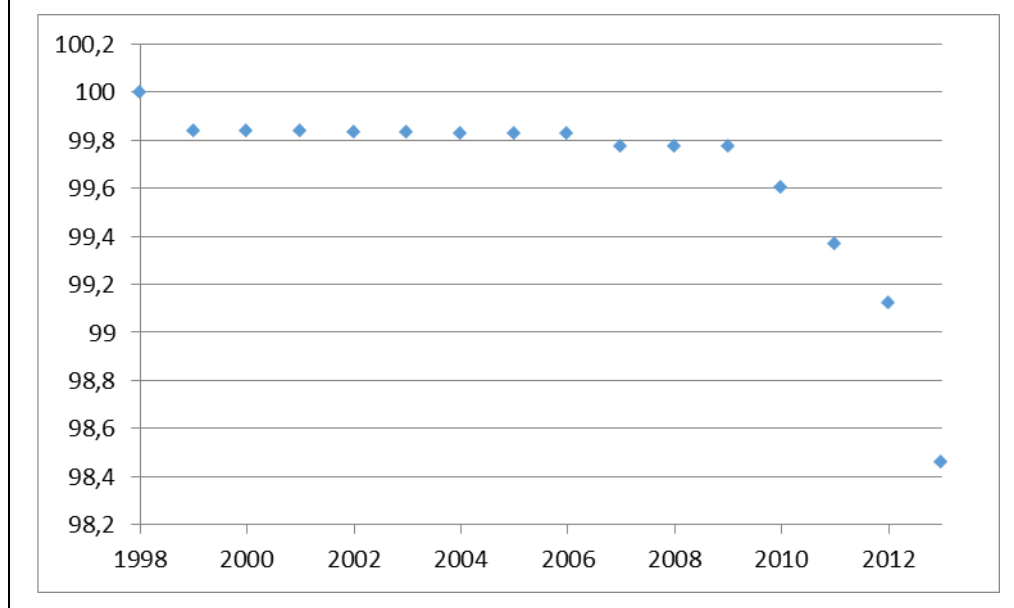


Det ses, at stort set alle møller fra årgang 1993 overlevede frem til 2008. I 2009 og 2010 blev der hvert år opgivet godt 10 pct. af bestanden. Efter 2010 er der alene i alt ca. 2 pct. point af bestanden, der er skrottet. Der er således udsigt til, at møllerne fra årgang 1993 vil blive væsentlig ældre end 20 år i gennemsnit.

10.4 Årgang 1998

Der blev opført 494 møller med 315,3 MW i 1998. Heraf er ca. 98,5 pct. fortsat tilsluttet i 2013, 15 år efter, jf. figur 39. Det bemærkes, at der er få møller, der allerede nedtages efter kort tid herunder inden for et år.

Figur 39. Overlevelsestavle for årgang 1998



10.5 Alle årgange

Det ses, at nedtagningen er ganske uregelmæssig og for de ældre årgange koncentreret i år 2002. For de yngre årgange 1993 og især 1998 har skrotningerne endnu ikke for alvor taget fat. De uregelmæssige skrotninger skal som nævnt ses i sammenhæng med de såkaldte nedtagningsordninger eller skrotningsordninger, jf. afsnit 4.3 på side 67.

I 2002 var der en ordning, hvor det gjaldt, at nedtog man 10 møller á 100 kW = 1 MW kunne man få et ekstra tilskud på ca. 2 mio. kr./MW for op til 3 MW nye møller. For hver MW der blev skrottet, ville man miste en nettoindtægt på 0,25-0,5 mio. kr. per år, før møllen egentligt var udtjent.

Skrotningsordningen havde således en markant virkning på levealderen for de eksisterende møller.

Nedenstående tabel, der er baseret på Energistyrelsens stamdataregister, illustrerer den gennemsnitlige levealder indtil nu for alle vindmølleårgange. Der ses også her en sammenhæng med skrotningsordningerne, særligt ordningen 2001-2003 har haft en effekt på årgange opført midt i 80'erne, hvor møllerne i gennemsnit er blevet under 20 år.

Det skal understreges, at den angivne gennemsnitlige levealder er et minimum under forudsætning af, at alle de ældre møller, der fortsat eksisterede ved tilblivelsen af Tabel 41, skrottes umiddelbart derefter. I praksis vil mange møller kunne fortsætte med at producere flere år endnu, hvilket vil øge den gennem-

snitlige levealder. Det er oplagt tilfældet for møllerne af yngre årgange. Tabellen illustrerer at den ofte angivne levealder på 20 år, snarere er en beregningsforudsætning end en realitet.

Tabel 41. Gennemsnitlig levealder for alle vindmølleårgange

Opførelsesår	Gns. Levealder
1977	25,00
1978	26,82
1979	27,50
1980	24,84
1981	23,92
1982	22,81
1983	21,40
1984	19,73
1985	17,78
1986	17,48
1987	16,90
1988	19,62
1989	20,66
1990	19,92
1991	20,49
1992	19,84
1993	20,96
1994	19,31
1995	19,19
1996	17,77
1997	17,04
1998	16,68
1999	14,88
2000	13,95
2001	13,00
2002	11,84
2003	10,65
2004	8,75
2005	9,00
2006	8,50
2007	6,69
2008	5,81
2009	5,00
2010	4,03
2011	2,97
2012	2,04
2013	1,02
2014	0,01
2015	0,00

Kilde: Energistyrelsens stamdataregister.

Anm.: Opgørelsen inkluderer de møller der er nedtaget ifm. skrottingsordningerne.

11 Bilag: Indpasning af vindmøller i elsystemet

Det danske elmarked er opdelt i to: Vest (vest for Storebælt) og Øst (øst for Storebælt). Hovedtallene for 2013 præsenteres i tabel 42 og tabel 43:

Tabel 42. Hovedtal for elmarkedet i Østdanmark i 2013

	Mia. kWh	MW i gennemsnit	Øre/kWh
Centrale værker	6	690	30,6
Decentrale værker	1,4	160	31,8
Vindmøller	2,4	280	26,5
Solceller	0	0	22,4
Forbrug	-13,5	-1.540	30,5
Netto eksport	-3,7	-410	32,3
Uvægtet elpris	-	-	29,5

Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

Tabel 43. Hovedtal for elmarked i Vestdanmark i 2013

	Mia. kWh	MW i gennemsnit	Øre/kWh*
Centrale værker	10,5	1.200	30
Decentrale værker	3,4	390	31,1
Vindmøller	8,7	990	24,7
Solceller	0	0	22,2
Forbrug	-20	-2.290	29,2
Netto eksport	2,6	290	19,7
Uvægtet elpris	-	-	28,3

* Den 7. juni 2013 var der 5 timer, hvor prisen var over 14 kr./kWh. Korrigeres der herfor ved at antage, at prisen under normale forhold ville have været 40 øre/kWh, får man de vægtede priser i denne søjle. Nettoeksport omfatter også udveksling over Storebælt. Det gælder for hele landet, at centrale værker fremstiller ca. 50 pct. af elforbruget, decentrale ca. 14 pct. og vindmøller ca. 33 pct., mens nettoimporten udgør ca. 3 pct.

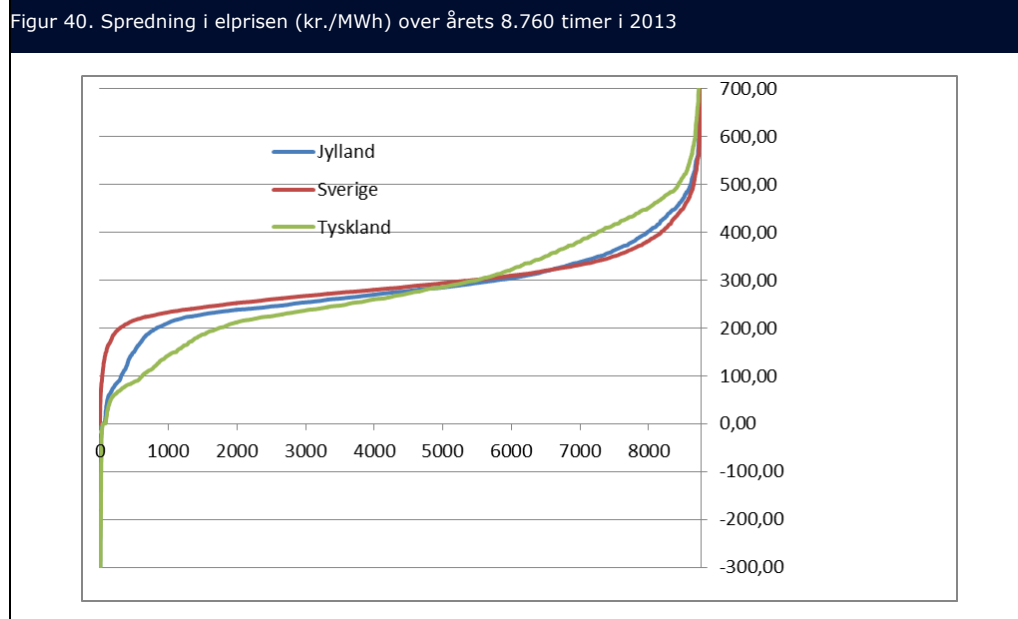
Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

Vindmøllerne producerede i 2013 ca. 18 pct. af elforbruget i Østdanmark og ca. 44 pct. af forbruget i Vestdanmark. 78 pct. af el fra vindmøller blev produceret i Vestdanmark. En uforholdsmæssig stor del af vindmøllerne producerer således i Vestdanmark. Derfor vil kommentarer og beregninger i det følgende være koncentreret om Vestdanmark.

Den uvægtede, gennemsnitlige elpris var 29,1 øre/kWh, mens medianprisen var 27,6 øre/kWh. Korrigerer man for de 5 timer med priser over 14 kr./kWh, bliver den uvægtede gennemsnitspris på 28,3 øre/kWh. Nedenfor tages der udgangspunkt i de korrigerede priser.

Vægtet efter produktion kunne de centrale elværker få 30,0 øre/kWh eller 1,7 øre/kWh over den uvægtede pris. Decentrale værker fik 31,1 øre/kWh eller 2,8 øre/kWh over den uvægtede pris, mens vindmøller fik 24,7 øre/kWh eller 3,6 øre/kWh under den uvægtede pris. Bruttoforbruget kostede ca. 29,2 øre/kWh altså 0,9 øre/kWh over den uvægtede pris.

I figur 40 er elpriserne for årets 8.760 timer i hhv. Jylland (Vestdanmark), Sverige og Tyskland rangordnet, således figuren viser spredningen i elprisen. Priserne er i kr./MWh, hvor 300 kr./MWh = 30 øre/kWh.



Det ses af figuren, at den mindste spredning er i Sverige, og den største er i Tyskland. Jylland har en klart mindre spredning end i Tyskland, men lidt mere end i Sverige, særligt ved lave priser. Den uvægtede pris var 28,3 øre/kWh i Jylland, 29,4 øre/kWh i Sverige og 28,2 øre/kWh i Tyskland.

Den svenske og norske prisspredning er traditionelt lav på grund af vandkraft. Det anføres ofte, at man med mange vindmøller kan forvente større prisspredning. Vestdanmark har mange vindmøller, men en prisspredning, der er mindre end i Tyskland. Det skyldes, at Vestdanmark er forbundet med Norge og Sverige, der med vandkraft er gode til at udglatte kortvarige prissvingninger.

Prisspredningen for Jylland i 2013 er vist i Tabel 44.

Tabel 44. Fordeling af markedspriser i Vestdanmark i 2013

Pris øre/kWh	Timer	Pct.
Negativ og 0	41	0,5
0-5	63	0,7
05-10	209	2,4
01-10	187	2,1
15-20	326	3,7
20-25	1966	22,4
25-30	2992	34,2
30-35	1502	17,1
35-40	689	7,9
40-45	408	4,7
45-50	225	2,6
50-55	78	0,9
55-60	42	0,5
60- Inklusive de 5 timer	32	0,4

Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger.

I 51,3 pct. af tiden var elprisen mellem 25 og 30 øre/kWh, i 31,8 pct. under 25 øre/kWh og i 17 pct. var prisen over 35 øre/kWh.

Vestdanmark er forbundet med Norge, Sverige, Østdanmark og Tyskland. Når der er ledig kapacitet i ledningerne, bliver prisen den samme som i naboområdet. I følgende tabel vises det, hvor stor en del af tiden, den vstdanske pris var under, lig med eller over priser i naboområdet, og hvad priserne i så fald er.

Tabel 45. Andel af tiden, hvor vstdansk pris er under, lig med eller over priser i naboområdet, samt hvad prisen da er i vægtet gennemsnit for centrale værker, decentrale værker, vindmøller og forbrugere.

		Dansk pris under	Dansk pris lig med	Dansk pris over
Vestdanmark – Norge	Pct.	30,3	39,8	29,9
Central	Øre/kWh	24,5	29,6	35,5
Decentral	Øre/kWh	23,8	30,9	36,5
Vindmøller	Øre/kWh	19,1	26,9	32,5
Forbrugere	Øre/kWh	22,4	28,9	35,2
Vestdanmark – Sverige	Pct.	31,2	58	10,8
Central	Øre/kWh	24,4	31	37,6
Decentral	Øre/kWh	24	32,3	38,3
Vindmøller	Øre/kWh	20,2	27,9	34,9
Forbrugere	Øre/kWh	23	30,6	37,6
Vestdanmark – Østdanmark	Pct.	26,1	71,8	2,1
Vestdanmark – Tyskland	Pct.	26,2	42,1	31,7
Central	Øre/kWh	30,9	30,2	28,8
Decentral	Øre/kWh	31,9	31,4	29,5
Vindmøller	Øre/kWh	27,4	22,4	25,8
Forbrugere	Øre/kWh	30,3	29	28,1
Vestdanmark lig med Norge eller Sverige eller begge	Pct.		65,3	
Vestdanmark lig med mindst et udland	Pct.		88,3	
Central	Øre/kWh		30	
Decentral	Øre/kWh		31,1	
Vindmøller	Øre/kWh		24,8	
Forbrugere	Øre/kWh		29,3	
Vestdanmark har pris der er forskellig fra alle udlande	Pct.		11,7	
Central	Øre/kWh		29,8	
Decentral	Øre/kWh		30,8	
Vindmøller	Øre/kWh		23,9	
Forbrugere	Øre/kWh		28,9	

Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

I ca. 40 pct. af tiden er den vstdanske spotpris identisk med den norske pris, mens den er lig den svenske i 58 pct. af tiden. Den norske og svenske pris er dog ofte identisk. Det gælder derfor, at den vstdanske pris er identisk med den norske eller svenske (eller begge) i ca. 65 pct. af tiden. Den vstdanske pris er lig den tyske pris i ca. 42 pct. af tiden. Igen er den tyske pris i en del tilfælde identisk med enten den svenske og/eller den norske pris. Derfor gælder, at den vstdanske pris er identisk med en udenlandsk pris i omkring 88 pct. af tiden. Det er i overensstemmelse med tidligere erfaringer, hvor der er regnet med 85 pct. af tiden.

Prismæssigt er Danmark således en blanding af først og fremmest Norden (inklusive Danmark) og dernæst Slesvig-Holsten/Kontinentet (inklusive Danmark).

I forhold til Tyskland vil den danske elpris være højere fortrinsvis på grund af særligt lave tyske priser. Og omvendt.

Det ses derudover af tabel 45, at strukturen i den vægtede pris går igen. De centrale værker er bedst i stand til at justere produktionen til høje priser, mens de centrale værker i et vist omfang kan justere produktion efter høje priser. Da centrale værker producerer væsentligt mere, har de mindre mulighed for at få højere pris end gennemsnittet. Desuden ses det, at forbrugerne bruger el på tidspunkter, hvor det i gennemsnit er 0,9 øre/kWh dyrere end den uvægtede gennemsnitlige markedspris.

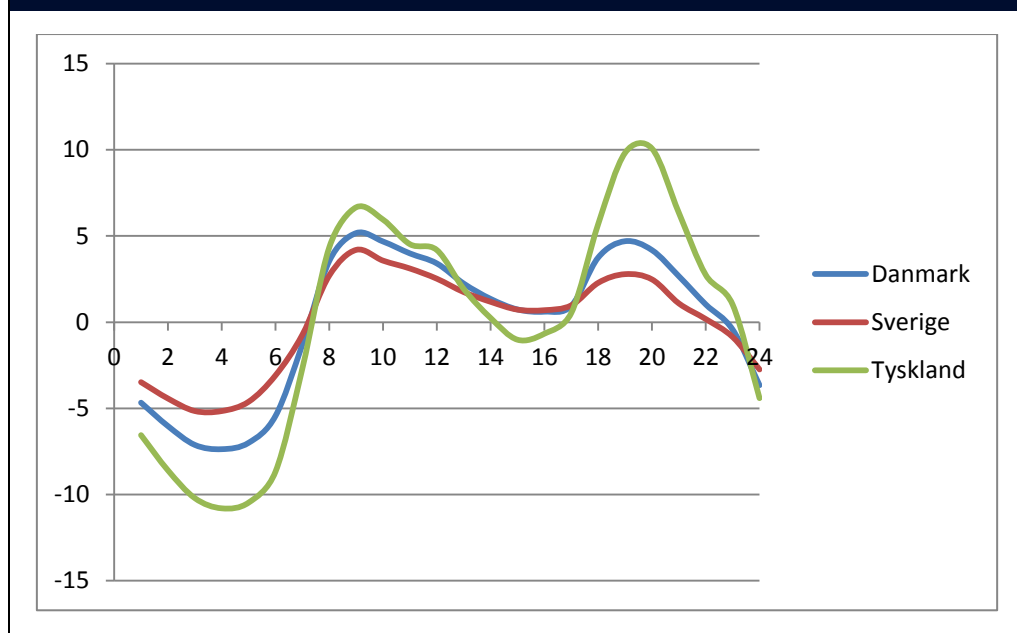
Vindmøllerne sælger til betragtelig lavere priser, end dem forbrugerne betaler for markedsel. I gennemsnit får vindmøllerne ca. 3,6 øre/kWh lavere pris end den uvægtede markedspris og 4,5 øre lavere end den vægtede forbrugerpris. Det er særligt i de timer, hvor den vstdanske pris er lig den tyske pris, at der er stor ulempe for vindmøllerne. Her er møllernes prisdifferens 6,6 øre/kWh. Det kan sammenlignes med de timer, hvor Vestdanmark har sin helt egen pris. Her er forskellen kun 6 øre/kWh. Når prisen er identisk med norsk pris er ulempen for vindmøllerne ca. 2 øre/kWh, mens ulempen er 2,7 øre/kWh, når dansk og svensk pris er ens.

De særligt lave elpriser for el fra vindmøller skyldes derfor ikke kun, at danske møller trykker prisen, men at danske møller en stor del af tiden producerer samtidigt med Nordtyske møller (og østdanske møller), således at de sammen trykker prisen i området.

11.1 Prisspredning over døgnets timer

Prisspredningen over døgnets timer er forskellig i Vestdanmark, Tyskland og Sverige. Det er illustreret i figur 41:

Figur 41. Prisforskel (øre/kWh) i forhold til gennemsnit i døgnets forskellige timer i 2013



Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

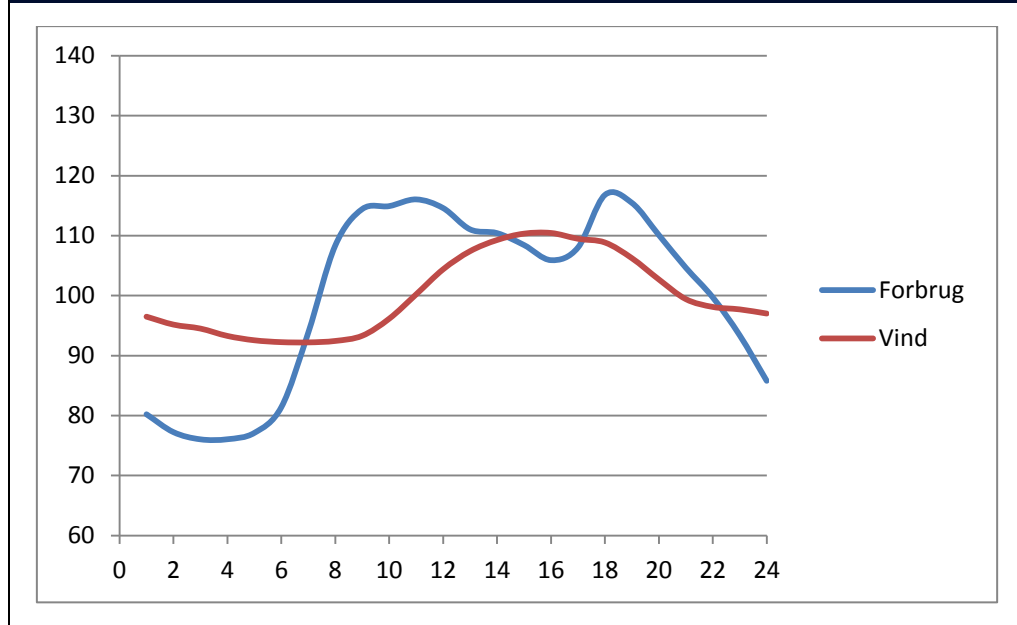
Den største prisspredning er i Tyskland, hvor priserne i gennemsnit er omkring 10 øre/kWh højere end gennemsnittet om aftenen fra kl. 19 til kl. 21 og godt 5 øre/kWh højere end gennemsnittet om morgenen, men omkring 10 øre/kWh lavere end gennemsnittet fra kl. 2 til kl. 7.

I de 14 timer, hvor elprisen er over gennemsnittet, er prisen 4,6 øre/kWh over, og i de andre 9 timer er den 6,4 øre/kWh under. Fra omkring kl. 13 og nogle timer frem har tyskerne forholdsvis lave priser, hvilket især skyldes solkraft. Den tyske prisstruktur smitter delvist af på prisstrukturen i Danmark og i mindre grad på prisstrukturen i Norden. I Danmark er elpriserne ca. 2,9 øre/kWh højere end gennemsnittet fra kl. 8 til kl. 22, men ca. 4,7 øre/kWh lavere end gennemsnittet fra kl. 22 til kl. 8.

I Sverige er prisspredningen endnu mindre. Fra kl. 8 til kl. 22 er prisen ca. 2 øre/kWh over gennemsnittet, mens den er 3,3 øre/kWh lavere end gennemsnittet fra kl. 22 til kl. 8 næste morgen. Norske og svenske ejere af vandkraftværker med magasin vil kunne indrette produktion således, at de producerer, når prisen er højere end forventet og begrænser produktion, når prisen er lavere end forventet. Man kunne derfor forvente en endnu mere stabil norsk/svensk pris, dog med det forbehold at en del vandkraftværker ikke har et større magasin, mens andre vandkraftværker er så store, at de måske har en vis markedsmagt.

I figur 42 ses spredningen i forbruget og vindkraftproduktionen. Spredningen kan benyttes til at finde ud af, om de forholdsvis lave priser for el fra vindmølle, skyldes at det produceres om natten, hvor forbruget er lavt mv.

Figur 42. Spredning i forbrug og vindkraftproduktion over døgnet timer, i forhold til gennemsnit per time - indeks 100



Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

Forbruget er omkring 20 pct. under gennemsnittet fra kl. 22 til kl. 8, men godt 10 pct. over gennemsnittet fra kl. 8 til kl. 22. Vindkraftproduktionen er omkring 5 pct. mindre end gennemsnittet fra kl. 21 til kl. 11, men hen ved 10 pct. højere fra kl. 11 til kl. 21.

Man kan jf. figur 41 beregne den gennemsnitlige markedspris i de forskellige timer. Multipliseres med vindmølleproduktionen fås en særligt vægtet forbrugerpris på ca. 28,9 øre/kWh, mens den vægtede vindmøllepris bliver ca. 28,4 øre/kWh.

Det er således ikke fordi, vindmøllernes produktion ikke passer til forbruget i døgnet 24 timer, at vindmølle-el er billigere end forbruger-el. Det kan kun forklare 0,5 øre/kWh af forskellen på 4,5 øre/kWh. Det gælder yderligere, at forbruget er større om vinteren end om sommeren. Det samme er vindkraftproduktionen.

De forholdsvis lave priser skyldes, at vindkraften svinger meget kraftigt, men tilfældigt, i flere dimensioner. I visse tilfælde er der store ændringer fra time til time. I andre tilfælde er der stor forskel, når man sammenligner en vindstille dag/uge/måned med en blæsende periode. I 2013 var forholdene som vist i tabel 46:

Tabel 46. Fordeling af vindmølleproduktion på deciler (2013)

Decil (sorteret efter produktions effekt)	Gennemsnitlig effekt i produktion (MW)	Andel af produktion	Andel af produktion akkumuleret	Gennemsnits spotpris
1	0-127	0,7	0,7	33,4
2	127-256	1,9	2,6	32,8
3	256-398	3,3	5,9	31,4
4	398-562	4,8	10,7	30,5
5	562-761	6,7	17,4	29,5
6	761-1.006	8,8	26,2	29
7	1.006-1.339	11,8	38	27,8
8	1.339-1.733	15,4	53,4	26,1
9	1.733-2.244	20	73,4	23
10	2.249-3.339	26,6	100	18,9

Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

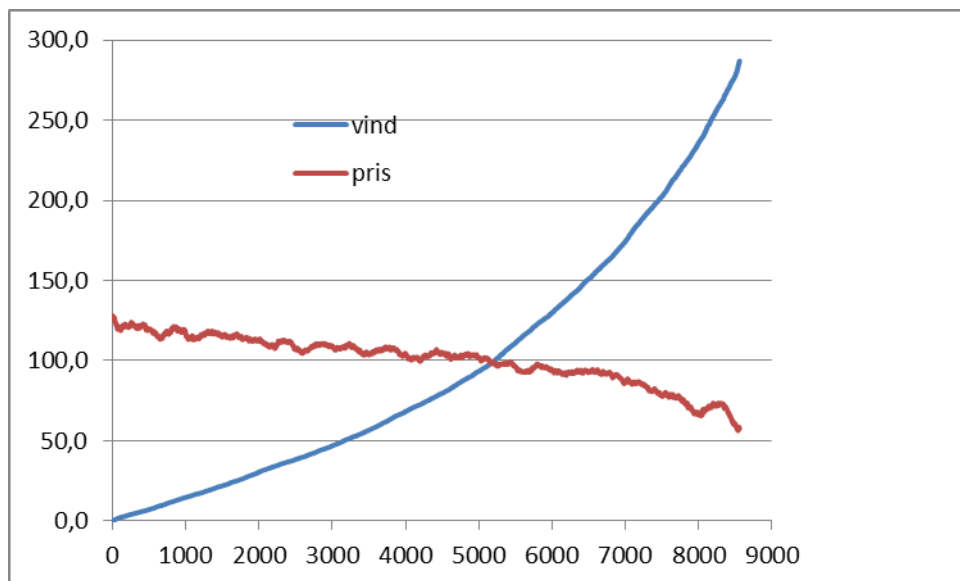
Anm.: 1. decil er de 10 pct. af timerne, hvor vindmøllerne producerer mindst, mens 10. decil er de 10 pct. af tiden hvor vindmøllerne producerer mest.

Produktionen af vindmølle-el er koncentreret i forholdsvis få timer. Omkring halvdelen af produktionen finder sted i de godt 20 pct. af timerne, hvor det blæser stærkest. Den typiske vind i Danmark er stille eller svag vind, hvor der ikke er produktion. Hvis vindkraft bliver udbygget, så det i gennemsnit dækker 100 pct. af forbruget, vil vindkraften i de 20 pct. af tiden, hvor det blæser mindst være i stand til at dække 6 pct. af forbruget, mens vindkraften i de 10 pct., hvor det blæser mest, kan dække forbruget 2,5-4 gange.

I praksis vil det være vanskeligt at forestille sig, at man i sådanne tilfældige timer eller uger kan øge det danske elforbrug med 150-300 pct. Dansk fjernvarmeforbrug er af samme størrelse som elforbruget. Selv om man måtte fremstille al fjernvarme ved elpatroner, når det blæste mest, ville der stadig være el tilovers. Den helt overvejende kilde til at bruge eller lagre vind-el, når det blæser mest, er derfor udbygning af kabler til udlandet. Det er især i de timer, hvor vindmøllerne producerer mest, at prisen trykkes. I gennemsnit modtog vindmøllerne i Vestdanmark 24,7 øre/kWh. Men i de 10 pct. af tiden, hvor møllerne producerer mest opnås en pris på 18,9 øre/kWh, mens de modtog 33,4 øre/kWh i de 10 pct. af tiden, hvor møllerne producerer mindst.

I figur 43 vises denne sammenhæng. Timerne er rangordnet efter, hvor stor vindkraftproduktionen er. For de 200 timer, hvor produktionen var mindst, er gennemsnitsprisen herefter fundet. Tilsvarende er rangordenen foretaget, når man ser bort fra den time med mindst produktion, den time med næstmindst produktion etc.

Figur 43. Sammenhæng mellem vindmølle-elproduktion og elpris. Gennemsnitlig elpris og produktion = indeks 100



Anm.: Vindmølle-elproduktionen i årets timer er rangordnet efter produktion i glidende gennemsnit over 200 timer. Den tilhørende gennemsnitlige elpris i de samme 200 timer fremgår af den røde kurve.

Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

11.2 Landmøller og havmøller

Produktionsprofilen for havmøller og landmøller er forskellig. Energinet.dk opgør time for time produktionen på henholdsvis landmøller og havmøller. I følgende tabel er vist profilen:

Tabel 47. Fordeling af produktion af el på henholdsvis landmøller og havmøller for hele Danmark i 2013

	Landmøller	Landmøller	Havmøller	Havmøller
Decil	MW	Pct.	Pct.	MW
1	0-88	0,6	0,6	0-62
2	88-183	1,8	1,9	62-134
3	183-278	3,0	3,6	134-223
4	278-384	4,2	5,5	223-322
5	384-527	5,8	7,6	322-440
6	527-726	7,9	10,2	440-573
7	726-985	11,0	12,9	573-712
8	985-1339	15,0	15,9	712-867
9	1339-1856	20,5	18,8	867-1025
10	1856-3102	30,0,6	22,9	1025-1238
Gennemsnit	774	10	10	497
Samlet produktion	6,78 mia. kWh			4,35 mia. kWh

Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

Det ses, at produktionen fra landmøller er mere koncentreret i de 10-20 pct. af timerne, hvor produktionen er størst, end de er for havmøller. For landmøller

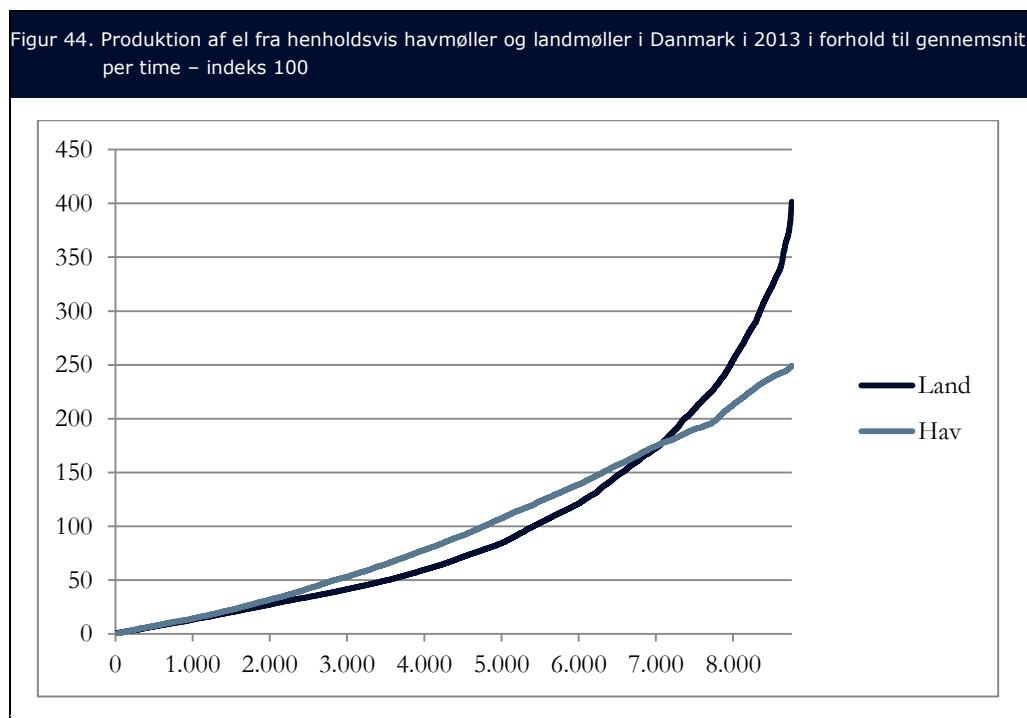
er den højeste produktion ca. 4 gange den gennemsnitlige, mens den for havmøller er omkring 2,5 gange den gennemsnitlige produktion. 50,5 af landmøllernes produktion finder sted i de 20 pct. af tiden, hvor produktionen er størst mod 41,7 pct. for havmøllerne.

Det beregnede prisnedslag for vindmøller i forhold til den uvægtede pris på ca. 3,6 øre/kWh i 2013 gælder for vestdanske hav- og landvindmøller i gennemsnit. Alt andet lige vil havmøllerne kunne få en højere afregningspris end landmøllerne, fordi deres produktion er mere jævn og ikke så koncentreret i de mest vindrige timer.

For landmøllerne gælder, at den højeste benyttelsestid oftest opnås tæt ved kyster. Den største spredning i produktionen gælder således for møller, der står mere vindfattige steder. Møller med en stor effekt i forhold til rotorarealet har særlig stor koncentration af produktionen i de vindrigeste timer.

Tendensen til at havmøller og kystnære møller burde få en højere afregning end for andre møller på grund af deres mere jævne produktion, kan helt eller delvist neutraliseres, hvis møllerne er lokaliseret tæt på hinanden, da der er en vis udligning i produktionen for møller spredt over landet.

Fordelingerne af produktionen for hav og landmøller er vist grafisk i følgende figur:



Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

Den lidt mere jævne produktionsstruktur for havvindmøller medfører, at disse får 0,5-1 øre/kWh højere pris i gennemsnit end landvindmøller, mens land-

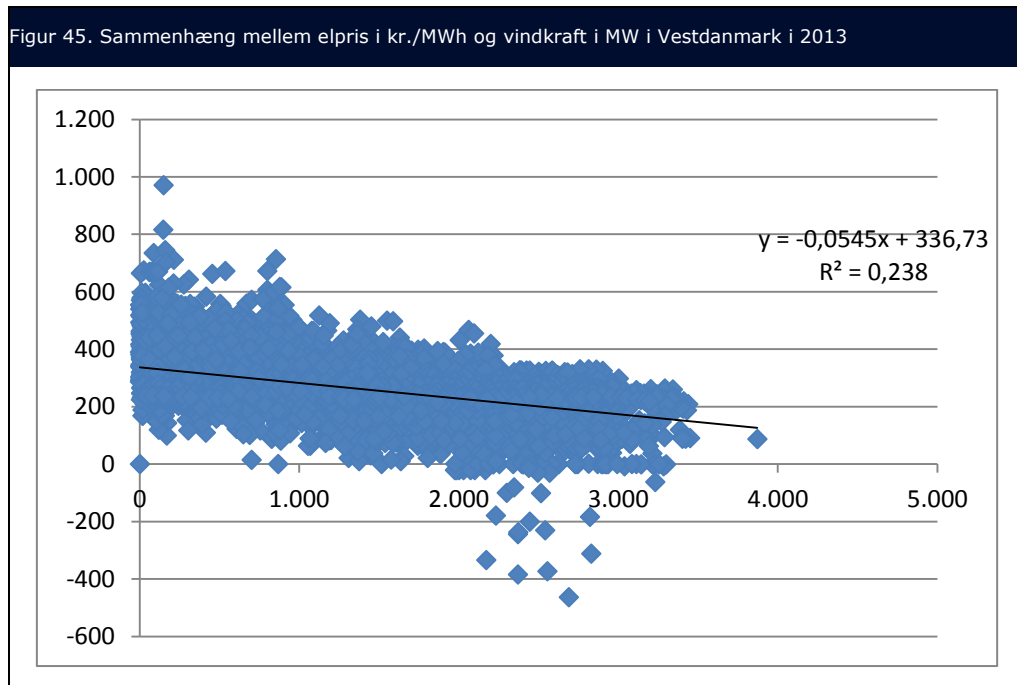
møllerne omvendt får ca. 0,5 øre/kWh mindre end alle vindmøller i gennemsnit.

11.3 Hvordan reagerer markedspris på ekstra vindkraft?

Det kan være vanskeligt at måle, hvor stor effekt vindkraft har på priserne i Danmark og Norden. Næste afsnit beskriver de væsentlige forbehold, der skal tages højde for, og beskriver forskellige sammenhænge mellem produktion og pris. Ved estimation på makrotal for 1995-2011 var virkningen af 1 mia. kWh ekstra forbrug lig 1 mia. kWh mindre vindkraft i Danmark fra år til år. Priserne steg ca. 0,4 øre/kWh i hele Norden, hvis Norden var ét marked, ca. 1,5 øre/kWh, hvis Danmark ikke er forbundet med Norden mv., og ca. 0,58 øre/kWh når man tog et vægtet gennemsnit.

I 2013 var vindkraftproduktionen ca. 11,1 mia. kWh. Det pressede alt andet lige priserne i Norden med given anden kapacitet med ca. 4,4 øre/kWh, og i Danmark (med 15 pct. af tiden med egen dansk pris) med ca. 6,4 øre/kWh. Lavere priser vil dog efterhånden fortrænge anden kapacitet, hvorved netto-pristrykket bliver mindre.

Man kan også se på sammenhæng på helt kort sigt (time for time) mellem elpris i Vestdanmark og vindmølleproduktion jf. figur 45.

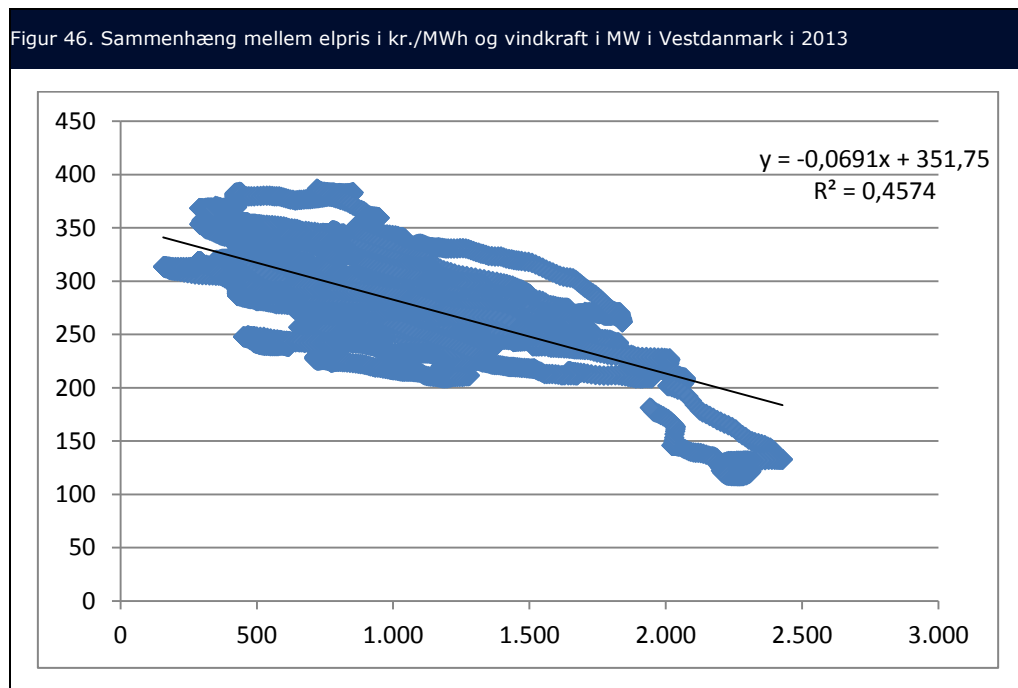


Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

Her er sammenhængen, at vstdansk elpris er lig 33,7 øre/kWh fratrukket 0,00545 MW vindkraft. Ved 990 MW som i 2013 trykkes prisen således med ca. 5,5 øre/kWh. Øges vindkraftproduktionen med 1 mia. kWh svarer det til, at elprisen trykkes med ca. 0,6 øre/kWh. Det er forbavsende tæt på tidsserie-

resultatet fra år til år. Men der er væsentlige forbehold: Denne estimation fanger effekten af variation i vindkraften, men fanger ikke helt effekten af, at prisniveauet presses ned, også i de perioder, hvor det ikke blæser så meget. Forklaringsgraden er ca. 0,24: Der er mange andre forhold, der forklarer ændringer i priser end variation i vindkraftproduktionen: både forbrug og priser i udlandet varierer fra time til time.

I figur 46 er samme sammenhæng vist, hvor der sammenlignes glidende gennemsnit for en uge i elpris og vindkraftproduktion.

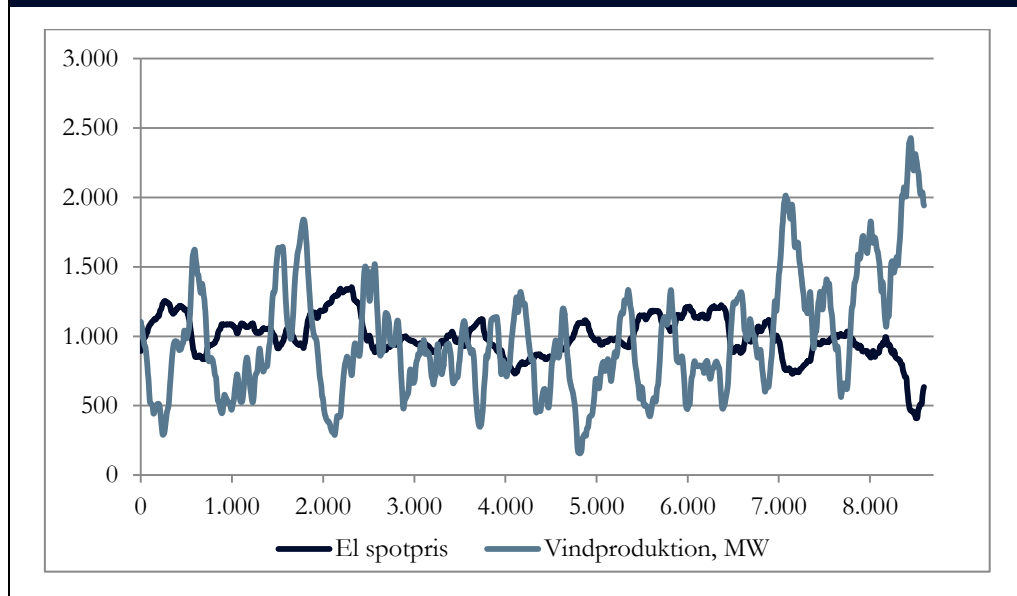


Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

Det ses her, at elprisen er 35,2 øre/kWh fratrukket 0,0069 øre/kWh per MW vindkraft. Efter denne sammenhæng trykkes elprisen i Vestdanmark med ca. 6,9 øre/kWh (og der er en forholdsvis god forklaringsgrad på ca. 0,46). Øges vindkraften med 1 mia. kWh i Vestdanmark, falder prisen med ca. 0,8 øre/kWh.

I figur 47 er sammenhængen illustreret ved yderligere at inddrage tidsdimensionen, idet priserne er ført til samme niveau som vindkraften, dvs. normeret til omkring 1.000. Det ses, at variationerne i vindkraftproduktionen i vid udstrækning forklarer svingninger i ugeprisen for el.

Figur 47. Sammenhæng mellem glidende uge gennemsnit for vindkraftsproduktionen i MW og markedsprisen normeret til ca. 1.000, i årets timer i 2013



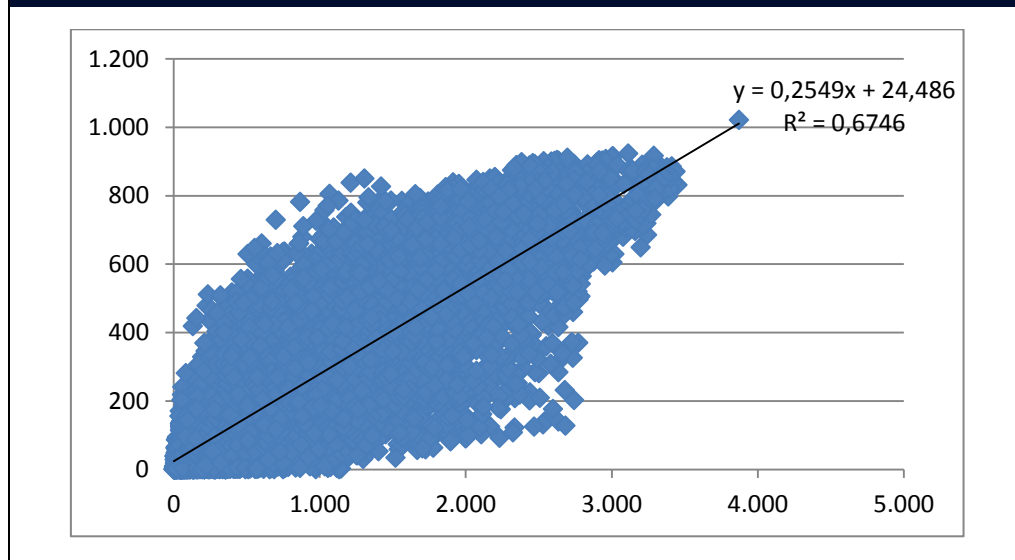
Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

I løbet af året har gennemsnitsprisen i Vestdanmark pr. uge svinget omkring niveauet på ca. 28 øre/kWh. I de perioder hvor prisen har været over gennemsnittet, har vindkraftproduktionen ofte været lav og omvendt. Udsvingene i vindkraftproduktionen fra uge til uge er ganske betydelige. I de fleste uger er produktionen under gennemsnittet på 1.000 MW, men en gang imellem er produktionen markant over gennemsnittet særligt i slutningen af 2013, hvor prisen trykkes kraftigt. I gennemsnit var det vestdanske forbrug på 2.290 MW. I slutningen af 2013 var der en sammenhængende uge, hvor vindkraftproduktionen kunne dække stort set hele forbruget i Vestdanmark. Det havde en meget betydelig virkning på priserne, der blev trykket ned under det halve af gennemsnittet.

Selv om der er en høj korrelation mellem priser og produktion, kan man ikke altid regne med, at man kan forudse virkningerne på prisen af ændringerne i vindkraftproduktionen. Det skyldes blandt andet autokorrelation. I mikroregressionsberegningerne testes sammenhæng mellem vindkraft i Vestdanmark og elpris i Vestdanmark. En sådan sammenhæng kan forventes, og som det ses ovenfor også kvantificeres.

Men beregningerne af sammenhængen ”forurenes” af, at der er forhold, der varierer sammen med vindkraftproduktion i Vestdanmark. Vindkraftproduktionen her varierer således sammen med vindkraftproduktionen i Østdanmark, jf. figur 48.

Figur 48. Sammenhæng mellem vindkraft i Vestdanmark (vandret akse) og vindkraft i Østdanmark (lodret akse) i MW i 2013



Kilde: Markedsdata - Energinet.dk og egne beregninger

Som det ses, er der en tydelig tendens til, at der også vil blive produceret mere vindkraft i Østdanmark, når vindkraftproduktionen stiger i Vestdanmark. Forklaringsgraden er på 0,67. Også Østdansk-produktion påvirker priserne. Tilsvarende kan der forventes en sammenhæng mellem vindkraftproduktion i Vestdanmark og Slesvig-Holsten, hvor også produktionen i Slesvig-Holsten og andre områder i EU påvirker priserne.

I 2013 blev der fremstillet 47,2 mia. kWh vind-el i Tyskland mod ca. 11,1 mia. kWh i Danmark. Produktionen var 4,6 mia. kWh i Irland, 15,8 mia. kWh i Frankrig, 18,6 mia. kWh i UK, 54,0 mia. kWh i Spanien og 3,1 mia. kWh i Belgien.

Korrelationen mellem vindproduktionen i Danmark og Belgien er 33 pct., i forhold til Spanien 12 pct., 27 pct. vedrørende Frankrig, 39 pct. vedrørende UK og Irland og 66 pct. vedrørende Tyskland.

Der er således lige så stort sammenfald i vindkraftproduktionen mellem Øst- og Vestdanmark som mellem Danmark og Tyskland.

Når man finder en statistisk sammenhæng mellem priserne i Danmark og variationer i den samlede danske produktion på 11 mia. kWh, skal man være opmærksom på, at den danske produktion samvarierer 66 pct. med den tyske produktion på 47 mia. kWh, der er koncentreret i det nordlige Tyskland.

Det er derfor ikke udelukkende produktionen fra danske møller, der trykker prisen. Men også det forhold at de danske møller ofte producerer meget på samme tid med de mange flere møller i nabolandene.

Som nævnt vil man alene for alvor kunne finde anvendelse for den meget store produktion i de mest vindrige perioder via udlandsforbindelser. Måtte man forsøge at udjævne priserne ved, at det danske forbrug blev øget, når elpriserne var særligt lave, vil forbrugsstigningen ikke kun skulle være tilstrækkelig til at dække merproduktionen fra danske møller, men i praksis også ofte den, der kommer fra tyske møller mv. Forholdet ses meget tydeligt i tabel 45. Det er når Danmark har fælles priser med Tyskland, at vind-elprisen er lavest.

Der er også en helt overordnet statistisk sammenhæng mellem, hvor koldt det er, og hvor meget det blæser. Produktionen på kraftvarmeværker varierer således også med vindkraftproduktionen måned for måned, jf. følgende tabel 48.

Tabel 48. Sammenhæng mellem vind og kraftvarmeproduktion

Måned	Vind	Central	Decentral	IKV	Forbrug	Eksport
1	132	127	163	125	116	852
2	106	120	151	113	105	827
3	117	120	144	118	108	731
4	85	96	101	100	94	117
5	84	82	67	93	9	-440
6	82	80	52	81	90	-486
7	65	70	48	78	86	-767
8	74	78	47	79	94	-824
9	93	88	59	84	93	-300
10	111	102	95	102	102	134
11	119	114	125	109	106	538
12	132	123	148	118	112	817
Gennemsnit (kWh) 2000-13	7	21,2	5,2	2,5	35,3	0,8
2013	11,1	16,5	3,2	1,6	34	-1,1

Kilde: Energistyrelsens månedsstatistik -el

Det ses, at vindkraftproduktionen i hhv. december og januar er omkring det dobbelte af produktionen i hhv. juli og august. For decentral kraftvarme er produktionen i december og januar over 3 gange så stor som i juli-august. For central er produktion i december januar ca. 70 pct. større end i juli og august. Mens forholdet for forbruget er ca. 30 pct. Yderligere kan der være en sammenhæng mellem nedbørsmængder og vindmængder.

Der er således en meget stor sammenhæng mellem vindkraftproduktion og varmebehov. Da en stor del af varmen fremstilles sammen med elektricitet, vil det derfor ofte gælde, at netop i de årstider, hvor møllerne producerer mest, producerer kraftvarmeværkerne mest. Igen vil det måske umiddelbart fremstå som om, at det er den store elproduktion fra møllerne om vinteren, der trykker prisen. Men kraftvarmeværkerne bidrager næsten lige så meget.

Prisnedslaget for vind-el var i begyndelsen af 00'erne også stort, men faldt klart efter midten af 00'erne. Det faldt sammen med introduktion af elpatronordningen, der kraftigt reducerede det afgiftsmæssige incitament til at fremstille elektricitet på kraftvarmeværker og eventuelt bruge el til varmfremstilling. Den forventede stigning i elforbruget på elpatroner til fremstilling af varmen, når markedsprisen er lav, er endnu ikke indtruffet – særligt fordi det mod den daværende forudsætning/forventning har vist sig, at elselskaberne har samme nettariffer på forbrug i varmeværker, som for andre kunder, når varmeværkerne køber el, men ingen når de afsætter el.

Der er et betydeligt potentiale i at udjævne prisspredning ved i højere grad at basere varmfremstilling på el, men som nævnt vil det ikke være tilstrækkeligt givet udbygningen og møllernes spredning i produktionen.

De fundne sammenhænge mellem vindkraft og priser i Vestdanmark på mikroniveau kan således meget vel være betydeligt overvurderet på grund af autokorrelation. Makrosammenhængen – 1 mia. kWh/år pludselig ekstra = 0,58 øre/kWh fra år til år ved given kapacitet – og mindre når anden kapacitet tilpasser sig, er dog mere robust, men vil klinge af i takt med, at anden kapacitet ville skulle have været fornyet.

11.4 Hvad kan man forvente prisen for vindmølleel bliver i fremtiden?

Den gennemsnitlige elpris, vindkraften kan indtjene på spotmarkedet, er mindre end den gennemsnitlige spotpris. Dette skyldes en kombination af, at vindkraften ikke indretter sig efter elforbruget, og at vindkraftudbuddet i sig selv ”trykker elprisen”.

I perioden 2000-2015 har vindkraftens afregningspris i gennemsnit været 2,7 øre/kWh lavere i Vestdanmark og 1,8 øre/kWh i Østdanmark (i faste 2015-priser) i forhold til den gennemsnitlige spotpris. Forskellen har svinget meget fra år til år. I tabellen nedenfor ses prisnedslaget for Vestdanmark

I 2013 hvor vindkraftproduktion var 11,1 mia. kWh var spotprisen i Vestdanmark ca. 3,6 øre/kWh lavere end den uvægtede pris og 4,5 øre/kWh lavere end forbrugerprisen. For el fra landmøller var nedslaget ca. 4 øre/kWh og for el fra havmøller var nedslaget ca. 3 øre/kWh.

Tabel 49. Prisnedslag for vind-el i Vestdanmark 2002 -2014

År	Elpris uvægtet	Vindnedslag	Vindnedslag i pct.
2002	18,9	1,8	10
2003	25	3,6	14
2004	21,4	1,2	6
2005	27,7	3,2	12
2006	32,9	2,7	8
2007	24,1	2,8	12
2008	42	3,9	9
2009	26,9	1,2	4
2010	34,6	1,5	4
2011	35,7	2,1	6
2012	27,1	2,8	10
2013	29	4,2	14
2013*	28,3*	3,6	13
2014	23,2	2,5	11

Kilde: EA Energianalyse

Anm.:* Korrigeret for få timer med høje elpriser.

For Østdanmark var prisen for vind-el 3 øre/kWh under den uvægtede pris og 4 øre/kWh under den vægtede forbrugerpris. Hermed ikke være sagt, at prisforskellen skyldtes dansk vindkraftproduktion jf. autokorrelationsdiskussionen ovenfor. 22 pct. af vind-el kom fra Østdanmark i 2013. Det vægtede nedslag i prisen for vind-el i Østdanmark var ca. 3,5 øre/kWh og for landvind knap 4 øre/kWh.

Der er planer om yderligere udbygning med vindkraft i Danmark. Der skal etableres 50 pct. mere kapacitet for at nå målet i 2020. Der er tilsvarende planer i Tyskland. Flere analyser viser, at prispresset forventes at stige i fremtiden, men det er ikke entydigt, hvad prispresset præcist bliver.

I forbindelse med Energistyrelsens PSO-fremskrivning fra maj 2016 er der udarbejdet en metode, hvor prisnedslaget består af et øre/kWh fradrag til den gennemsnitlige spotpris og et relativt fradrag udtrykt i pct. af den gennemsnitlige spotpris. Forudsætningerne fremgår af nedenstående tabel. Prisnedslaget for de mellemliggende år beregnes ved interpolation.

Tabel 50. Forudsætninger for vindkraftens prisnedslag

År	Fast fradrag i øre/kWh (faste 2016-priser)	Relativt fradrag i pct.
2015	1,0	10
2020	1,5	15
2025	2,0	20

Kilde: Energistyrelsen

Frem mod udarbejdelsen af Energistyrelsens næste basisfremskrivning, arbejdes videre med udvikling af metode til vurdering af vindkraftens afregningspris.

Der er forskellige vurderinger af vindkraftens fremtidige afregningspris. I EA Energianalyses seneste analyse fra december 2015⁵⁹, vurderes vindafregningsprisen i 2020 i Vestdanmark at være ca. 18 pct. (ca. 5 øre/kWh) lavere end den gennemsnitlige spotpris. I 2030 vurderes den at være ca. 19 pct. (ca. 8 øre/kWh) lavere, mens den i 2040 vurderes at være ca. 28 pct. (ca. 11 øre/kWh) lavere. Dansk Energi har lavet elprisfremskrivninger med forskellige prisscenarier⁶⁰, hvor vindkraftens afregningspris i 2030 er mellem ca. 17 pct. og ca. 28 pct. lavere end den gennemsnitlige spotpris, afhængig af prisscenariet. Modelberegninger udført af Energinet.dk peger på et samlet set næsten uændret prisnedslag i 2020 set i forhold til 2014, og frem mod 2030 bliver prisnedslaget 15 pct. af den uvægtede, gennemsnitlige elpris.

De oplyste priser er de såkaldte spotpriser, der bestemmes dagen i forvejen, hvor forbrugere og producenter melder produktion og forbrug ind. Når man kommer til selve produktions- og forbrugstidspunktet, kan det vise sig, at vindmøllerne ikke leverer den planlagte produktion. Det fører til, at vindmøllerne må betale Energinet.dk eller andre for de udgifter til balancering, det medfører.

Jf. afsnit 8.4.3 har udgifterne til balancering gennemsnitligt været (vægtet mellem Øst- og Vestdanmark) ca. 2,0 øre pr. kWh over hele perioden fra 2003 til og med 2013⁶¹, herunder ca. 2,2 øre pr. kWh i 2003-10 faldende til ca. 1,3 øre pr. kWh i 2011-2013 (vægtet gennemsnit mellem Øst- og Vestdanmark)⁶².

Der gives et tilskud på 1,8 øre/kWh begrundet i balanceringsomkostninger⁶³. Det fremadrettede udgiftsniveau er svært at vurdere. Alt andet lige vil der være større afvigelser i MW mellem kort sigtet prognose og realiseret ved en højere andel af vindkraft. Og der vil alt andet lige blive færre elproducenter, der kan variere produktionen. På den ene side bliver de balanceansvarliges prognoser og de nye møllers teknik bedre, så det kan mindske ubalancer. Derudover bør kommende internationale og nationale transmissionsforbindelser, fx COBRA og Storebæltsforbindelse, medføre en reduktion i de samlede balanceringsom-

⁵⁹ Se: [http://www.ea-](http://www.ea-energianalyse.dk/reports/1550_Integration_vindkraft_viking_link_og_andre_tiltag.pdf)

[energianalyse.dk/reports/1550_Integration_vindkraft_viking_link_og_andre_tiltag.pdf](http://www.ea-energianalyse.dk/reports/1550_Integration_vindkraft_viking_link_og_andre_tiltag.pdf)

⁶⁰ Se: http://www.danskenergi.dk/Analyse/Analyser/20_Elprisscenarier_2020-2035.aspx

⁶¹ Der er ikke offentligt tilgængeligt data for en længere periode – hverken før eller efter.

⁶² Der er foretaget skøn af nogle af markedsandele for elhandelselskaberne, hvilket giver en usikkerhed på omkring 0,1 øre/kWh.

⁶³ Jf. afsnit 6.3.3.

kostninger, da større balanceringsområder alt andet lige har lavere balanceringsomkostninger end summen af omkostningerne for de enkelte områder.

11.5 Sammenfatning

På længere sigt vil elprisen blive lig de langsigtede marginalomkostninger for den marginale produktionskapacitet. Denne er i størrelsesorden 30-35 øre/kWh for landmøller og hen mod 50 øre/kWh for kulværker med stor driftstid og tyske opførelsesomkostninger mv. Da de termiske værker i gennemsnit vil få en højere afregningspris end markedsprisen, og vindmøllerne en lavere, ville markedsprisen uden tilskud mv. blive omkring 40-45 øre/kWh under mange forudsætninger. Ved denne markedspris vil vindmøllerne ved et prisnedslag på 10 øre/kWh lige netop kunne betale sig uden tilskud, og det samme vil gælde for de billigste kulværker. Disse forhold er nærmere diskuteret i delanalyse 4.

Danmark og ikke mindst nabolande giver imidlertid tilskud til VE-produktion blandt andet for at nå VE-forpligtigelser. Det fører til en vækst i VE-kapacitet der er større end summen af væksten i forbruget, der i disse år er 0, og udfasning af ældre fossile værker. Markedsprisen bliver dermed presset ned mod 25-30 øre/kWh i typiske år svarende til kortsigtede marginalomkostninger ved fx el fra kul.

Den pris vindmøllerne da får medregnet i deres produktion, bliver da i størrelsesorden 20 øre/kWh, hvilket fordrer et tilskud på 10-15 øre/kWh, hvis landvindudbygningen skal fortsætte som planlagt.

Vindkraft er koncentreret i de mest vindrige timer/uger mv. Allerede i 2013 var der uger, hvor vindkraftproduktionen var lig med eller større end forbruget i Vestdanmark.

Bygges der kraftigere kabler mod nord vil prisspredningen for vindmøller blive mindre, mens kraftigere kabler mod syd kan forstærke prisspredningen jf. den kraftige udbygning af vind- og sol-el i Tyskland.

Vindkraftproduktionen finder i vid udstrækning sted samtidig med forbruget og på andre tider end der, hvor nedbørsmængderne er størst.

- Forbrug og vindkraftproduktion er større om dagen end om natten
- Forbrug og vindkraftproduktion er større om vinteren end om sommeren
- Vandkraftreserverne er lavere om vinteren, hvor vindkraftproduktionen er størst.

Vindkraftproduktion i Danmark er kraftigt korreleret med den langt større produktion i Tyskland og andre lande mod syd.

12 Bilag: Eksempel på udbudsmodel med budpris

Ved et traditionelt udbud, hvor samme clearingstilskud gives til alle, vil investorerne i et konkurrencemarked ikke forvente, at netop deres bud vil være afgørende for det tilskud, der kommer ud af udbudsrunderen. De vil derimod forvente, at andre investorers bud vil være afgørende for niveauet for clearingstilskuddet. Investorerne har derfor en interesse i at angive deres sande marginalomkostninger som bud.

Hvis det derimod gælder, at buddet afgivet af den enkelte investor bestemmer tilskuddet til investoren (dvs. en budprismodel), vil investor gøre sig strategiske overvejelser om, hvilket bud der skal gives. Investorens strategiske bud vil afhænge af en forventning om det dyreste tilbud, der accepteres.

Det højeste bud som accepteres, vil være ukendt når en investor afgiver sit bud. Investoren ved kun, at et givent bud vil blive accepteret med en vis sandsynlighed. I tabel 51 nedenfor er givet et eksempel på sandsynligheden for, at forskellige bud accepteres. Af tabellen fremgår, at en investor forventer, at et bud på 13 øre/kWh vil accepteres med 50 pct. sandsynlighed. Sandsynligheden for accept falder til 30 pct. hvis buddet øges til 14 øre/kWh. En investors optimale bud afhænger derfor både af de respektive marginale omkostninger og af sandsynligheden for, at buddet accepteres.

Dem, der har marginale meromkostninger lige omkring 12 øre/kWh (repræsenteret ved søjlerne A i tabellen nedenfor), vil lave følgende kalkule. De vil under ingen omstændigheder tilbyde at acceptere støtte under 12 øre/kWh, men de vil fx afgive et bud på 13 øre/kWh. Der er 50 pct. sandsynlighed for at dette tilbud accepteres, men tjener kun 1 øre/kWh ved dette bud. De kan i stedet vælge at tilbyde 2 øre/kWh mere, dvs. 14 øre/kWh, men da er sandsynligheden for accept kun 30 pct. Vægtet giver dette tilbud dog en gevinst på 0,6 øre/kWh. Den bedste strategi vil være at tilbyde at acceptere 17 øre/kWh, altså 5 øre over deres omkostninger, idet det giver den højeste sandsynlighedsvægtede forventede fortjeneste, jf. tabel 51. Her er der 15 pct. chance for at tilbuddet accepteres. De marginale investorer vil således ikke melde de sande marginalomkostninger, men derimod 5 øre/kWh over marginalomkostningerne. Hvis de marginale investorer inddrager dette reaktionsmønster i deres kalkule, vil deres tilbud være endnu højere.

Dem, der har udsigt til en gevinst på 5 øre/kWh, hvis de får et tilskud på 12 øre/kWh, (repræsenteret ved søjlerne B) vil melde et tilbud på 13 øre/kWh ind, hvis de ikke tager i betragtning, hvordan dem i gruppe A vil reagere. Tager de hensyn hertil, forskydes priserne yderligere op.

Den tredje gruppe under C vil umiddelbart kunne få en gevinst på 10 øre/kWh, hvis det højeste bud er 12 øre/kWh. Pga. deres store gevinst, har de

en tilsvarende stor mulig gevinst at miste, hvis deres tilbud ikke accepteres. Derfor vil de tilbyde at acceptere et tilskud på 10 øre/kWh, således at de er 85 pct. sikre på accept, da det giver den højeste forventede fortjeneste. Igen er det under forudsætning af, at investorerne i C gruppen ikke inddrager de sandsynlige strategiske overvejelser hos konkurrenterne. I tilfælde af, at de tager højde for konkurrenternes strategi, vil de byde et højere tilskud end 10 øre/kWh, og formentlig også højere end 12 øre/kWh.

Tabel 51. Eksempel på resultater ved de to udbudsmodeller (forventet pris 12 øre/kWh)

			A		B		C	
			Marginalomkostning 12 øre/kWh		Marginalomkostning 7 øre/kWh		Marginalomkostning 2 øre/kWh	
Sand-syn-lighed	Bud (pristil-læg + forventet elpris)	Sand-syn-lighed for accept af bud	Fortje-neste hvis accept	Vægtet fortjen-este	Fortjen-este hvis accept	Vægtet fortjen-este	Fortjen-este hvis accept	Vægtet fortjen-este
			Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
Pct.	Øre/kWh	Pct.	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
5	7	100	-5	0	0	0	5	5
10	8	95	-4	0	1	0,95	6	5,7
15	10	85	-2	0	3	2,55	8	6,8
20	11	70	-1	0	4	2,8	9	6,3
20	13	50	1	0,5	6	3	11	5,5
15	14	30	2	0,6	7	2,1	12	3,6
10	17	15	5	0,75	10	1,5	15	2,25
5	24	5	12	0,6	17	0,85	22	1,1

Forudsætter man, at der er fx 100 mio. kWh i hver af de tre grupper, er resultatet, at støtteudgiften bliver:

Gruppe A 100 mio. kWh a 17 øre/kWh	170 mio. kr.
Gruppe B 100 mio. kWh a 13 øre/kWh	130 mio. kr.
Gruppe C 100 mio. kWh a 10 øre/kWh	100 mio. kr.
I alt ved budpris-udbud	400 mio. kr.

Det kan sammenlignes med et traditionelt udbud, hvor samme clearingstilskud gives til alle. I eksemplet ville tilskuddet være blevet 12 øre/kWh * 3 * 100 mio. kWh = 360 mio. kr., hvis de individuelle mølleopsættere fik clearingsprisen ved ustrategiske bud.

Eksemplet viser, at budprismodellen uden prisloft i praksis kan føre til en endnu større udgift for myndighederne, også selv om udbudsformen under visse forudsætninger kan give en privat aktør en lavere pris end ved et traditionelt udbud.

Myndigheden kan forsøge at spekulere i investorenes strategiske prissætning. Det forudsætter imidlertid, at staten ikke oplyser, hvilke mængder, der egentlig efterspørges og/eller forbeholder sig retten til ikke at godkende bud, der er for dyre. Der skal dog tages højde for, at myndighedernes politik er formuleret i en mere eller mindre offentlig beslutningsproces. I udbudssituationer vil der derfor være et vist omfang af asymmetrisk information til fordel for investorerne.

Myndighederne kan kombinere budprismodellen med et prisloft for at begrænse omkostningsniveauet. Virkningerne heraf er analyseret i afsnit 7.2. For at prisloftet effektivt kan reducere støtteudgifterne, skal der være politisk opbakning til, at det ikke nødvendigvis er hele den udbudte/aftalte mængde der gennemføres i forbindelse med det enkelte udbud. Udbud egner sig imidlertid umiddelbart bedst til en bestemt aftalt mængde.

Energipolitikken er omfattet af brede forlig om bl.a. vindmøller. I forhandlingerne findes ofte kompromiser mellem dem, der ønsker stor vindudbygning og dem, der er mindre ambitiøse på vindområdet. Hvis et prisloft skal være troværdigt, skal aftalen være kontrollerbar. En kontrollerbar aftale kan enten udformes med en bestemt mængde eller en bestemt pris/tilskud.

Hvis et prisloft i en budprismodel for alvor skal kunne påvirke støtteudgifterne, skal prisloftet omtrent svare til den forventede clearingspris ved et traditionelt udbud. Det kan indebære, at investorerne forventer, at bud på niveau med prisloftet bliver accepteret, og at investorerne byder derefter. I givet fald vil en støtteordning med et fast pristillæg i stedet for udbud være lige så hensigtsmæssigt, idet støtten til forskellige projekter endda bliver mere ensartet over tid. Med en støtteordning med et fast pristillæg vil der være incitament til at flest mulig projekter gennemføres i de perioder, hvor investorenes afkastkrav og støttebehov er lavest.