

Baggrundsnotat C: Dokumentation af el- og fjernvarmefremskrivning

Indholdsfortegnelse

Indledning.....	2
Kort beskrivelse af RAMSES.....	2
Frozen Policy metode.....	3
Økonomiske forudsætninger.....	3
Norge, Sverige og Finland.....	3
Eludveksling med lande uden for Norden.....	4
Værker i Danmark.....	4
Centrale værker.....	4
Spids- og reserveanlæg.....	5
Decentrale kraftvarmeværker.....	6
Vindkraft i Danmark.....	7
Modellering af vindkraft.....	7
Prognose for udbygning med vindkraft.....	8
Solceller i Danmark.....	10
Forventet udbygning med nettomålerordning til 2020.....	10
Forventet udbygning efter 2020.....	11
Store anlæg.....	11
Biogas i Danmark.....	11
Geotermi i Danmark.....	14
Skrotninger og investeringer i transmissionskapacitet.....	14
BILAG 1: Metode ved valg af nye anlæg i fremskrivningen.....	15

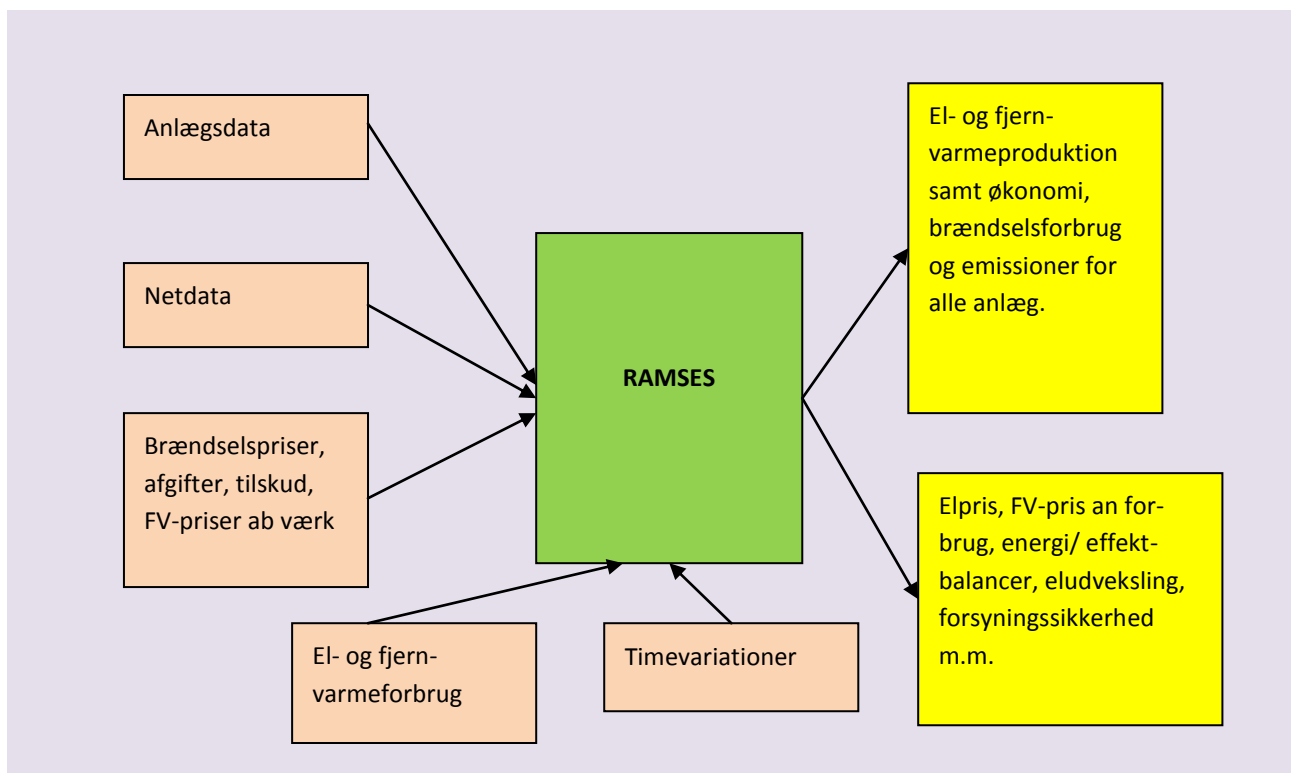
Indledning

Dette notat beskriver de forudsætninger og antagelser, der ligger til grund for den del af basisfremskrivning 2012 (BF2012), der foretages på RAMSES-modellen, dvs. beregningerne af el- og fjernvarmeproduktion i perioden 2012-2035.

Kort beskrivelse af RAMSES

RAMSES er en simuleringsmodel for el- og fjernvarmeproduktionen i et vilkårligt antal elområder og et vilkårligt antal fjernvarmeområder. RAMSES beregner el- og fjernvarmeproduktion anlæg for anlæg i tidskridt ned til én time. Herudover beregnes brændselsforbrug, miljøvirkninger og økonomi for de enkelte anlæg. RAMSES beregner endvidere en række systemparametre så som elpris (spotpris), elmangel, LOLP¹, eloverløb m.m.

RAMSES bruger et datasæt indeholdende en værk-database, oplysninger om elforbrug, fjernvarmeforbrug, brændselspriser, brændselsegenskaber, udvekslingskapacitet, afgifter, kvotepriser, tilskud og meget andet. Datasættet dækker p.t. Danmark, Norge, Sverige og Finland. Værkinvesteringer samt eludveksling med lande uden for modellen beskrives eksogent. Figur 1 nedenfor illustrerer input til og output fra RAMSES.



Figur 1: RAMSES input og output

¹ Ét mål for (en del af) forsyningsikkerheden: Loss-Of-Load-Probability.

Frozen Policy metode

BF2012 benytter sig lige som i de forrige basisfremskrivninger af en frozen policy ("fugle i hånden") tankegang. Heri ligger, at kun gældende regler, støtteordninger, afgifter samt vedtagne investeringsbeslutninger medtages. Herudover antages investeringsbeslutninger at ske på markedsvilkår.

Fremskrivningen udarbejdes iterativt. Først indlægges fremskrevet elforbrug og fjernvarmeforbrug fra Energistyrelsens øvrige modeller, bl.a. EMMA-modellen, sammen med det eksisterende produktionssystem. Herudover indlægges kendte produktionsanlæg i pipeline. Modellen køres herefter, og den vil typisk udvise et "behov" for ny kapacitet sidst i beregningsperioden, hvilket viser sig i høje priser og lav effektreserve. Der indlægges nye værker i den udstrækning disse er rentable på markedsmæssige vilkår. Dette beskrives mere detaljeret i bilag 1.

Økonomiske forudsætninger

Der benyttes brændselspriser og kvotepris fra "New Policy" scenariet i IEAs World Energy Outlook 2011.

Norge, Sverige og Finland

For Norge, Sverige og Finland benyttes de seneste offentliggjorte fremskrivninger for udvikling i elforbrug og fjernvarmeforbrug. Med hensyn til el- og fjernvarmeproduktion benyttes ligeledes officielle fremskrivninger samt offentliggjorte oplysninger om kraftværker under bygning eller godkendt. Nedenfor knyttes en række bemærkninger til de enkelte produktionsformer.

- **Kernekraft:** Der er et nyt 1600 MW kernekraftværk under bygning i Finland (Olkiluoto 3). Seneste vurdering er, at det går i drift i efteråret 2014. Der er lavet prækvalifikationsudbud af reaktor nr. 6, som antages at komme i 2021. Regeringen har principgodkendt nr. 7, som er antaget at komme i 2024. Der antages 60 års levetid for de finske kernekraftværker, hvilket betyder at de gamle kernekraftværker lever beregningsperioden ud. I Sverige er status fortsat 60 års levetid for de eksisterende kernekraftværker, hvilket betyder, at de første kernekraftværker begynder at blive skrottet i slutningen af beregningsperioden: Oskarshamn 1 ult. 2031, Oskarshamn 2 ult. 2033 og Ringhals 2 ult. 2034. Af hensyn til elmangel i Sverige er levetiden forlænget på Oskarshamn 2 og Ringhals 2 så disse forbliver i drift i hele fremskrivningsperioden.
- **Vandkraft:** Der antages en vis udbygning med uregulerbar vandkraft i Norge som følge af elcertifikatmarkedet. Den samlede mængde certifikat-el skal udgøre 23,4 TWh i 2020. Af disse er 8 TWh antaget at være uregulerbar småskala vandkraft. Herudover antages ikke installeret ny vandkraftkapacitet i beregningsperioden. Klimaforandringerne antages at give øget nedbør i Norden og dermed også højere vandkraftproduktion på eksisterende anlæg. Efter anbefaling fra DMI antages 1,3 % ekstra vandkraft i 2020, 2,7 % i 2030 og 3,4 % i 2035 set i forhold til et normalt vandår.
- **Vindkraft:** I Norge er der godkendt (givet koncession til) et meget stort antal vindmølleprojekter (ca. 10 TWh i alt). Herudover er der ansøgt om godkendelse af projekter svarende til yderligere 10 TWh. I basisfremskrivningen er det dog antaget, at langt fra alle projekter faktisk realiseres. Dette bygger på erfaringer fra en række godkendte norske gasfyrede kraftværksprojekter, hvoraf langt fra alle blev til noget.

- Termiske værker: I den svenske Långsiktsprogno 2010 forudsættes elcertifikatmarkedet at medføre, at der i 2020 er omkring 14,5 TWh i fjernvarmesystemerne. Dette tilgodeses i RAMSES ved i Sverige at bygge 1000 MW ny biomassekapacitet frem inden 2020. Værkerne bygges uanset at der ikke er "behov", idet vandkraft og kernekraft sammen med de eksisterende værker kan dække forbruget i mange år. I Norge antages ikke bygget termiske værker i beregningsperioden. Dette begrundes med den stigende tilgang af vind- og vandkraft. I Finland antages bygget 4 værker á 400 MW i perioden 2028-2032. Værkerne bygges på kommercielle vilkår. Uden værkerne bliver der effektmangel og stigende elpriser.

Eludveksling med lande uden for Norden

Eludvekslingen med lande uden for modellen (Holland, Tyskland, Polen, Estland, Litauen og Rusland) indlægges eksogent ved årlig mængde el, kapacitet og døgnvariationer. Der har frem til Basisfremskrivningen i 2011 været benyttet et overvejende historisk, erfaringsbaseret udgangspunkt. Imidlertid betyder stagnerende vækst i elforbruget kombineret med øget tilgang af kernekraft, vindkraft og vandkraft (forstærket af øget nedbør som følge af klimaforandringer), at Norden får dækket næsten hele sit elforbrug af billig el. Dette vil uvægerligt medføre øget eleksport / reduceret elimport på grund af de stærke elforbindelser til kontinentet. Uden dette vil elprisen i Norden falde markant, og kernekraftværkerne vil begynde at være prissættende i lange perioder, hvilket vurderes som urealistisk.

Der gøres derfor følgende antagelser om eludvekslingen ud af Norden:

- Importen fra Rusland til Finland antages at aftage i takt med indfasning af kernekraft-reaktor 6 og 7. Dette er konsistent med den officielle finske energipolitik om uafhængighed af elimport fra Rusland, som i mange år har ligget omkring 11 TWh. Importen fra Rusland antages at falde 3½ TWh hver gang der idriftsættes et kernekraftværk, svarende til at der netto ikke importeres fra Rusland efter idriftsættelsen af den 7. kernekraftreaktor.
- Der antages desuden en gradvist stigende eleksport mod kontinentet på 3/4 TWh/år i takt med stigende vandkraftproduktion som følge af klimaforandringer samt mere kernekraft og vindkraft. Den ekstra eleksport fordeles på forbindelserne Jylland-Tyskland, Sjælland-Tyskland (KONTEK), Sverige-Tyskland (Viking) og Norge-Holland i forholdet 40:20:20:20, svarende til forholdet mellem kapaciteten på forbindelserne.

Værker i Danmark

Centrale værker

Kapaciteten i centrale kraftværker i Danmark er reduceret i de senere år på grund af skrotninger og mølpo-selægninger. Af primære værker med væsentlig restlevetid er der følgende 10 tilbage:

Værknavn	Blok	Forkortelse
Østdanmark		
Avedøreværket	1	AVV1
	2	AVV2

Amagerværket	1	AMV1
	3	AMV3
Asnæsværket	5	ASV5
Vestdanmark		
Esbjergværket	3	VKE3
Fynsværket	7	FYV7
Skærbækværket	3	SVS3
Nordjyllandsværket	3	NEV3
Studstrupværket	3	MKS3

Tabel 1: Centrale kraftværker i Danmark

De antages at leve i 35 år fra det år, de blev idriftsat. Det betyder, at alle eksisterende centrale kraftværker med undtagelse af Avedøreværkets blok 2 (AVV2) forsvinder i løbet af beregningsperioden, såfremt der ikke gøres noget for at beholde kapaciteten. Det antages i BF2012, at følgende 7 større kraftværksanlæg renoveres efter 35 år: Avedøreværkets blok 1 (AVV1), Amagerværkets blok 3 (AMV3), Asnæsværkets blok 5 (ASV5), Studstrupværkets blok 3 (MKS3), Skærbækværket (SVS3), Nordjyllandsværkets blok 3 (NEV3) og Esbjergværket (VKE3). Ved renoveringen antages uændret brændsel men øget effektivitet (2 pct.-points) og 20 års ekstra levetid.

I energiaftalen fra marts 2012 blev aftalt en nettofordelsmodel, som muliggør deling af afgiftsfordelen ved biomasse mellem varmeproducenten og varmekunderne. Dette afspejles i BF2012 ved at en række af de danske kraftværksanlæg ombygges til biomasse, dog således at fossile brændsler fortsat kan anvendes. Det drejer sig om følgende anlæg:

MKS3: Ombygges 2013.

AVV1: Ombygges 2014.

SVS3: Ombygges 2017.

NEV3: Ombygges 2015 og 2018.

Herudover ombygges AMV3, FYV7 og VKE3 i forbindelse med en antaget levetidsforlængelse 35 år efter deres opførelse.

Spids- og reserveanlæg

Der findes i elsystemet en række gasturbiner og dieselmotorer, som kører meget sjældent, men som bidrager til elforsyningen i nødsituationer. Sådanne anlæg kan leve meget længe. Et markant eksempel er dieselmotoren på H. C. Ørstedsværket, som blev bygget i 1933. Dens sidste aktive tjeneste var i 2003, hvor den var med til at genstarte elsystemet efter strømafbrydelsen i Østdanmark og Sydsverige. Anlægget, der nu er næsten 80 år gammelt, kan stadig køre og startes med jævne mellemrum.

Det antages, at de eksisterende anlæg findes i hele beregningsperioden. Det drejer sig om i alt 292 MW. Der findes desuden 2 dampturbineanlæg på Kyndbyværket på tilsammen 520 MW, der anvendes til reserveforsyning. Disse antages (som i BF2011) at skrottes ved udgangen af 2015, hvor de eksisterende aftaler om levering af reserver udløber. Da der her er tale om anlæg til reserveforsyning har dette kun marginal betydning for fremskrivningen af selve energiforbrugene, elpriserne m.v.

Decentrale kraftvarmeværker

De fleste af de decentrale kraftvarmeværker er bygget i perioden 1992-1998, mens et mindre antal værker er bygget i slutningen af firserne. I perioden op til 2020 vil hele denne kapacitet have passeret 20 års alderen, enkelte værker vil endda være 30 år gamle. Værkerne modtager i dag en produktionsuafhængig støtte, der bortfalder i 2018. Det er usikkert, hvordan ejerne vil disponere efter bortfald af støtten.

Kraftvarmeproduktionen på de decentrale kraftvarmeværker har de senere år udvist en svagt faldende tendens. Det skyldes bl.a. at driften på spidslastkedler har været stigende pga. ringe incitament til elproduktion, som igen skyldes forholdet mellem prisen på naturgas og el. Tendensen med faldende elproduktion på de decentrale kraftvarmeværker forventes at fortsætte. Status for decentrale værker er ifølge energiproducenttællingen 2010 som i Tabel 2 nedenfor. Her vises også antagelserne om decentral kraftvarme i BF2012.

	Antal 2010	Kapacitet 2010 (MW)	Kapacitet 2015 (MW)	Kapacitet 2020 (MW)
Combined Cycle	6	392	392	392
Affald	25	274	274	274
Simple Cycle GT	6	44	37	37
50 % NG/ 50 % AFF	2	91	68	28
Biomasse	7	59	52	43
Kul/halm (CFB)	1	18	18	0
Gasmotor	353	801	760	720
I alt		1679	1601	1494

Tabel 2: Decentral kraftvarmekapacitet i BF2012

Baggrunden for fremskrivningen af de enkelte anlægstyper gennemgås nedenfor.

- **Combined cycle anlæggene på naturgas.** Elproduktionen på de 6 største decentrale værker er under pres. Dels pga. forholdet mellem gaspris og elpris, dels fra fjernvarmeproduktion på affaldsfyrede værker. Men uanset lavere produktion er de elproducerende anlæg i drift, og vil indenfor nogle få år være afskrevet. Det antages, at eksisterende kapacitet vil være uændret frem til 2035. El-effekten på de 6 anlæg svarer til ¼ af samlet eleffekt på de decentrale værker (eller ca. til en central kraftvæksblok).
- **Affaldsforbrændingsanlæggene.** Affaldsforbrændingskapaciteten bestemmes af affaldsmængden. Der anvendes fremskrivningen fra Miljøstyrelsens ressourcestrategi uden nye initiativer. Her er affaldsmængderne svagt stigende over tid.
- **Simple cycle gasturbineanlæg.** De 6 anlæg blev etableret mellem 1987 og 1994. De har lav elvirkningsgrad, og hovedparten af anlæggene har lav drifttid. Det antages, at anlæg under 5 MW vil forsvinde, mens de øvrige vil reinvestere i motoranlæg, der evt. baseres på biogas. Nye motoranlæg vil i udgangspunktet have en højere elvirkningsgrad, men samtidig må formodes at der sker en vis nedskalering, så nye anlæg får højere drifttid. Samlet set antages eleffekten på anlæg over 5 MW at være uændret.
- **Affalds/naturgas combined cycle anlæg.** De to anlæg antages videreført (erstattet/reoveret), så de er i drift hele beregningsperioden.

- **Gasmotoranlæg på naturgas.** Med energiaftalen af 22. marts 2012 forudsættes en stor stigning i produktionen af biogas. Det vurderes i stort omfang anvendt til kraftvarmeproduktion på decentrale kraftvarmeværker. Eksisterende gasmotorer kan ved en minimal ekstra investering anvende biogas. I en særlig gruppe af de små gasmotoranlæg – Barmarksværkerne, der samlet udgør ca. 100 MW – har ca. 1/3 af værkerne seneste mange år kæmpet med en dårlig projektøkonomi og gentagne gange modtaget forskellige former for støtte. Ca. 2/3 af værkerne har dog en fornuftig økonomi og en varmepris, der ligger under oliereferencen. Det antages, at effekten på nogle af barmarksværkerne forvinder. Det antages videre, at der er tilfælde af havarier eller lignende på øvrige anlæg, hvor der ikke foretages nødvendig reinvestering. Det antages at 10 % af elkapaciteten forsvinder frem til 2020.
- **De rene biomassekraftvarmeværker** er primært mindre anlæg der typisk er dyre i anlæg og drift. Der er dog eksempler på veldrevne værker med meget lav varmepris. Anlæg under 10 MW antages at forsvinde, mens der reinvesteres i anlæggene over 10 MW
- **Industrielle kraftvarmeværker.** Kapaciteten i industrielle kraftvarmeværker på godt 450 MW antages videreført over beregningsperioden.

Vindkraft i Danmark

Modellering af vindkraft

Elproduktionen fra vindkraft beregnes på baggrund af nogle på forhånd fastlagte tidsserier. I BF2011 og i effektvurderingen af Energiaftalen er der regnet med fire tidsserier for vindkraften, to for møller på land og to for møller på havet, jf. nedenstående Tabel 3, der viser de årlige antal fuldlasttimer, der regnes med i modellen. Tidsserierne WL1 og WS1 er baseret på produktionstidsserier for 2008², der var et normalt vindår. Tidsserierne WL2 og WS2 er herefter konstrueret på baggrund af WL1 og WS1, hvor målet har været at ramme de årlige antal fuldlasttimer for nye møller på hhv. 3000 og 4100³.

Tidsserie	Beskrivelse	Årligt antal fuldlasttimer
WL 1	Gamle møller på land (møller idriftsat til og med 2007)	1982
WL 2	Nye møller på land (møller idriftsat fra 2008 og frem)	3000
WS 1	Gamle møller på havet (møller idriftsat til og med 2007)	3785
WS 2	Nye møller på havet (møller idriftsat fra 2008 og frem)	4100

Tabel 3: Årlige antal fuldlasttimer anvendt i BF2011 og Energiaftale

For at opnå en større og mere realistisk udjævning af elproduktionen fra vindkraft, er der blevet indført yderligere to tidsserier til brug for BF2012. I BF2012 opereres således med tidsserierne i nedenstående Tabel 4, hvor der til sammenligning er vist det årlige antal fuldlasttimer anvendt i BF2011 og i effektvurderingen af Energiaftalen. Den større udjævning af elproduktionen fra vindkraft har betydning for den resterende elproduktion i RAMSES, da det tidsmæssige sammenfald i elproduktionen fra vindkraft bliver ændret. De anvendte tidsserier er baseret på produktionsdata for 2011⁴, der ligesom 2008 var et normalt vindår.

² Kilde: Energinet.dk.

³ De årlige antal fuldlasttimer for nye møller er fastsat på baggrund af observerede fuldlasttimer samt anbefalinger i Energistyrelsens teknologikatalog fra 2010.

⁴ Kilde: Energinet.dk

Det vurderes at de seks nye tidsserier, der er baseret på egentlige produktionsdata, samlet set giver et mere realistisk billede end de fire tidligere anvendte tidsserier.

Tidsserie	Beskrivelse	Årligt antal fuldlasttimer	
		BF2012	BF2011/Energiaftale
WL 1	Møller på land idriftsat til og med 2007	2063	1982
WL 2	Møller på land i Østdanmark idriftsat fra 2008 og frem	2984	3000
WL 3	Møller på land i Vestdanmark idriftsat fra 2008 og frem	3085	
WS 1	Møller på havet idriftsat til og med 2007	3696	3785
WS 2	Møller på havet i Østdanmark idriftsat fra 2008 og frem	4026	4100
WS 3	Møller på havet i Vestdanmark idriftsat fra 2008 og frem	4244	

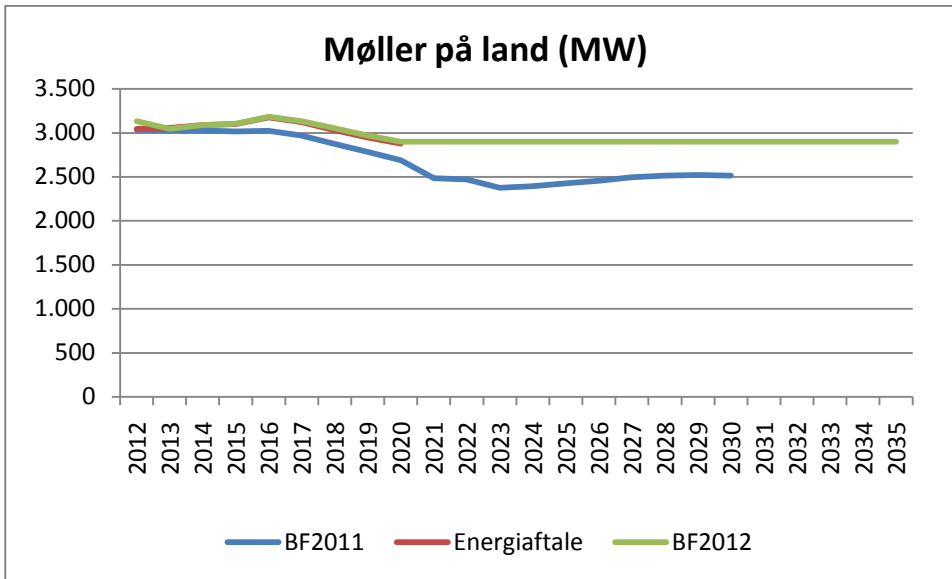
Tabel 4: Årlige antal fuldlasttimer anvendt i BF2012

Prognose for udbygning med vindkraft

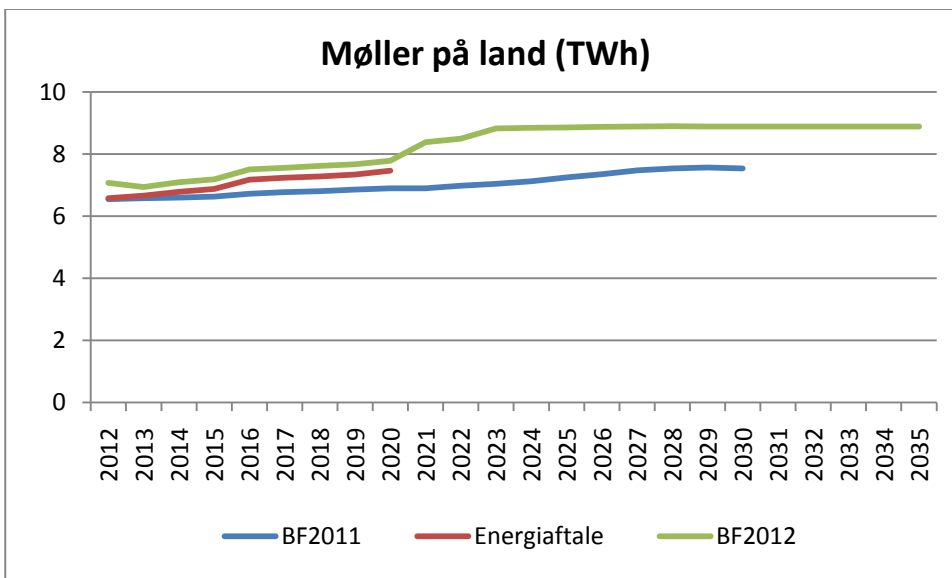
Møller på land

Nedenstående Figur 2 og Figur 3 viser udbygningen med vindkraft (i hhv. MW og TWh) på land for de tre fremskrivninger. Forskellen mellem udbygningen i effektivvurderingen af Energiaftalen og i BF2012 skyldes dels en opdateret vurdering af udfasningen af møller idriftsat til og med 2007 samt opdateret statistik for møller idriftsat i perioden 2008-2011. I Energiaftalen indgår der 483 MW nye møller idriftsat i perioden 2008-2011, mens det faktiske tal reelt er 543 MW. I BF2012 er der for 2012 og frem regnet med samme udbygning som i Energiaftalen.

Den installerede kapacitet falder frem mod 2020, som følge af at mange gamle møller tages ud af drift. I fremskrivningerne regnes der med en teknisk levetid på 20 år for møllerne, som herefter bliver taget ud af drift. På trods af faldet i kapaciteten stiger elproduktion, som følge af at de nye møller har en væsentlig højere benyttelsestid, jf. afsnittet om modellering ovenfor, sammenlignet med de møller der tages ud af drift. Efter 2020 regnes der med en fortsat udskiftning til nye møller i takt med at den tekniske levetid for de eksisterende møller udløber. I perioden efter 2020 antages det beregningsteknisk, at kapaciteten holdes konstant, mens elproduktionen øges, da gamle ineffektive møller erstattes af nye og mere effektive møller.



Figur 2: Installeret møllekapacitet på land (MW)



Figur 3: Produktion fra møller på land (TWh)

Storskala havmølleparker

Storskala havmølleparker udbygges frem til 2020 med 1400 MW, hvoraf de 1000 MW sker som følge af Energiaftalen fra marts 2012. Der udbygges med 400 MW ved Anholt fra 2013 og der udbygges med 400 MW på Horns Rev og 600 MW på Kriegers Flak, begge fra 2018 og fuldt idriftsat fra 2020.

Ligesom i BF2011 forudsættes det, at når den tekniske levetid for de eksisterende store mølleparker udløber, reinvesteres i ny kapacitet. For de eksisterende mølleparker regnes med en teknisk levetid på 20 år, mens alle nye havmølleparker antages at have en levetid på 25 år. Nedenstående Tabel 5 viser hvornår den tekniske levetid for de eksisterende store mølleparker udløber.

Møllepark	Placering	Sidste år i drift i RAMSES
Nysted	DK-Øst	2023
Horns Rev 1	DK-Vest	2023
Horns Rev 2	DK-Vest	2028
Rødsand	DK-Øst	2030

Tabel 5: Oversigt over udløb af teknisk levetid for eksisterende store havmølleparker

Kystnære møller

Udbygning med kystnære møller indgik ikke i BF2011. Som følge af Energifaftalen opføres 500 MW kystnære møller, der indføres gradvist fra 2015 således at fuld effekt opnås fra 2021. I effektvurderingen af Energifaftalen blev det antaget at de kystnære møller ville have 3300 årlige fuldlasttimer. På baggrund af screeningen af placeringer for de kystnære møller, er de kystnære møller i BF2012 beregningsmæssigt modelleret ud fra tidsserien WS1 og dermed har ca. 3700 årlige fuldlasttimer. Ligesom for de store mølleparker på havet forudsættes det, at i forbindelse med at den tekniske levetid for de kystnære møller udløber, reinvesteres i ny kapacitet. Ligesom for de store mølleparker på havet, regnes der med en teknisk levetid på 25 år.

Solceller i Danmark

I BF2011 var der en meget begrænset udbygning med solceller til 6 MW samlet kapacitet i 2020. Siden denne fremskrivning er der imidlertid sket en markant udvikling i markedet. Prisreduktioner har således gjort det privatøkonomisk rentabelt at etablere solcelleanlæg på private husstande, som kan benytte sig af nettomålerordningen. Efter princippet om frozen-policy vil nettomålerordningen være gældende i hele fremskrivningsperioden. Dette vil bevirke en meget betydelig udbygning med solceller. Ved udgangen af 2010 var der ca. 1000 anlæg, men siden har udviklingen taget fart, og der er 1. juni 2012 installeret ca. 10.000 anlæg med en samlet effekt på ca. 45 MW. Fortsætter udviklingen, vil der ved udgangen af 2012 være installeret 20.000-30.000 anlæg med en samlet effekt på mere end 100 MW.

Forventet udbygning med nettomålerordning til 2020

Det er vanskeligt at forudse, om interessen for solceller fortsætter med at stige, men selv hvis tilvæksten ikke stiger fra de ca. 25.000 anlæg per år, vil der i 2020 være en elproduktion fra solceller på knap 1 TWh. I Tabel 6 nedenfor er der angivet et forløb med en tilvækst på 25.000 anlæg per år, som anvendes i basisfremskrivning 2012. Dette er formentlig en relativ konservativ vurdering ved uændrede vilkår for private solcelleanlæg (nettomålerordning og skattefordele), hvor yderligere prisfald på anlæg i forhold til i dag kan forbedre den privatøkonomiske rentabilitet. Omvendt kan andre forhold, fx egnethed af mulig tagplacering og visuelle hensyn hos den enkelte husejer mv., bidrage til at dæmpe den fremtidige tilvækst.

År	Anlæg	MW	GWh
2012	25.000	125	106
2013	50.000	250	213
2014	75.000	375	319
2015	100.000	500	425
2016	125.000	625	531
2017	150.000	750	638
2018	175.000	875	744
2019	200.000	1000	850
2020	225.000	1125	956

Tabel 6: Solcelleudbygning i BF2012 (små anlæg)

Forventet udbygning efter 2020

Der kan forventes en fortsat vækst efter 2020. Der er i basisfremskrivningen beregningsteknisk regnet med en vækst på 25.000 anlæg pr. år frem til 2035, hvilket giver en samlet installeret effekt på ca. 3.000 MW. Det svarer til, at ca. 40 pct. af alle enfamiliehuse og sommerhuse har et anlæg. Den årlige elproduktion vil være omkring 2,6 TWh svarende til en dækning på ca. 7½ pct. af det nuværende elforbrug i Danmark.

Store anlæg

Generelt støttes solcellebaseret strøm, der leveres til elnettet, med et pristillæg, der sikrer en afregningspris på 60 øre/kWh i 10 år og 40 øre/kWh i de følgende 10 år⁵. Det vurderes umiddelbart tvivlsomt at anlæggene med data fra teknologikataloget bliver rentable i større omfang i fremskrivningsperioden. Det vil kræve en fortsættelse af de senere års store omkostningsreduktioner. Det vurderes dog sandsynligt, at der alligevel vil blive etableret et antal større anlæg. Der er i BF2012 derfor regnet med en tilvækst af større anlæg på 5 MW/år i hele fremskrivningsperioden.

Biogas i Danmark

Med energiaftalen af 22. marts 2012 forventes flg. udbygning med biogas, jf. Tabel 7:

År	(PJ)
2012	5,0
2013	6,6
2014	7,9
2015	9,3
2016	10,8
2017	12,5
2018	14,1
2019	15,2
2020	16,8

Tabel 7: Udbygning med biogas i Energiaftalen, 2012-2020

⁵ Dvs. at støtten er forskellen mellem elmarkedsprisen og afregningsprisen.

Af de 16,8 PJ biogas som indgår i fremskrivningen i 2020 er en betydelig andel antaget at være på basis af gylleforgasning, jf.: *Vores energi sigter på, at halvdelen af husdyrgødningen udnyttes til biogasproduktion i 2020, svarende til en forøgelse af biogasproduktionen til i alt ca. 16,8 PJ i 2020.*

For perioden efter 2020 er der yderligere usikkerhed ift. biogasudbygningen. Det samlede potentiale vurderes at være i størrelsesordenen 40-50 PJ. Et meget afgørende forhold er, hvorvidt strukturudviklingen i landbruget i retning af færre men større husdyrbesætninger kører videre, hvorved realiseringen af restpotentialet af husdyrgødningen bliver gradvis mere økonomisk, efterhånden som dyrene samles på stadig større besætninger. Dertil kommer spørgsmålet om, hvorvidt supplerende biomasse fx i form af energiafgrøder er tilgængelige i tilstrækkelige mængder.

I BF2012 er det forudsat at udbygningen efter 2020 fortsætter med samme takt som frem til 2020, dvs. 1,5 PJ ekstra per år. Hermed vil ca. 80 pct. af gyllen udnyttes til biogas i 2033, hvor biogasproduktionen når op på 35 PJ. Dermed fås flg. grundforløb for udbygningen frem til 2035:

År	(PJ)
2012	5,0
2013	6,6
2014	7,9
2015	9,3
2016	10,8
2017	12,5
2018	14,1
2019	15,2
2020	16,8
2021	18,3
2022	19,8
2023	21,3
2024	22,8
2025	24,3
2026	25,8
2027	27,3
2028	28,8
2029	30,3
2030	31,8
2031	33,3
2032	34,8
2033	35,0
2034	35,0
2035	35,0

Tabel 8: Udbygning med biogas i BF2012, 2012-2035

Biogasproduktionen kan blive større, hvis der suppleres med energiafgrøder, halm eller lignende. Omvendt kan problemer med infrastrukturudbygningen gøre, at biogasproduktionen bliver mindre.

Det må antages, at de driftsøkonomisk mest konkurrencedygtige løsninger til indpasning af biogas i energiforsyningen vil dominere på længere sigt. Det betyder, at infrastrukturen i 2030 potentielt kan indebære billigere distribution af biogas, end de opgraderingsomkostninger, man i dag snakker om. Det vil kunne ske enten via et separat biogasnet, eller via kombinationer med naturgasnettet, hvor mere konkurrencedygtige løsninger så er fundet.

Med Energiaftalen af 22. marts 2012 udbredes støtte til biogas til andre anvendelser end kraftvarme. Der er i fremskrivningen beregningsteknisk antaget flg. fordeling af den samlede biogasmængde.

År	Total	Kraftvarme	Opgradering	Proces	Egenproces
2012	5	2,8	0,1	1,5	0,7
2013	6,6	3,4	0,5	1,8	0,9
2014	7,9	4,0	0,7	2,2	1,0
2015	9,3	4,4	1,1	2,6	1,2
2016	10,8	4,6	1,4	3,3	1,4
2017	12,5	5,0	1,9	4,3	1,6
2018	14,1	5,1	2,3	5,1	1,8
2019	15,2	5,2	2,3	5,8	2,0
2020	16,8	5,4	2,9	6,4	2,2
2021	18,3	6,4	3,0	6,5	2,4
2022	19,8	7,5	3,1	6,6	2,6
2023	21,3	8,6	3,2	6,7	2,8
2024	22,8	9,7	3,3	6,8	3,0
2025	24,3	10,8	3,4	6,9	3,2
2026	25,8	11,9	3,5	7,0	3,4
2027	27,3	13,1	3,6	7,1	3,5
2028	28,8	14,2	3,7	7,2	3,7
2029	30,3	15,3	3,8	7,3	3,9
2030	31,8	16,4	3,9	7,4	4,1
2031	33,3	17,5	4,0	7,5	4,3
2032	34,8	18,6	4,1	7,6	4,5
2033	35	18,6	4,2	7,7	4,6
2034	35	18,6	4,2	7,7	4,6
2035	35	18,6	4,2	7,7	4,6

Tabel 9: Biogas fordelt op anvendelse (PJ)

Geotermi i Danmark

Ud over de i dag eksisterende geotermianlæg (Thisted og Margretheholm på Amager) er der en række geotermiprojekter, som har opnået 6-årig efterforskningstilladelse efter undergrundsloven. Disse projekter er på forskelligt stade. Alle kendte danske geotermiprojekter baseres på absorptionsvarmepumpe til at hæve temperaturen i geotermivandet til fjernvarmefremløbsniveau.

Efterforskningstilladelser givet i: Sønderborg (under opførelse), København, Viborg, Skive, Tønder, Åbenrå, Rønne, Struer, Givskud, Farum, Hjørring og Helsingør.

Det er ikke givet, at et geotermiprojekt realiseres, hvis det har fået en efterforskningstilladelse⁶. Alle projekterne overvejes i princippet realiseret uden støtte. Dog nævnes i visse sammenhænge et ønske om en statslig garantiordning. Det antages under anvendelse af "fugle-i-hånden" tankegangen, at to geotermiprojekter realiseres i BF 2012 frem mod 2020, ud over Sønderborg, som er under opførelse.

Skrotninger og investeringer i transmissionskapacitet

Ligesom for anlæg indlægges skrotninger og investeringer i transmissionskapacitet mellem de nordiske lande eksogent i RAMSES. I basisfremskrivningen antages der ikke skrotninger af eksisterende transmissionskapacitet. Mht. investeringer er det i basisfremskrivningen antaget, at udbygningerne i nedenstående Tabel 10 finder sted.

Forbindelse	Fra	til	I drift år	Kapacitet (MW)
Skagerrak4	Danmark Vest	Norge	2015 ⁷	600
Fenno-Skan2	Sverige	Finland	2012	800
Fenno-Skan3	Sverige	Finland	2021	600
Swe-Lit ⁸	Sverige	Litauen	2016	700
Estlink2 ⁹	Finland	Estland	2014	650

Tabel 10: Udbygning med transmissionskapacitet i BF2012

⁶ Næste mulighed for at ansøge ligger 1. februar 2013. Der er ikke flere godkendte projekter end de her beskrevne.

⁷ Skagerrak4 er godkendt og under etablering. Forventes i drift i sidste halvdel af 2014.

⁸ Der er ikke regnet med netto-energioverførsel i ledningerne. Der er ikke historiske data at basere sig på. Og skrotningen af Ignalina kernekraftværket gør det ikke oplagt hvilken retning et evt. energiflow vil få.

⁹ Samme bemærkning som for Swe-Lit.

BILAG 1: Metode ved valg af ny produktionskapacitet i fremskrivningen

Der bliver på sigt "behov" for ny kapacitet, som ikke er besluttet eller under bygning i dag. Denne kapacitet antages etableret på kommercielle vilkår, dvs. den etableres, hvis der kan tjenes penge ved at investere, ellers ikke.

Det forventes, at private investorer vælger investeringerne ud fra overvejelser om langsigtet elproduktionssomkostninger relativt til den forventede elsalgspris. Derudover kan der være en række planmæssige begrænsninger ift. mulighederne for at investere i en teknologi, fx adgang til kraftværkspladser eller placingsmuligheder til vindmøller.

Den langsigtede elproduktionsomkostning (Long Run Marginal Cost - LRMC) for en elproducerende teknologi kan bestemmes som sum af en række bidrag, jf. Tabel 11 nedenfor, hvor alle bidrag beregnes per MWh produceret el. LRMC er et udtryk for, hvilken pris det er nødvendigt at få for den producerede elektricitet, for at investeringen bliver rentabel. LRMC kan herefter – i en meget forenklet betragtning – sammenlignes direkte med den forventede børspreis for el. Hvis børsprisen er højest, skal der investeres – ellers ikke.

+ Kapitalomkostning
+ Driftsomkostninger (faste og variable)
+ Brændselsindkøb
+ CO2-kvoter
+ Afgifter
+/- Indtjening/udgift ved regulérkraft
- Eltilskud
- Varmesalg
= Elproduktionsomkostning (LRMC)

Tabel 11: Komponenterne i LRMC

Nedenfor knyttes en række bemærkninger til de enkelte poster i LRMC:

1. **Kapitalomkostning:** En investors forrentningskrav tager udgangspunkt i den risikofrie forrentning ved en alternativ investering. Dertil kommer et ønske om risikodækning. Som udgangspunkt antages det i denne analyse, at investeringsomkostningen vil sættes i forhold til det antagne forrentningskrav (antaget 10 procent) og afskrivningsperiode (antaget 15 år), samt af den årlige drifttid. Der kan dog være betydelige forskelle på forrentningskravet til forskellige teknologier som følge af forskelle i risici ift. ændrede markedsvilkår, fx. andre brændselspriser eller CO2-priser end forventet. Derudover vil investorer med en større portefølje medtage overvejelser vedr. risikospredning (til optimering af forventet profit uanset udviklingen i markedsvilkår), ligesom det kan indgå i overvejelserne, om man kan opnå et højere afkast for den samme investering, hvis den foretages i et andet land (fx som følge af forskelle på tilskud fra land til land).
2. **Driftsomkostninger:** Både anlæggenes faste og variable driftsomkostninger indgår i produktionsomkostningerne. Det er omkostninger til mandskab, smøreolie, reservedele m.v. I den konkrete dag til dag drift indgår kun de variable driftsomkostninger.
3. **Brændselsindkøb:** Brændsel indgår med fuld vægt i både langtids- og korttidsmarginalomkostningerne. Bidraget beregnes som brændselspris divideret med virkningsgrad.

4. **CO2-kvoter:** Hvis der anvendes fossilt brændsel, og anlægget indgår i kvoteordningen, bidrager kvoteprisen på marginalen til forøgelse af elproduktionsomkostningen. Bidraget beregnes som kvotepris * emissionsfaktor / virkningsgrad. Heri ligger implicit, at kvoterne slår igennem fuldt ud på marginalprisen. Herfra skal trækkes den årlige værdi af eventuelle gratiskvoter. Gratiskvoterne fungerer som et fast kapitaltilskud. Fra 2013 er der dog ikke længere nogen gratis kvoter til elproduktion, så dette bidrag bortfalder.
5. **Afgifter:** Energi- og CO2-afgifter indgår i produktionsomkostningerne på kraftvarmeværker. De pålægges typisk den del af brændslet, som går til varmeproduktion. I visse tilfælde beregnes der i stedet en afgift af varmeproduktionen. Herudover indgår svovl- og NOx-afgifter.
6. **Regulérkraft:** Som elmarkedet fungerer i dag, byder man en forventet elleverance ind. Bliver den faktiske leverance anderledes, skal der betales for op- og nedregulering. Vindmøller og andre vejrafhængige produktionsformer har svært ved at ramme rigtigt og må derfor købe regulérkraft. Andre typer anlæg vil omvendt kunne levere regulérkraft og dermed tjene penge. Det vil dog fordre, at de ikke stiller hele deres kapacitet til rådighed for det almindelige elmarked.
7. **Eltilskud:** En række anlæg modtager tilskud til elproduktionen. Dette reducerer LRMC tilsvarende.
8. **Varmesalg:** En indtægt fra varmesalg reducerer elproduktionsomkostningerne på kraftvarmeværker. Varmesalgsprisen er beregnet ud fra generelle principper, idet det ikke har været muligt at skaffe konkrete kontraktlige varmepriser i hvert fjernvarmeområde. Hovedprincippet er, at varmeprisen i centrale kraftvarmeområder beregnes ud fra kulkraftvarme ved delt kraftvarmefordel og i decentrale kraftvarmeområder ud fra varmeproduktionsprisen på naturgasbaseret fjernvarme.

Faktisk indtjening

Sammenligningen mellem LRMC og børsprisen er i virkeligheden kun første trin i rentabilitetsvurderingen for nye anlæg. Denne bruges til at skønne over hvilke anlæg, der ser ud til at være mest rentable. Disse anlæg lægges ind i datasættet, hvorefter RAMSES foretager en driftssimulering. Nu kan indtægter og udgifter på de enkelte anlæg vurderes mere nøjagtigt. Eksempelvis beregner modellen den "rigtige" drifttid for de enkelte anlæg og ikke den drifttid, som blev antaget ved beregningen af LRMC. Simuleringen tager også højde for, at nogle teknologier (eks. kondensværker) har mulighed for et indrette deres produktion efter markedsprisen, således at de producerer mest, når prisen er høj, mens andre teknologier (eks. vindmøller og i nogen grad varmbunden produktion) ikke kan styres efter markedsprisen og risikerer at opnå en lave gennemsnitspris end den gennemsnitlige spotpris set over hele året.

Komplicerende faktorer

Når beregningen ovenfor er gennemført, ved man i princippet hvilke anlæg markedet vil opføre af sig selv og hvornår. Imidlertid er der en række komplicerende faktorer, man i praksis også må tage hensyn til. Her skal blot nævnes nogle få:

- Selv-konkurrence. Hvis en eksisterende elproducent bygger et nyt anlæg, kan dette tage indtægt fra producentens allerede eksisterende anlæg. Dette fænomen (som kunne kaldes selv-konkurrence) findes ikke for en nyttilkommen investor. Hvis der ikke var nogen barrierer og rigeligt med byggepladser, ville truslen fra nyttilkomne få de eksisterende til at investere tidligere end de ellers ville. I praksis kan det imidlertid være svært for nyttilkomne at komme ind på fx det danske elmarked, selv om der ikke er nogen principielle begrænsninger.

- Vådår og tørår. Beregninger af rentabilitet laves i udgangspunktet på normale år mht. nedbør og vindforhold. Imidlertid viser beregninger, at gevinsten for mange ikke-vandbaserede elproducenter i tørår er større end tabet i vådår. Dette kan alt andet lige motivere til at investere tidligere.
- Usikkerhed om svingende brændselspriser. Ved rentabilitetsberegninger tager man typisk udgangspunkt i en given brændselsprisprognose. Hvis denne sammen med investeringerne peger på, at en bestemt anlægstype er billigst, vil investorerne dog ikke nødvendigvis i praksis vælge denne løsning. Men måske i stedet vælge et investeringsmæssigt lidt dyrere anlæg mod at kunne anvende flere forskellige brændsler. Herved garderes for en begrænset omkostning mod væsentlige fremtidige prisforskydninger i forhold til de forventede.