



Ea Energianalyse

Forsyningssektorfremskrivning

MILJØ OG ØKONOMI 2013 – BAGGRUNDSRAPPORT

04-03-2013

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Indledning	4
2	Sammenfatning	6
3	Afgifter og tilskud i Energiaftalen af 22. marts 2012	8
	3.1 Forsynings sikkerhedsafgift	8
	3.2 Tilskud til biogas	9
	3.3 Tilskud til landvindmøller	21
	3.4 Udbud af havvindmølleparker	22
	3.5 Udbud af kystnære havvindmøller	22
	3.6 Tiltag indført efter energiaftalen	23
4	Tilskud før Energiaftalen	26
5	Forsyningssektorfremskrivningen	28
	5.1 Investeringer i forsyningskapacitet	28
	5.2 Elproduktion	33
	5.3 Markedsprisen på el	37
	5.4 Fjernvarmeproduktion	39
	5.5 Brændselsforbrug	41
	5.6 CO ₂ -emissioner	43
	5.7 Importbalance for el	44
6	Generelle forudsætninger	45
	6.1 El- og fjernvarmeforbrug	45
	6.2 Brændselspriser	45
	6.3 Regulering af forsyningssektoren	48
7	VE-udbygningens effekt på forbrugerpriserne	51
8	Referencer	55
	Bilag 1: Udfasningsplan for centrale danske kraftværker	56
	Bilag 2: Forudsætninger for el- og fjernvarmefremskrivning	58
	Bilag 3: Investeringskatalog	62
	Bilag 4: VE-handlingsplaner i omverdenen	65
	Bilag 5: Det eksisterende transmissionssystem	67
	Bilag 7: Investering i transmissionskapacitet efter 2025	69
	Bilag 8: Biomassepotentiale	71
	Bilag 9: Vindpotentiale	74

1 Indledning

I dette dokument præsenteres resultater og anvendte forudsætninger til forsyningssektorfremskrivning i Miljø og Økonomi 2013 (M13). I fremskrivningen fokuseres der på Energifaftalen af 22. marts 2012.

Forsyningssektorfremskrivningen er fremkommet ved en iteration mellem DEMS og Balmorel modellen¹. Balmorel modtager el og fjernvarmeforbrug for Danmark fra DEMS, hvorefter Balmorel genererer priser. Denne iteration har foregået indtil modellerne konvergerer, og modellerne er enige om priser og mængder.

På fremstillingen af de fleste figurer og tabeller angives værdier for to scenarier, 'Reference' og 'Energifaftale', som angiver henholdsvis resultater fra referencefremskrivningen uden energifaftalen (herefter benævnt referencescenariet eller reference) og fremskrivningen med energifaftalens virkemidler (herefter benævnt energifaftalescenariet eller energifaftale).

Den seneste forsyningssektorfremskrivning blev udarbejdet til Miljø og økonomi 2010 (M10). Følgende væsentlige ændringer, som er beskrevet nærmere i rapporten, er lavet i M13-modellen sammenlignet med modellen anvendt til M10:

- Hele modelområdet, som omfatter Norden og Tyskland er opdateret med seneste viden om eksisterende kraftværker for både el- og kraftvarmesystemer, herunder udfasning af atomkraft i Tyskland
- IEA's World Energy Outlook 2012 brændsels- og CO₂-priser (New Policies scenariet). New Policies scenariet tager højde for vedtagne aftaler, eksempelvis CO₂-reduktionsmål indmeldt til Copenhagen Accord, i sin fremskrivning. Prisen på biomasse er baseret på Energistyrelsens brændselsprisfremskrivning fra 2012.
- VE-udbygning i omverden er repræsenteret ved de enkelte landes National Renewable Energy Action Plans (Nationale VE-handlingsplaner), der er indsendt til EU Kommissionen, og dermed på specifikke teknologimål frem mod 2020 for Tyskland, Norge, Sverige og Finland.
- Modellen kan investere i transmissionskapacitet efter 2025 baseret på en metode for estimering af investeringsomkostninger opdelt på de enkelte forbindelser, hvor bl.a. forbindelsens længde og hvorvidt der er tale om AC eller DC tages i betragtning.
- El- og varmeforbrugsfremskrivninger er opdateret for omverdenen, bl.a. baseret på nationale VE-handlingsplaner frem mod 2020.

¹ www.balmorel.com

- Modellen kan investere i ny produktionskapacitet efter Energistyrelsen og Energinet.dk's katalog for el og varmeproduktionsteknologier fra maj, 2012.
- Der er udviklet en alternativ form for tidsaggregering, der bevarer en højere grad af variabilitet trods aggregering. Dette giver en bedre repræsentation af kapacitetsbehovet i systemet samt udfordringerne ved variable produktion, eksempelvis fra vind.

2 Sammenfatning

Der er i forsyningssektorfremskrivningen udviklet to scenarier; et reference- og et energiaftalescenarie, som viser udviklingen i forsyningssektoren i en referencefremskrivning uden energiaftalen (herefter benævnt referencescenariet eller reference) og en fremskrivning med energiaftalens virkemidler (herefter benævnt energiaftalescenariet eller energiaftale).

Der er i modellen indlagt et eksogent forsyningsteknologiforløb, hvor eksisterende kapacitet løbende udfases ved endt levetid. Samtidig investerer modellen endogent løbende i forsyningsteknologi. I Danmark investeres der primært i vindmøller, biomasse- og biogas-elproduktionskapacitet frem mod 2020 og 2035. I 2020 er vindudbygningen i energiaftalescenariet ca. 1500 MW højere end i referencescenariet, hvilket skyldes havvindudbygningen. I perioden fra 2020 til 2035 vælger modellen i referencescenariet at udbygge med ca. 1400 MW havvind, hvilket her altså stort set svarer til havvindudbygningen i energiaftalescenariet. Effekten af energiaftalen for vindudbygningen, når der sammenlignes med referencen, er altså primært en fremrykning af havvindinvesteringerne. I 2035 er den installerede vindkraftkapacitet stort set identisk på ca. 5800 MW i de to scenarier, mens der i 2020 er ca. 6700 MW vindkraft i energiaftalescenariet mod 5300 MW i referencescenariet. Landvindudbygningen følger den samme udvikling i de to scenarier, hvor modellen i 2035 vælger at udnytte det fulde landvindpotentiale på 4500 MW. Modellen tager her også hensyn til skrotning af eksisterende vindkapacitet. I energiaftalescenariet udgør vindkraft i 2020 ca. 45 % elkapaciteten. Eksisterende kraftværkers elkapacitet udgør her ca. 6000 MW inklusiv reserveanlæg, hvortil modellen investerer i ca. 1000 MW ny elkapacitet bestående primært af biogas- og flis-kraftvarme.

Elproduktionen i Danmark ændrer sig i både energiaftale- og referencescenariet frem mod 2020 til i højere grad at være baseret på vind, biomasse og biogas, mens der sker en reduktion i andelen af naturgas og kul. I begge scenarier følges den samme overordnede tendens, hvor den mest markante stigning sker i vindkraft og flisanvendelsen til elproduktion. Det mest markante fald sker i anvendelsen af kul til elproduktion, hvor produktionen falder som de eksisterende kulkraftværker udfases.

I 2020 er VE-elproduktion ca. 5 TWh højere i energiaftalescenariet, hvilket, som nævnt i ovenstående, skyldes øget elproduktion fra havvindmøller. I 2035 er VE-produktion i referencescenariet ca. 1,5 TWh højere end i energiaftalescenariet. Dette skyldes, at modellen i referencescenariet i højere

grad vælger at anvende biomasse til elproduktion, hvilket ses både i 2020 og 2035. Med energiaftalen pålægges biomasse den såkaldte forsyningssikkerhedsafgift, hvorved biomasse sammenlignet med fossile brændsler bliver et mindre attraktivt brændsel til kraftvarmeproduktion. Det bør her endvidere bemærkes, at energiaftalen indfører aftalefrihed, hvormed varmeselskaber og kraftværksejere frit kan forhandle varmepris, hvilket i praksis medfører et øget incitament til omstilling af eksisterende kraftværker til biomasse. Det er i scenarierne antaget, at biomassekraftværker kun indføres, hvis økonomien tilsiger opførsel af nye kraftværker. Biogasproduktionen er højere i energiaftalescenariet, da incitamentet til at anvende biogas her er øget væsentligt.

På varmesiden investeres der i Danmark markant i biomassekraftvarmeproduktion, hvilket skyldes afgiftsfordelen ved anvendelse af biomasse til varmeproduktion. Specielt flisanvendelsen er stigende gennem hele perioden. Herudover ses det, som ved elproduktionen, at naturgas- og kulanvendelsen er faldende frem mod 2020 og 2035. Modellen vælger endvidere i begge scenarier at investere i varmepumper, hvilket ses som et resultat af den med finansloven for 2013 reducerede elafgift til opvarmning. Udbygningen med varmepumper sker hovedsageligt i de decentrale fjernvarmeområder, hvor der i dag anvendes naturgas, da der her er et incitament til at overgå til billigere varmforsyningsteknologier. Endvidere viser analysen, at den samlede biomassefjernvarmeproduktion i 2020 og 2035 er hhv. ca. 1,5 og 7,5 PJ lavere i energiaftalescenariet sammenlignet med referencen. Dette skyldes, at forsyningssikkerhedsafgiften reducerer incitamentet til at anvende biomasse til fjernvarmeproduktionen. Biogasfjernvarmeproduktionen er endvidere ca. 6,5 PJ højere i 2020 i energiaftalescenariet, hvilken skyldes det øgede incitament til biogasanvendelse, der blev indført med energiaftalen.

CO₂-emissioner fra den danske forsyningssektor er faldende frem mod 2020. Fra i 2011 at ligge på et niveau ca. 23 Mt/år, falder udledningen til ca. 15,5 Mt/år i 2020 og 3 Mt/år i 2035 i energiaftalescenariet. Den mest markante kilde til de danske CO₂-udledninger i forsyningssektorfremskrivningen er gennem hele perioden kul, og i mindre grad naturgas.

3 Afgifter og tilskud i Energiaftalen af 22. marts 2012

I Energiaftalen af 22. marts 2012 indføres en ny afgift samt en række tilskud, der alle har til formål at fremme af vedvarende energi i Danmark frem mod 2020. I dette afsnit beskrives de dele af energiaftalen, der har indflydelse på el- og fjernvarmesektoren. Formålet er at anvende forudsætningerne herfra til Energiaftalescenariet i forsyningssektorfremskrivningen.

Overordnet er det tale om følgende afgifter og tilskud, der vedrører el- og fjernvarmesektoren.

- Forsyningsikkerhedsafgift
- Tilskud til biogas
- Tilskud til landvind
- Udbud af havvind
- Kystnær havvind

Partierne bag energiaftalen indgik i forlængelse heraf en aftale vedrørende solcellestrategi d. 15. november 2012. Strategien har betydning for energiaftalen, idet den, for at undgå provenutab ved solcelleudbygningen frem mod 2020, udskyder indfasningen af havvind og hæver forsyningsikkerhedsafgiften. Der er derfor i det følgende også taget hensyn til denne aftale. Herudover blev elafgiften ved indgåelse af finansloven for 2013 reduceret, hvilket også her beskrives nærmere.

3.1 Forsyningsikkerhedsafgift

Med Energiaftalen indføres en ny energiafgift, en forsyningsikkerhedsafgift. Afgiften pålægges al rumvarme, dvs. rumvarme fra såvel fossile brændsler som biomasse, og træder i kraft i 2013. Dog gælder det for biomasse, at der er tale om et nyt afgiftsgrundlag, hvorfor den må udformes under hensyn til EU's diskriminations- og statsstøtteregler og derfor først træder i kraft i 2014. For at lempe belastningen fra forsyningsikkerhedsafgiften på forbrugere af fossile brændsler, der modsat biomasse allerede er afgiftsbelagt, reduceres afgiftsstigningen på fossile brændsler med 7,6 kr./GJ i 2020 sammenlignet med forsyningsikkerhedsafgiften for biomasse (2010-niveau).

Som resultat af solcellestrategien af 15. november 2012 finansieres provenutabet for solcelleordningen delvist ved en øget forsyningsikkerhedsafgift. Denne forøgelse er endnu ikke endeligt fastlagt.

Opgørelsen heraf er derfor baseret på en vurdering af det provenu, der er opgjort til at skulle finansieres via forsyningssikkerhedsafgiften i aftalen vedrørende solcellestrategi sammenholdt med det samlede provenu, der i energiaftalen er estimeret til at blive finansieret gennem forsyningssikkerhedsafgiften. Heraf fås en stigning i forsyningssikkerhedsafgiften på 17 % i 2013 faldende til 10 % i 2020 i forhold til det tidligere udmeldte niveau fra Energistyrelsen. Den estimerede indfasning af forsyningssikkerhedsafgiften fremgår af nedenstående tabel.

2011-prisniveau		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Forsyningssikkerhedsafgift									
Biomasse	kr./GJ	-	2,3	15,6	17,5	20,2	23,1	25,6	28,9
Fossile brændsler	kr./GJ	9,9	12,3	14,0	16,0	17,1	18,5	19,5	21,3

Tabel 1: Estimeret indfasning af forsyningssikkerhedsafgiften frem mod 2020 i 2011-kr. Efter 2020 antages afgiften at være konstant.

Afgifter ved kraftvarme Ovenstående tabel angiver afgiftsniveauet for rumvarme, som herefter justeres vha. en den afgiftsmæssige varmekoefficient, der som hovedregel er 120 % for varme produceret ved kraftvarme.

Afgifter ved ren varmeproduktion Rent varmeproducerende anlæg, herunder kedler der anvender fossile brændsler og varmepumper i kraftvarmeområder, er normalt omfattet af det såkaldte afgiftsloft og antages også at blive påvirket af forsyningssikkerhedsafgiften. Dette loft deles med den afgiftsmæssige varmekoefficient, så stigningen i afgiftsloftet i 2020 ved anvendelse af fossile brændsler svarer til 17,8 kr./GJ (21,3 kr./GJ delt med 120 %), hvilket svarer til effekten af forsyningssikkerhedsafgiften for kraftvarmeanlæg. Da biomassekedler ikke er omfattet af afgiftsloftet, pålægges disse en afgift svarende til den fulde indfasning af forsyningssikkerhedsafgiften for biomasse. Denne er derfor 28,9 kr./GJ i 2020.

3.2 Tilskud til biogas

I aftalen begunstiges biogas gennem både drifts- og anlægsstøtte. Hvor det tidligere alene var biogas, der blev anvendt til kraftvarmeproduktion, som kunne opnå støtte, gennemføres der med energiaftalen en ligestilling mellem anvendelse af biogas og forgasningsgas til kraftvarmeproduktion og biogas, som leveres til naturgasnettet. Den nuværende støtte bestående af tilskud til elproduktion og afgiftsreduktion til kraftvarmeproduktion på (ca.) 79 kr./GJ anvendt biogas ydes derfor også fremover til biogas, der leveres til

naturgasnettet og ydes her som et tilskud pr. leveret GJ biogas til naturgasnettet. Forgasningsgas til elproduktion får samme støtte som biogas til elproduktion.

Tilskuddet til elproduktion kan opnås som enten et fast tilskud på 79,3 øre pr. kWh elproduktion til anlæg, der alene anvender biogas, eller som et elproduktionstilskud på 43,1 øre/kWh oven på elprisen til anlæg der anvender en kombination af biogas og naturgas. Støtten indeksreguleres den 1. januar hvert år fra 2013 på grundlag af 60 % af stigningerne i nettoprisindekset i det foregående kalenderår i forhold til 2007.

Ud over ovenstående grundtilskud øger aftalen støtten til biogas med yderligere to elproduktionstilskud - et på 26 øre/kWh og et på 10 øre/kWh. De 26 øre/kWh reduceres i samme takt, som naturgasprisen stiger, og forventes derfor at bortfalde i 2020², mens de 10 øre/kWh aftrappes med 2 øre/kWh om året fra 2016, og derfor ophører ved udgangen af 2019. Dette giver i 2012 en samlet elproduktionstilskud til biogas i kraftvarmeanlæg på ca. 79,1 øre/kWh (43,1+10+26 øre/kWh) i tillæg til elprisen. Tilsvarende tilskud på hhv. 26 kr./GJ og 10 kr./GJ gives til biogas, der leveres til nettet, således at den samlede støtte til biogas leveret til naturgasnettet udgør 115,3 kr. pr. leveret GJ biogas i 2012. Det skal her bemærkes, at opgraderet biogas vil blive pålagt afgifter svarende til de for naturgas, når denne opgraderede biogas senere anvendes, hvorimod biogas anvendt direkte i kraftvarme har en afgiftsfordel sammenlignet med fossile brændsler.

Reguleringen ændres endvidere, hvorved det bliver frivilligt at omlægge fra fast elafregning til elpristillæg for rene biogasbaserede værker.

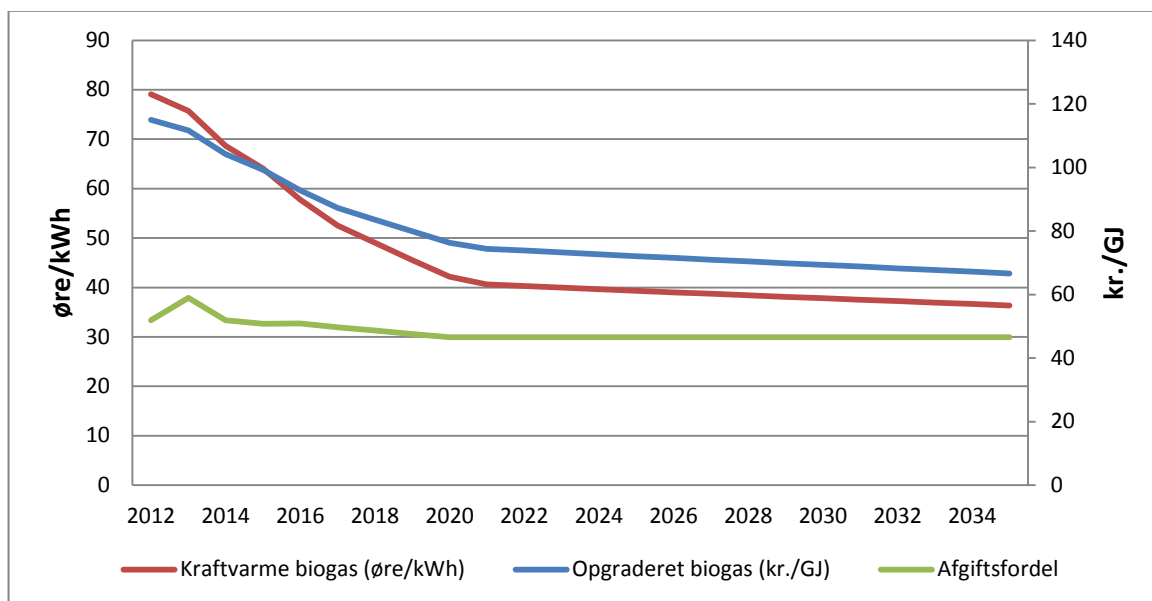
Overførsel af
tilskudsmodel til
Balmorel

I Balmorel indlægges grundtilskuddet 43,1 øre/kWh til biogasbaseret kraftvarme som et elproduktionstilskud, og det bemærkes, at den gennemsnitlige årlige elpris blot skal overstige ca. 36 øre/kWh for at dette er fordelagtigt. Hertil kommer de to øvrige elproduktionstilskud på sammenlagt 36 øre/kWh i 2012, hvorved det samlede elproduktionstilskud i 2012 er 79,1 øre/kWh.

² Denne korrektion foretages årligt den 1. januar fra 2013. Støtten korrigeres med det beløb i kr./GJ naturgasprisen i det foregående år er højere end en basispris på 53,2 kr./GJ. Er prisudviklingen for naturgas negativ i forhold til basisprisen, forøges tilskuddet tilsvarende. Ved beregningen af denne naturgaspris anvendes den gennemsnitlige markedspris på naturgas i kalenderåret. Ved markedspris forstås den daglige day ahead-slutpris i kroner/kubikmeter på den danske gasbørs, Nordpool Gas, omregnet til kroner pr. GJ med gassens nedre brændværdi.

Tilskuddet til opgraderet biogas indføres som et brændselsbaseret tilskud, og indføres derfor som de 115,3 kr./GJ i 2012.

De to tilskudsformer og deres forløb frem mod 2035 fremgår af nedenstående figur. Da tilskuddets størrelse bl.a. afhænger af naturgasprisen, anvendes her naturgasprisfremskrivningen fra World Energy Outlook 2012.



Figur 1: Figuren viser tilskud til biogas kraftvarme (elproduktionstilskud i øre/kWh el) og opgradering af biogas (kr./GJ tilført biogas) med Energifaftalens rammer frem mod 2035.

Udbygningsforløb for biogas

En fremskrivning af biogasanvendelsen som følge af energiaftalens tilskud til biogas er forbundet med usikkerheder. På den ene side er der nogle økonomiske støtteincitamenter, der vil tilsige en hurtig og omfattende udbygning, mens der på anden side er nogle fysiske begrænsninger for udbygningstakt og potentiale for den samlede biogasproduktion. Som beskrevet indføres med energiaftalen en række økonomiske incitamenter der tilsiger øget biogasanvendelse. Dette gælder for anvendelse af biogas til kraftvarme og opgradering af biogas til anvendelse i naturgasnettet. Disse to anvendelser vil have indvirkning på forsyningssektoren. Herudover gives der også tilskud til direkte anvendelse af biogas i proces og transport. Det er en vurdering af den samlede anvendelse, herunder biogas til kraftvarme, opgradering, proces og transport, der vil ligge til grund for vurdering af hvordan biogasressourcer vil finde anvendelse. Følgende overordnede parametre vurderes at have betydning for udviklingen:

- 1) Støtteniveau i energiaftalen ved forskellige biogasanvendelser

- 2) Biogaspotentiale og mulighed for iblanding af energifgrøder
- 3) Selskabsøkonomiske gevinster og omkostninger ved forskellige anvendelser
- 4) Fysisk planlægning og adgang til afsætning til lokale fjernvarmenet og gasselskaber

Støtteniveau i energiaftalen

Energiaftalen forbedrer de økonomiske vilkår for biogasproduktionen bl.a. med henblik på, at biogas i højere grad end i dag skal kunne anvendes uden for kraftvarmesektoren. Ud over de omtalte tilskud til biogas anvendt til kraftvarme og opgradering, indføres følgende støtte til proces og transport:

- Der indføres et nyt grundtilskud til biogas til proces i virksomheder og transport på netto 39 kr./GJ
- Der indføres et tilskud på 26 kr./GJ til alle anvendelser af biogas. Tilskuddet aftrappes i takt med stigende naturgaspriser. Tilskuddet aftrappes med 1 øre/GJ, når naturgasprisen stiger med 1 øre/GJ.
- Der indføres yderligere et tilskud på 10 kr./GJ til alle anvendelser af biogas. Tilskuddet aftrappes med 2 kr./GJ fra 2016 til 0 kr./GJ i 2020.

Nedenstående tabel giver et overblik over ændringerne i støtten til biogasanvendelse, der er indført med energiaftalen med de satser der gælder for 2013.

(2011-Kr./GJ biogas)	Før energiaftalen	Energiaftalen (2013)	Energiaftalen (2020)
Kraftvarme (øre/kWh el)	70,2	115,4	75,5
Opgradering til net	-	115,4	75,5
Proces	-	75,0	37,5
Transport	-	75,0	37,5

Tabel 2: Tabellen viser støtteniveau til biogas for forskellige anvendelser (2011-kr).

Ud over ovenstående direkte tilskud, har biogas til kraftvarme også fordel i form af afgiftsfritagelse for rumvarme sammenlignet med eksempelvis opgraderet biogas og naturgas. Denne fordel reduceres i mindre omfang med indførelse af forsyningssikkerhedsafgiften, der er højere for biobrændsler i forhold til fossile brændsler. Forsyningssikkerhedsafgiften er stigende frem mod 2020, og denne kraftvarmefordel vil derfor blive reduceret over tid. Ligeledes vil opgraderet biogas, der distribueres via naturgasnettet efterfølgende skulle betale energifgift som almindeligt naturgas.

I det følgende diskuteres de forskellige anvendelsesmuligheder for biogas.

Decentral kraftvarme

Biogas som brændstof i en gasmotor til el- og varmeproduktion er den mest almindelige anvendelse af biogas i Danmark i dag. Der er en række fordele ved at anvende biogassen i en gasmotor. For det første kan biogassen anvendes direkte i motoren efter en rensning for svovlbriente, som foretages under alle omstændigheder. Opgradering af gassen er ikke nødvendig.

Truslerne mod den decentrale naturgas kraftvarme kan blandt andet komme fra en massiv og hurtig udbygning med vindkraft, som kan presse priserne i elmarkedet ned i vindrige perioder. Afhængig af den øvrige udvikling i elmarkedet, kan det give mindre driftstid til de eksisterende naturgaskraftvarme-værker og betyde, at elbaseret varmeproduktion og biomasse varmekedlers vælges, når de nuværende naturgasfyrede kraftværker skal udskiftes.

Omvendt vil vindkraft øge værdien af de decentrale værkers fleksibilitet. Samtidig vil incitamentet til samproduktion af el og varme øges på grund af højere brændselspriser og øget vægt på CO₂-reduktion. Der må forventes et svagt faldende varmemarked for de decentrale kraftvarmeværker pga. varmebesparelser i de enkelte huse, som dog i et vist omfang kan modsvares af øget tilslutning til fjernvarmenettet og nybyggeri.

Central kraftvarme

Pga. den geografiske placering af de centrale kraftværker og antallet af værker vil større anvendelse af biogas her indebære lang transport enten via særskilt infrastruktur eller via det eksisterende naturgasnet efter opgradering. Sammenholdt med mindre kraftvarmeværker til forsyning af decentrale kraftvarmeområder, er konkurrencen fra biomassekraftværker desuden større for store centrale produktionsanlæg. Det hænger sammen med, at der er betydelige 'economy-of-scale' gevinster ved at anvende store kedelanlæg til biomassebaseret elproduktion.

På den baggrund vurderes biogas ikke at have nogen væsentlig rolle på de centrale kraftværker på kort sigt. På længere sigt kan de centrale værkers driftsmønster ændre sig, så de i højere grad vil fungere som back-up for vindkraft. Det vil give færre driftstimer og betyde at fx motoranlæg, gasturbiner eller eventuelt brændselsceller vil blive foretrukket frem for større kedelanlæg. I den forbindelse kan biogas blive interessant som brændsel. Da el og varmeproduktion – og dermed også gasforbruget - vil variere meget på sådanne back-up anlæg, vil det formentligt blive nødvendigt at kunne lagre biogassen over længere perioder. Det taler for, at en væsentlig del af den

tilførte biogas skal opgraderes af hensyn til at kunne udnytte de centrale gaslagre.

Proces

Industrien anvendte i 2010 godt og vel 30 PJ naturgas, hvilket svarer til gasforbruget på decentrale kraftvarmeværker. Naturgas anvendes i dag i de fleste produktionserhverv i Danmark i både industrielle processer og til rumvarme.

Principielt kan alle virksomheder, der i dag anvender naturgas, bruge biogas. Dertil kommer virksomheder, der anvender olie og kul til proces, som på sigt vil kunne skifte til biogas, såfremt det er rentabelt. Det er Energistyrelsens vurdering³, at gasforbruget på procesvirksomheder er bedre korreleret med biogasproduktion end gasforbruget på kraftvarmeværker. Det gælder både i forhold til beliggenhed, sæsonvariation og døgnvariation. Samlet vurderes potentialet for afsætning af biogas til procesvirksomheder derfor at være større end potentialet for afsætning af biogas til decentrale kraftvarmeværker. Da forsyningen af virksomheden forudsætter etablering af en gasledning fra biogasanlæg til virksomhed, vil rentabiliteten af forsyningen være afhængig af såvel afstand mellem virksomhed og biogasanlæg som mængden af biogas.

Fordelen ved at anvende biogas på industrianlæg er at sæsonvariationen i naturgasforbruget generelt er mindre end på kraftvarmeværker. Aftaget af gas passer således bedre med biogasproduktionen over året. For større industrielle gasaftagere, der ligger fornuftigt placeret i forhold til biogasanlæggene, vil biogassen kunne fremføres direkte eller i et lavtryksgasnet til forholdsvis lave omkostninger. Opgradering af naturgas vurderes derfor for mange modtagere ikke at være nødvendigt.

Fordelene ved at anvende gas i industrien er, at den kan anvendes direkte i industriprocesser, til kraftvarme, til både lav- og højtemperaturdrift, og at brændslet er tilgængeligt uden behov for lagring.

Trods disse fordele er det usikkert, hvordan forbruget af gas påvirkes i fremtiden af industriens skiftende sammensætning og teknologiske udviklinger inden for processystemer. Historisk er der sket en øget elektrificering af industriens energiforbrug, og det er sandsynligt at denne vil fortsætte fx ved anvendelse af højtemperatur varmepumper mv. Desuden kan

³ Energistyrelsen: Svar på diverse spørgsmål vedr. biogas, maj 2011

energibesparelser i industrien påvirke naturgasforbruget i nedadgående retning.

Samlet set må det dog vurderes, at gas fortsat i mange år kan have mulighed for en forholdsvis stor afsætning til industrien. Dette skal ses i lyset af, at fremstillingsvirksomheder generelt har relativt korte investeringshorisonter sammenlignet med energisektoren, hvilket er til fordel for brændsler med høje energiomkostninger og lave kapitalomkostninger.

Dertil kommer, at virksomhedernes valg af en energikilde vejes op med flere faktorer end selve energiprisen og omkostninger til energiproduktionsanlæg (kedler og motorer mv.). Omkostninger forbundet med energikilden skal også tages i betragtning. Lagring, opbevaring og bortskaffelse af aske, styring af logistikken omkring bestilling m.m. er vigtige elementer som muligvis kan blive dyrere end selve energikilden for virksomheder uden et stort energiforbrug.

Disse forhold taler for, at gas fortsat vil spille en vigtig rolle indenfor procesformål og konvertering, fordi bl.a. fast biomasse er sværere at håndtere.

Transport

I dag anvendes gas stort ikke i den danske transportsektor⁴. På længere sigt kan det imidlertid blive attraktivt af flere årsager, for eksempel af hensyn til olieforsyningsikkerheden, som CO₂-reduktionsmiddel samt af økonomiske grunde afhængigt af, hvordan prisforholdet mellem naturgas og olie udvikler sig.

Anvendelse i transportsektoren må vurderes at give en høj værdi af naturgas, idet naturgas vil fortrænge dyre brændstoffer – benzin og diesel - som det kan forventes, at der vil blive øget knaphed på i fremtiden.

Udfordringen ved anvendelse af både biobrændstoffer, som bioethanol og biodiesel og brint, er at nedbringe de forholdsvis store energitab forbundet med produktionen. I den forbindelse kan gasbaseret drift blive et relevant alternativ, fordi tabene også på lang sigt kan forventes at være lavere end for flydende biobrændstoffer, også ved anvendelse af eksempelvis biogas.

Det vurderes derfor, at en satsning på gas i transportsektoren både kan være et økonomisk attraktivt alternativ til benzin og diesel på kort- og mellemlang

⁴ Naturgas Fyn har for nylig investeret i en enkelt fyldestation.

sigt og samtidigt indgå som en vigtig brik i den langsigtede vision om at gøre Danmark uafhængig af fossile brændstoffer.

For at kunne opnå høj energitæthed ved transport af biogassen i køretøjerne vælger man at opgradere biogassen, når den skal anvendes til transportformål.

Det skal bemærkes, at biogas er 2. generations biobrændsel og derfor vil tælle dobbelt i det EU bestemte mål om at opnå 10 % VE andel i transportsektorens energiforbrug i 2020. Vurderet snævert i forhold til at opnå denne målsætning kan opgraderet biogas vise sig at være en samfundsøkonomisk interessant løsning sammenlignet med at anvende flydende 1. eller 2. generationsbiobrændstof.

Sammenligning af
selskabsøkonomi ved
forskellige anvendelser

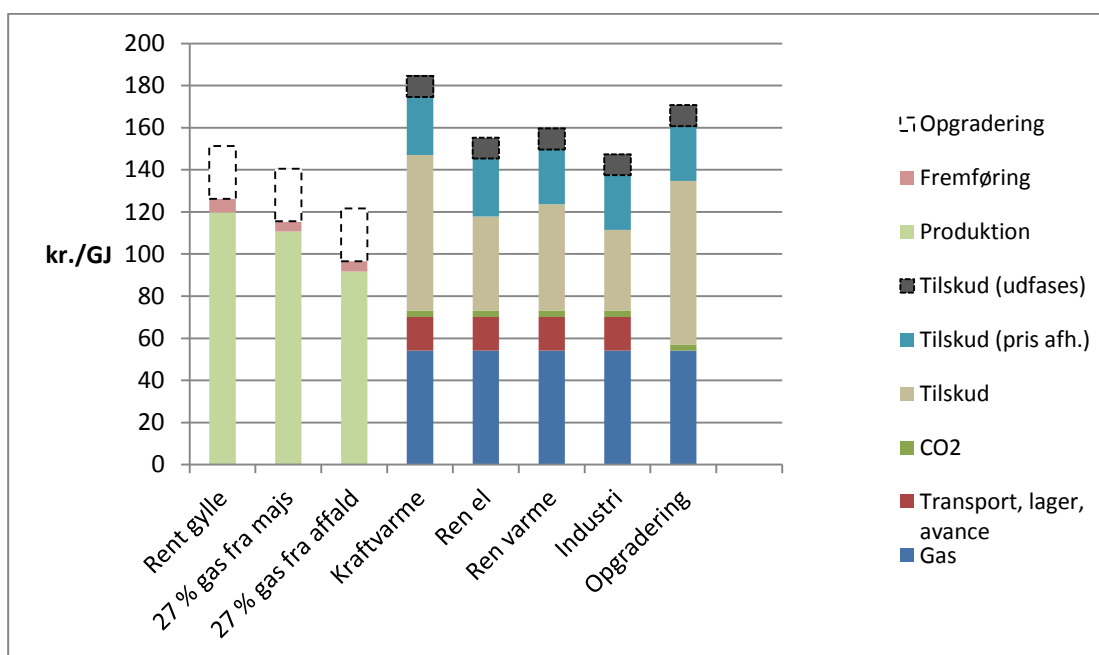
I figuren nedenfor sammenlignes de selskabsøkonomiske omkostninger ved at producere biogas med værdien af biogas inkl. de tilskud, som blev vedtaget i energitalen. Anlægsstøtten på 30 % af investeringsomkostningen er ikke indregnet i omkostningen ved at producere biogas, da det er usikkert om denne ordning fortsætter efter 2012. Det fremgår, at produktionsomkostningen ligger betydeligt under værdien af gassen.

Det ses desuden, at det er mest attraktivt at afsætte gassen til kraftvarme, hvis dette er muligt. Det er mindre attraktivt at afsætte til industri, fordi tilskuddet er lavere. Står valget mellem afsætning til industri eller opgradering vil opgradering være privatøkonomisk mest interessant på trods af omkostningen til selve opgraderingsanlægget.

Afsættes biogas til gasforbrugere, som f.eks. et kraftvarmeanlæg, spares distributionstariffer og handelstariffer for den naturgas, værket ellers ville have købt. Opgraderes biogassen derimod og sælges til en aftager i gasnettet, vil der ikke være en tilsvarende besparelse, fordi den opgraderede gas skal svare distributionstarif.

Biogas til kraftvarme eller opgradering opnår ca. 115 kr./GJ i tilskud i 2012. Hertil kan lægges værdien af naturgas, så den samlede afregning ender på lige knap 185 kr./GJ for biogas til kraftvarme og ca. 170 kr./GJ for opgraderet biogas. Dette er væsentligt over de beregnede omkostninger ved at producere gassen, også selvom en væsentlig del opgraderes.

Som beskrevet tidligere, udfases en del af støtten (10 kr./GJ) dog frem mod 2020 og en anden del (26 kr./GJ) afhænger af prisen på naturgas. Ligeledes bliver nogle af tilskuddene mindre værd over tid og derudover pålægges biogas til varmeproduktion forsyningsikkerhedsafgift. Anvendes Energistyrelsens brændselsprisforudsætninger, vil støtten i 2020 til kraftvarme og opgradering derfor blive reduceret til 68 hhv. 75 kr./GJ, da bl.a. tilskuddet på 10 kr./GJ og tilskuddet på 26 kr./GJ bortfalder. Dette opvejes delvist af stigende gas og CO₂-priser.



Figur 2: Selskabsøkonomisk omkostning ved at producere biogas sammenholdt med værdien af biogassen inklusive tilskud i 2012. Produktionsomkostningen er baseret på forudsætningerne fra Energistyrelsens business-case.

Biogasressourcen

Energistyrelsen opgjorde i 2010 potentialet og den samlede biogasproduktion (2008) som vist i tabellen neden for.

	Potentiale, Energistyrelsen PJ	Produktion 2008, Energistyrelsen PJ
Husdyrgødning	26,0	1,06
Spildevandsslam	4,0	0,84
Industriaffald, dansk	2,5	1,04
Industriaffald, import		0,65
Kød- og benmelsprodukter	2,0	0,03
Husholdnings/madaffald	2,5	0,04
Have- og parkaffald	1,0	0
Lossepladsgas	1,0	0,27
Energiafgrøder		
Enggræs		
Efterafgrøder		
Total	39	3,93

Tabel 3: Potentiale og opgjort biogasproduktion, Energistyrelsen, 2010.

Produktion i 2008 på ca. 4 PJ/år svarer til ca. ½ pct. af Danmarks energiforbrug.

Det bemærkes endvidere, at det i regeringens energistrategi, *Vores energi*, er målsætningen at halvdelen af husdyrgødningspotentialet på 26 PJ i 2020 udnyttes til biogasproduktion. Det er hermed målet at øge anvendelsen fra de nuværende ca. 1 PJ husdyrgødning til 13 PJ i 2020.

Udover det energibidrag, der kommer fra husdyrgødningen, er det nødvendigt at iblande biomasse til gyllen, når man producerer biogas. Her er de seneste retningslinjer, at det med de nye regler er tilladt højst at iblande 25 procent af det, der hældes i biogasanlægget. Denne grænse gælder som betingelse for at opnå støtte fra 2015 til og med 2017. Fra 2018 må højst 12 procent være energiafgrøder. Iblanding har stor betydning for den samlede biogasproduktion, da eksempelvis iblanding af 10 % energiafgrøder på vægtbasis medfører en fordobling af biogasproduktionen.

For at vurdere udbygningen med biogas frem mod 2015, er det set nærmere på ansøgningsfeltet til anlægsstøtte⁵. 50 ansøgere har søgt for over 800 millioner fra Fødevareministeriets pulje på 243 millioner kroner, der skal bruges til at lave nye og udbygge eksisterende anlæg.

⁵ Det er med energiaftalen alene i 2012 er muligt at søge om tilskud på 1/3 af investeringen.

Anlægsstøtten udgør 30 %. Dvs. de samlede investeringer for ansøgte anlæg kan antages udgøre ca. 2.670 mio. kr. (800 mio. kr./30%), heraf må de støtteberettigede anlægs investeringer antages at udgøre 810 mio. kr. (243 mio. kr./30 %). Et nyt biogasanlæg med en årskapacitet på 365.000 tons vil i runde tal indebære en investering på ca. 100 mio. kr. Dvs. det ansøgte investering på 2.760 mio. kr. svarer til anlæg med en kapacitet på ca. 9.745.000 tons. De forventede støttede investeringer svarer til en kapacitet på ca. 2.960.000 tons.

Hvor meget gas anlæggene vil producere vil afhænge af fordelingen mellem husdyrgødning, affald og energiafgrøder. For husdyrgødning er gasudbyttet ca. 15,6 Nm³ metan per ton (0,56 GJ/ton) mens det for majs ligger på ca. 100 Nm³ per ton (3,6 GJ/ton).

Antager vi at anlæggene på længere sigt i gennemsnit vil anvende 10 % energiafgrøder og 90 % gylle, fås en samlet gasproduktion på 8,5 PJ for de ansøgte anlæg og ca. 2,6 PJ for de anlæg, der må forventes at få fuld støtte fra puljen. Det er dog endnu usikkert, om støttepuljen fordeles på alle anlæg, hvorved der opnås en mindre støtte end de 1/3 fra energiaftalen, eller om der udvælges en mindre gruppe anlæg, der får det fulde anlægstilskud på 1/3 af investeringen.

Fremskrivning af biogaspotential

Ved vurderingen af udviklingen for biogas, er det antaget, at der i 2020 udbygges med den politiske målsætning om 50 % anvendelse af husdyrgødning til biogasproduktion svarende til ca. 13 PJ husdyrgødning. Hertil kommer et energibidrag fra tilsætning af 12 % biomasse, hvilket øger ressourcen med ca. en faktor 1,8. Dette giver et samlet potentiale på ca. 23 PJ i 2020.

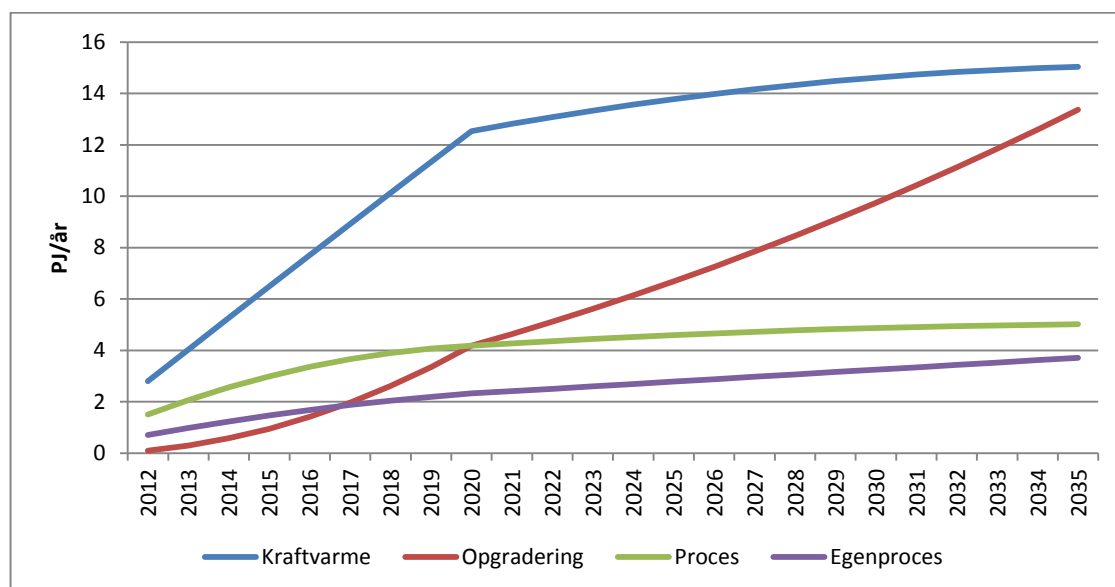
En 50 % udnyttelse af husdyrgødningen i 2020 vurderes at være en optimistisk udbygningsplan. Sammenlignes ovenstående med den samlede ansøgte kapacitet på ca. 8,5 PJ per år, som er vurderet ud fra ansøgninger til anlægspuljen i 2012, vurderes ovenstående udbygning dog at være realistisk i forhold til den umiddelbare aktørinteresse.

Frem mod 2035 vurderes det endvidere, at det er muligt at udnytte 80 % af husdyrgødningspotential, der samlet er ca. 26 PJ. Hertil kommer et energibidrag fra iblanding af biomasse, hvilket, under antagelse af 12 %

iblanding på vægtbasis, øger ressourcen til samlet ca. 37 PJ i 2035 (80 % af ca. 46 PJ).

Herudover antages det, er fordelingen mellem hhv. biogas til kraftvarme, proces og opgradering følger følgende en udvikling, hvor 60 % af ressourcen anvendes til kraftvarme, 30 % til opgradering og 10 % til proces i 2020. Herfra fratrækkes et egetforbrug på sammenlagt 10 % af den samlede energimængde, der antages at blive anvendt i internt i biogasanlæggene. I 2035 anvendes også 10 % til egenproces, mens fordelingen mellem anvendelserne er 45 % til hhv. kraftvarme og opgradering mens procesandelen i industri fastholdes på 10 %. Fordelingen af det samlede potentiale i energimængde ses af nedenstående Figur 3.

Opgradering af biogas vurderes at blive mere attraktivt over perioden, da bl.a. denne kategori indeholder biogas anvendt i transportsektoren. Biogas direkte anvendt i industri (proces) vurderes samfundsøkonomisk at være en attraktiv løsning, men med de indførte tilskud giver bedre selskabsøkonomi at anvende biogassen til opgradering eller kraftvarme (se Figur 2).



Figur 3: Figuren viser udviklingen i biogaspotentiale frem mod 2035 fordelt på anvendelserne kraftvarme, opgradering, proces og egenproces som følge af Energiføtalen af 22. marts 2012.

Usikkerhedsparametre ved fremskrivning

Følgende forhold gør det vanskeligt at forudsige hvordan biogasproduktion vil udvikle sig:

- Omkostningen til at bringe gylle til biogasanlæg. Bagvedliggende omkostningsfunktion. De sidste anlæg vil være dyrere at få med.

- Udbygningen med biogasanlæg kan have en selvforstærkende effekt. Teknologien demonstreres i stor skala, hvilket mindsker usikkerhed for nye investorer. Der opbygges en infrastruktur i store dele af landet med lavtryksnet, opgraderingsanlæg som giver lettere adgang til at afsætte gylle.
- Usikkerhed omkring støtte- f.eks. investeringstilskud - kan lægge en dæmper på udbygningen. Investorer venter ... i håb om støtte.
- Afsætningsmuligheder til kraftvarme- kan udgøre lokal begrænsning
- Adgang til finansiering.
- Spørgsmål om organisering. Fællesanlæg indebærer samarbejde ml mange aktører.

3.3 Tilskud til landvindmøller

Det forventes, at der med energiaftalen sker en nettoforøgelse af den samlede effekt landvindmøller med 500 MW.

I dag får nye vindmøller på land, bortset fra vindmøller som er tilsluttet i egen forbrugsinstallation, et pristillæg på 25 øre/kWh for en elproduktion, som svarer til produktionen i de første 22.000 fuldlasttimer. Støtten på 25 øre/kWh indekseres ikke.

Med energiaftalen ændres denne tilskudsordning og der indføres et loft over støtten med virkning fra 1. januar 2014. Herefter skal pristillægget på 25 øre/kWh fastsættes således, at det sammenlagt med markedsprisen⁶ på el ikke overstiger 58 øre/kWh.

Samtidig ændres beregningsgrundlaget for støtten således, at den støttede produktion nu fastlægges på grundlag af både møllens effekt og rotorareal. Vindmøllens effekt vægter herefter 30 % og rotorarealet 70 %.

Overførsel af
tilskudsmodel til
Balmorel

Da tilskuddet på 25 øre/kWh gives i et endeligt antal fuldlasttimer, er størrelsen af det samlede tilskud givet på forhånd, og kan tilbagediskonteres til installationsåret og regnes som et investeringstilskud. Med tilbagediskontering på 6 % med ca. 2800 fuldlasttimer på land fås et investeringstilskud i 2014 på 4,29 mDKK/MW

Dette tilskud er antaget ækvivalente til trods for en mindre forskel i antallet af fuldlasttimer mellem vest og øst Danmark. Afgivelsen ligger udelukkende hvor mange år den fremtidige tilskudsmæssige indtjening skal tilbagediskonteres.

⁶ Markedsprisen fastsættes på månedsbasis som et vægtet gennemsnit af markedsværdien af den samlede elproduktion fra vindmøller i det pågældende område ved spotprisen.

3.4 Udbud af havvindmølleparker

Ifølge aftalen skal der udbydes to havvindmølleparker med en samlet kapacitet på 1000 MW. Det er besluttet at etablere 600 MW ved Kriegers Flak og 400 MW ved Horns Rev, og begge parker udbydes i perioden 2013-2015 med forventet idriftsættelse i 2017-2020. Der er endvidere besluttet, at udbygningen på Horns Rev igangsættes først.

Med aftalen omhandlende solcellestrategi af 15. november 2012, udskydes indfasningen af havvind på Horns Rev og Kriegers Flak. Udskydelsen har størst betydning for Kriegers Flak, men begge parker antages fortsat at være fuldt indfaset ved udgangen af 2020.

Den oprindelige indfasningsplan for havvindmølleparkerne var 300 MW i henholdsvis 2017, 2018 og 2019 og 100 MW i 2020. Nu lægges op til, at Kriegers Flak kommer i 2019 og 2020 i stedet for 2017-20, og Horns Rev starter i 2017 med en langsommere indfasning. Den endelige udbygningsplan for parkerne er endnu ikke fastlagt.

Overførsel af udbud til Balmorel

Udbygningen indføres eksogent i modellen, og det antages, at udbygningen på Horns Rev indfases fra og med 2017 med 100 MW årligt frem til og med 2020, mens Kriegers Flak indfases med 300 MW i hhv. 2019 og 2020.

3.5 Udbud af kystnære havvindmøller

Der skal i følge energiaftalen i alt opføres 500 MW havmølleanlæg tættere på kysten end storskalaudbudsparkerne. Området inden for 20 km fra kysten screenes for at finde egnede pladser til disse møller.

I solcellestrategien af 15. november 2012 fastsættes en udbygningstakt for kystnære møller med 125 MW pr. år i periode 2017 til 2020.

Energiforligspartierne er den 26. november 2012 blevet enige om at gennemføre udbud af kystnære havvindmøller i seks områder på havet.

De seks områder er Bornholm, Smålandsfarvandet, Sejerø Bugt, Sæby, Vesterhav Syd og Vesterhav Nord. Forligspartierne er endvidere kommet frem til, at der skal gennemføres udbud af 450 MW produktionsmøller i de udpegede områder, mens 50 MW bliver forsøgsmøller.

Aftalen kan i korte træk beskrives ud fra følgende:

- Udbud af 450 MW kystnære møller i seks udpegede områder: Bornholm, Smålandsfarvandet, Sejerø Bugt, Sæby, Vesterhav Syd og Vesterhav Nord.
- Møllerne skal opstilles minimum 4 km fra kysten.
- Møllerne skal senest være i drift i 2020, men der foreligger ikke nogen dato for udbud af områderne.
- Udbuddet afgøres ud fra billigste budpris.
- Fremtidige åben-dør ansøgninger får ny landmølleafregning med loft over markedspris+pristillæg og tilskudsberegning ud fra både rotor og generator. Projekter, som har ansøgt om forundersøgelsestilladelse, er undtaget og kan fortsat modtage gældende afregning.
- Der skal udbydes 20 % af projektet til lokalt medejerskab (køberetsordning), men såfremt projektet på nettilslutningstidspunktet kan dokumentere minimum 30 % lokal forankring (virksomheder og borgere) kan der opnås et ekstra pristillæg på 1 øre/kWh. Dog kan hver virksomhed/person maksimalt udgøre 5 %-point i opgørelsen.
- Forsøgsmøller er ikke en del af udbudsrunderen, og projekterne forankres i en ren teknologisk godkendelsesproces i stil med EUDP.

Overførsel af målsætning til Balmorel

Da målsætningen med udbygning af 500 MW kystnær havvind frem mod 2020 vil ske i form af en udbudsmodel, der svarer til udbudsmodellen for havvind, indføres denne udbygning eksogent i modellen med 125 MW kystnær havvind årligt i perioden 2017-2020. Møllerne fordeles ligeligt mellem Øst- og Vestdanmark.

Solcellestrategi

3.6 Tiltag indført efter energiaftalen

2012 bød på en meget kraftig værks i udbygningen med solcelleanlæg, hvilket medførte en udbygning på mere end 200 MW. Dette skyldes primært et drastisk fald i solcellepriserne og en begunstigeelse i form af håndværkerfradrag kombineret med skattemæssige afskrivningsregler og nettoafregningsordning.

Aftalen omhandlende solcellestrategi af 15. november 2012 indfører imidlertid en række ændringer af den eksisterende ordning.

- Den overskydende elproduktion fra solcelleanlæg op til 400 kW afregnes med en midlertidigt forhøjet sats på 130 øre/kWh i 10 år fra nettilslutning.
- Solcelleanlæg over 400 kW afregnes efter gældende regler.

- Den nuværende årsnettoafregning erstattes af timenettoafregning for alle VE-anlæg.
- Den overskydende elproduktion fra andre små VE-anlæg end solceller på op til 6 kW timeafregnes som solceller, dvs. fast afregningspris på 130 øre/kWh i de første 10 år for anlæg etableret 2013. Dog analyseres vilkårene for små husstandsvindmøller nærmere.
- Fælles anlæg, der ikke kan nettoafregne for andet end fælles forbrug, får en midlertidig forhøjet afregningspris på 145 øre/ kWh i 2013 i de første 10 år for etablerede anlæg.
- Begrænsningen på 6 kW installeret effekt ophæves for solceller, men bibeholdes for øvrige private VE-anlæg.
- Den nuværende afgrænsning af nettoafregningsordning til private og ikke-erhvervsmæssige anlæg ophæves.

Det er herudover besluttet, at aftaleparterne i 2015 skal revurdere ordningen, og fastlægge støtteniveauet efter 2018. Desuden er der indført et loft over solcelleudbygningen, idet parterne har besluttet at revurderer ordningen såfremt den samlede danske solcellekapacitet overstiger 500 MW inden revurderingen i 2015.

Det vurderes på baggrund af ovenstående, at et realistisk bud på den samlede solcellekapacitet i 2020 vil være ca. 500-600 MW. Med den nye solcellestrategi indføres en række tiltag, der reducerer gevinsten for private villaejere, mens der indføres en række incitamenter, der gør det mere attraktivt for boligforeninger at installere solceller. Desuden fjernes kapacitetesgrænsen på 6 kW, hvilket kan betyde, at større anlæg bliver installeret. Hertil kommer, at der er stor usikkerhed for prisudviklingen på det internationale marked for solceller de kommende år.

Overførsel til Balmorel

Fremskrivningen af solcelleudbygningen overføres både til scenariet med og uden energiaftalen. Det skyldes, at denne ordning fandtes inden indgåelsen af energiaftalen.

Det skønnes, at udbygningstakten fra 2013 og frem vil være 50 MW/år frem mod 2035. Hermed er der en samlet kapacitet på 1350 MW i 2035.

Reduktion i elvarme beskatning

Med finansloven for 2013 indførte regeringen en reduktion i beskatningen for elvarme og varmepumper, med baggrund i, at et større forbrug af el til varme vil være til gavn for indpasning af el fra vindmøller i energiforsyningen. Denne reduktion gælder både for private husholdninger og el anvendt i store varmepumper eller elpatroner i fjernvarmesystemer. Af nedenstående tabel

fremgår effekten af afgiftsreduktionen, som svarer til en reduktion på 20 % af den samlede afgiftsbetaling.

(øre/kWh)	Alm. Afgift (uændret)	Elvarme Før ***	Elvarme Efter ***
El – markedsvilkår *	40	40	40
Transport **	10	10	10
PSO *	16	16	16
Afgift	80	69	40
I alt (ex. moms)	146	135	106

Tabel 4: Tabellen viser afgiftsreduktionen for elvarme til rumopvarmning som følge af finanslov 2013. * Varierer over tid, ** Varierer fra netselskab til netselskab, *** For forbrug over 4.000 kWh.

Hermed lempes elvarmeafgiften med 29,4 øre/kWh fra i alt 70 øre/kWh til 40,6 øre/kWh i 2013, så den svarer til de øvrige energiafgifter. Med moms nedsættes elvarmeafgiften med ca. 36,8 øre/kWh. Dette indføres direkte i modellen. Afgiftsnedsættelsen gælder kun for forbrug over 4.000 kWh/år.

4 Tilskud før Energifaftalen

For at kunne vurdere konsekvenserne af Energifaftalen af 22. marts 2012, er det nødvendigt, at kende rammebetingelserne i form af tilskud før energifaftalen. Således kan der opstilles et referencescenarie. Der gives her en gennemgang af disse tilskud.

Investeringsstilskud til land- og havvind

Som følge af energifaftalen fra februar 2008 modtager nye vindmøller et tilskud på 25 øre/kWh i deres første 22.000 fuldlasttimer. Da disse gives i et endeligt antal fuldlasttimer, er størrelsen af det samlede tilskud givet på forhånd og kan tilbagediskonteres til installationsåret og regnes som et investeringsstilskud. Med tilbagediskontering på 6 % med ca. 3700 fuldlasttimer på land og ca. 4600 fuldlasttimer til havs fås (2008-kr.):

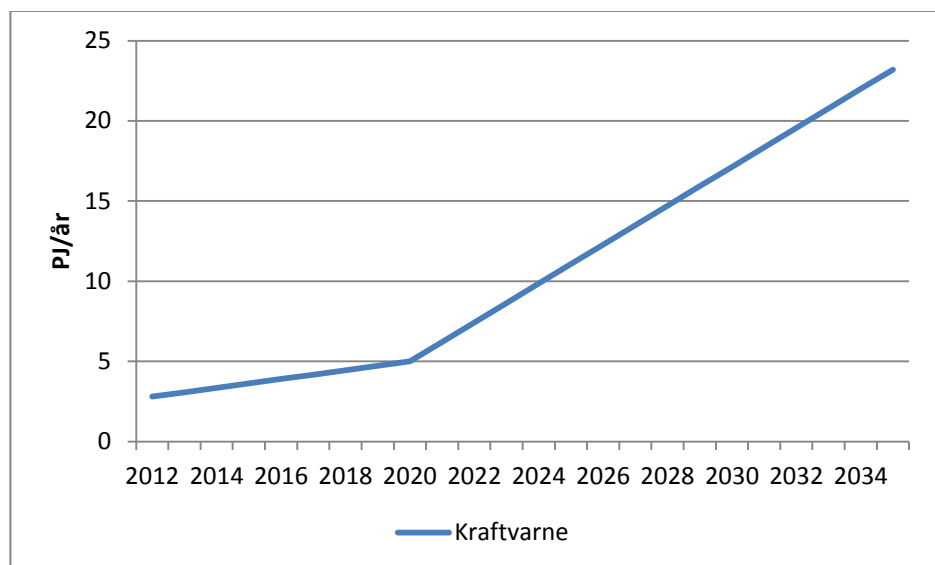
- Landvind: 4,59 mDKK/MW
- Havvind: 4,84 mDKK/MW

Disse tilskud er antaget ækvivalente til trods for en mindre forskel i antallet af fuldlasttimer på de forskellige havmølleplaceringer. Afvigelsen ligger udelukkende hvor mange år den fremtidige tilskudsmæssige indtjening skal tilbagediskonteres.

Tilskud til biogas-kraftvarme

Ligeledes som følge af energifaftalen fra februar 2008 for biogas kan der opnås fast afregningspris på 74,5 øre/kWh eller opnås et pristillæg på 40,5 øre/kWh hvis biogassen anvendes i kombination med andre brændsler. Disse to ordninger giver ækvivalente afregningspriser ved en gennemsnitspris på 34,5 øre/kWh. Da faste afregningspriser er problematiske antages der at pristillægget på 40,5 øre/kWh gives til al biogasbaseret elproduktion. Ovenstående tilskud deflateres med 2 % årligt fra lovens vedtagelse, som var i 2008.

I nedenstående figur ses det biogaspotentiale, som antages for referencescenariet. Det antages her, at der sker ca. en fordobling af anvendelsen af biogas til kraftvarme fra ca. 2,8 PJ i 2011 til 5 PJ i 2020. Herefter antages potentialet af stige til en udnyttelse på 50 % i 2035 af det samlede potentiale, hvilket svarer til ca. 23 PJ. I dette potentiale antages det, at der indregnes et energibidrag fra iblanding af biomasse, hvilket, under antagelse af 12 % iblanding på vægtbasis, øger ressourcen til de 23 PJ på basis af ca. 13 PJ gylle.



Figur 4: Figuren viser udviklingen i kraftvarme-biogaspotentiale frem mod 2035 som følge af 2008-Energiaftalen.

Reduceret elafgift og solcellestrategi

Som beskrevet i foregående kapitel, antages reduktionen i elafgiften, der blev indført med finansloven for 2013, og solcellestrategien ikke at være en del af energiaftalen. Derfor indgår disse elementer også i referencefremskrivningen.

Afgifter og biomasseelproduktionstilskud, der også gælder efter energiaftalen fra 2012 ikrafttræden, er nærmere beskrevet i kapitel 6 omhandlende generelle forudsætninger. Forudsætningerne her gælder altså både reference- og energiaftalescenariet.

Det bør her endvidere bemærkes, at energiaftalen indfører aftalefrihed, hvormed varmeselskaber og kraftværksejere frit kan forhandle varmepris, hvilket i praksis medfører et øget incitament til omstilling af eksisterende kraftværker til biomasse. Det er i scenarierne antaget, at biomassekraftværker kun indføres, hvis økonomien tilsiger opførelse af nye kraftværker.

5 Forsyningssektorfremskrivningen

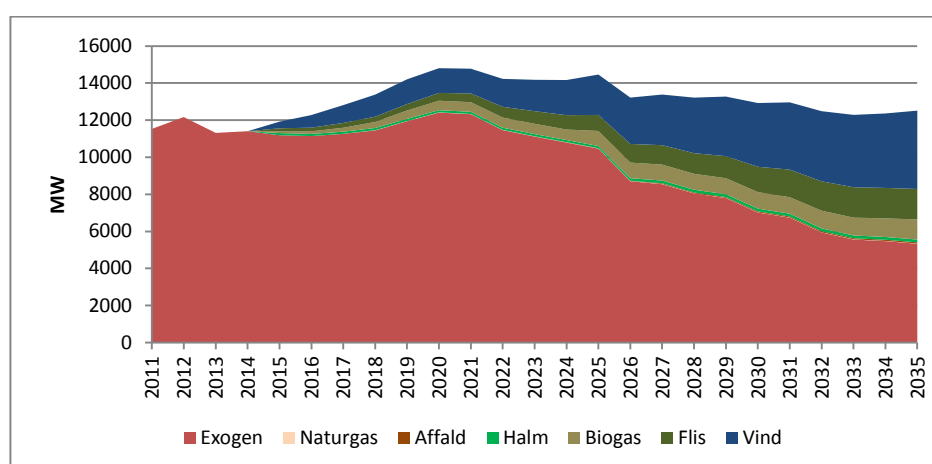
I dette afsnit gennemgås detaljerede resultater fra forsyningssektorfremskrivningen. Hovedformålet med fremskrivningen er, at analysere Energifaften fra marts 2012, og dens konsekvenser. Der ses i fremskrivningen på to hovedscenarier for el- og kraftvarmesektoren:

1. **Reference:** forsyningssektorfremskrivning uden Energifaften. Her medtages de afgifter og tilskud, der var gældende før Energifaften.
2. **Energifaften:** fremskrivning med virkemidlerne indført med Energifaften af 22. marts 2012.

Der er i begge scenarier set på perioden fra 2011 til og med 2035 og der er regnet på alle mellemliggende år.

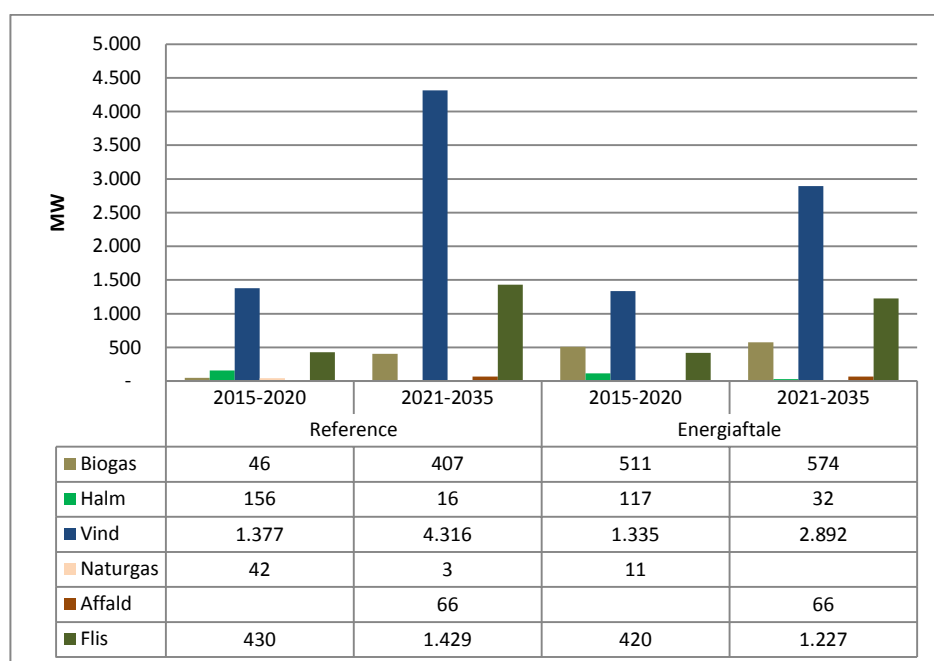
5.1 Investeringer i forsyningskapacitet

På figuren herunder ses udviklingen i installeret elkapacitet i Danmark år for år i energifaftaleforløbet. Nederst på figuren er vist summen af den allerede eksisterende eller planlagte (eksogene) elkapacitet, og hvorledes denne forudsættes at udvikle sig frem mod 2020 og 2035. Eksogen kapacitet inkluderer her også eksogent indført VE-udbygning, herunder havvindmølleparker, kystnære vindmølleparker og solceller, hvilket beskrives nærmere i det følgende. Stabledet på denne er øvrig ny elforsyningskapacitet (endogen) der er etableret af modellen i energifaftalescenariet.



Figur 5: Udvikling i eksogen elkapacitet stabledet med endogene investeringer i Danmark i Energifaftalescenariet for perioden 2011-2035 (MW/år)

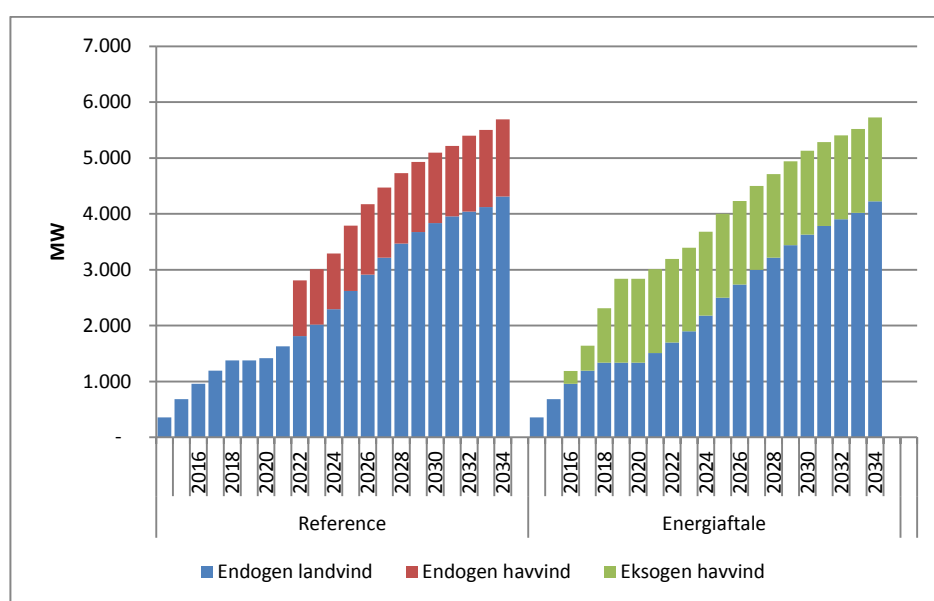
Investeringer påbegyndes i 2015, hvilket bl.a. skyldes bygge- og planlægningstider. Den endogene tilgang af elproduktionskapacitet består hovedsageligt af vedvarende energi. Det fremgår endvidere, at landvindudbygningen gennemgår den meste markante udbygning, hvor modellen vælger at benytte det fulde potentiale og reinvestere i nye møller, når eksisterende landvindmøller udfases. Modellen udnytter endvidere, at investere så det fulde biogaspotentiale i de to scenarier udnyttes. Biomasseudbygningen er primært drevet af flisbaseret kraftvarmeproduktion. Modellen vælger flis, da dette brændsel har lavere omkostninger end eksempelvis træpiller og opnår samme biomasse-elproduktionstilskud og afgiftsfordel ved kraftvarmeproduktion.



Figur 6: Kumulative endogene investeringer i Danmark i perioderne 2015-2020 og 2021-2035

Investeringerne i elproduktionskapacitet akkumuleret til 2020 i Danmark består af vindkraft, flis, halm, biogas, naturgas og affald. Den kraftigste udbygning sker med vindkraft i begge scenarier, hvor der ses den største endogene udbygning i referencescenariet. Det er her væsentligt at bemærke, at der i energiaftalescenariet eksogent installeres 1000 MW havvind og 500 MW kystnær vind, hvilket ikke fremgår af ovenstående figur. I 2020 er vindudbygningen i energiaftalescenariet altså ca. 1500 MW højere end i referencescenariet. I perioden fra 2020 til 2035 vælger modellen i referencescenariet at udbygge med ca. 1400 MW havvind, hvilket her altså stort set svarer til den eksogene havvindudbygningen i energiaftalescenariet.

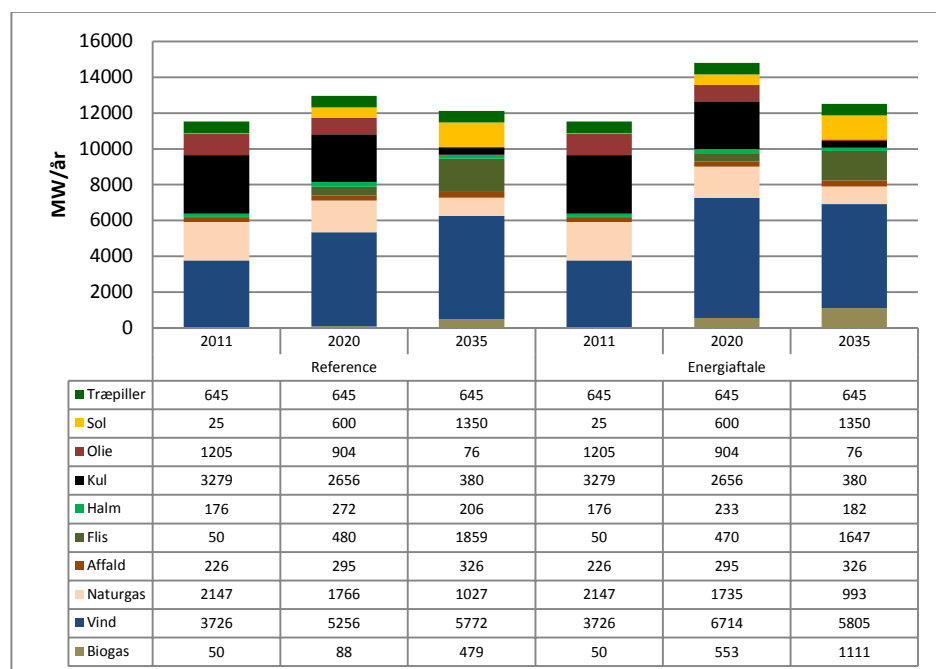
I nedenstående figur ses den akkumulerede endogene og eksogene vindkraftudbygning i de to scenarier. Det ses her, som beskrevet i ovenstående, at effekten af energiaftalen for vindudbygningen primært er en fremrykning af havvindinvesteringerne. I 2035 er tilgangen af vindkraftkapacitet stort set identisk på ca. 5700 MW i de to scenarier, mens der i 2020 er ca. 2850 MW vindkraft i energiaftalescenariet mod 1375 MW i referencescenariet. Forskellen i 2020 skyldes udbygningen med 1500 MW hav og kystnær vindkraft i energiaftalescenariet. Landvindudbygningen følger den samme udvikling i de to scenarier, hvor modellen i 2035 stort set vælger at udnytte det fulde landvindpotentiale på i alt 4500 MW.



Figur 7: Den akkumulerede endogene og eksogene vindkraftudbygning i reference- og energiaftalescenariet.

Figur 8 herunder viser sammensætningen af den danske elkapacitet i 2011, 2020 og 2035 i de to scenarier. Her ses den samlede kapacitet, altså både den eksogene og endogene udbygning. Figuren viser, hvordan vindkraft frem mod 2035 kommer til at udgøre en højere andel af den installerede danske elkapacitet. I energiaftalescenariet udgør vindkraft i 2020 ca. 45 % elkapaciteten. Eksisterende kraftværkers elkapacitet udgør her ca. 6000 MW inklusiv reserveanlæg, hvortil modellen investerer i ca. 1000 MW ny elkapacitet bestående primært af biogas og flis kraftvarme. Det fremgår endvidere af figuren, at naturgas- og kulkapaciteten falder markant frem mod 2035. Dette skyldes hovedsageligt, at eksisterende kulkraftværker antages at blive udfaset efter 40 års levetid. Der er i modellen ikke givet mulighed for, at der kan investeres i nye kulkraftværker i Danmark. Dette afspejler den gældende politik på området. Desuden vil det blive mindre og mindre

attraktivt at investere i kulkraftværker i et system, hvor der er højere CO₂-priser og mere vindkraftproduktion. Det ses at kulkraftværkerne primært udskiftes med fliskraftvarmeværker.

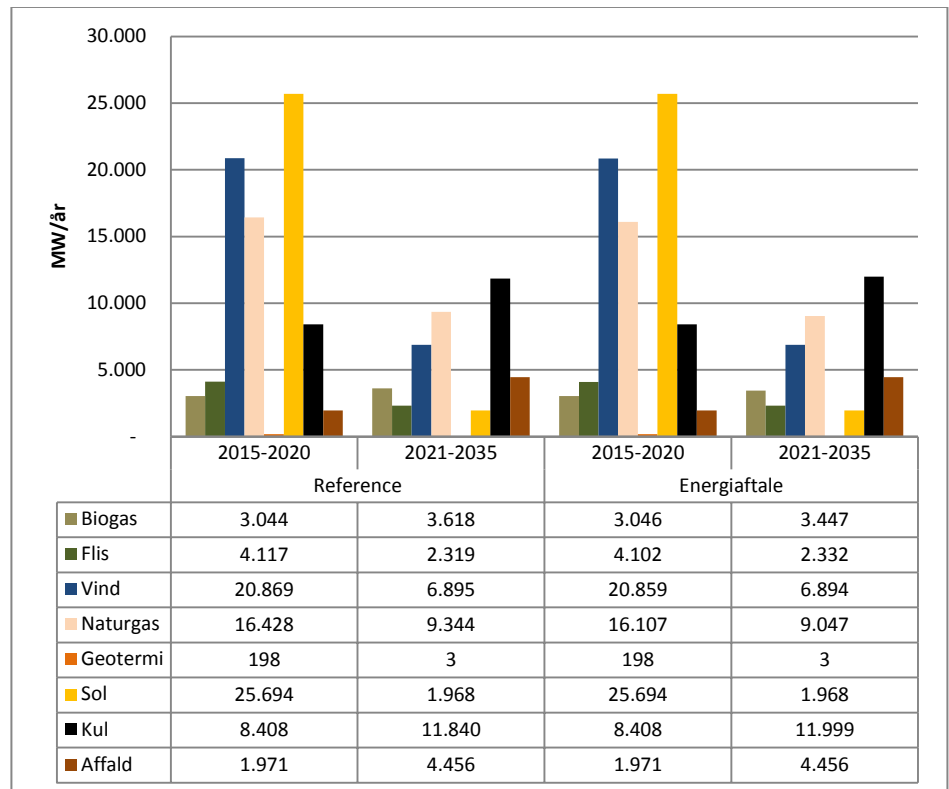


Figur 8: Installeret elkapacitet i 2011, 2020 og 2035 i Danmark i reference- og energiaftalescenariet.

Udbygningen i det nordiske og tyske elmarked

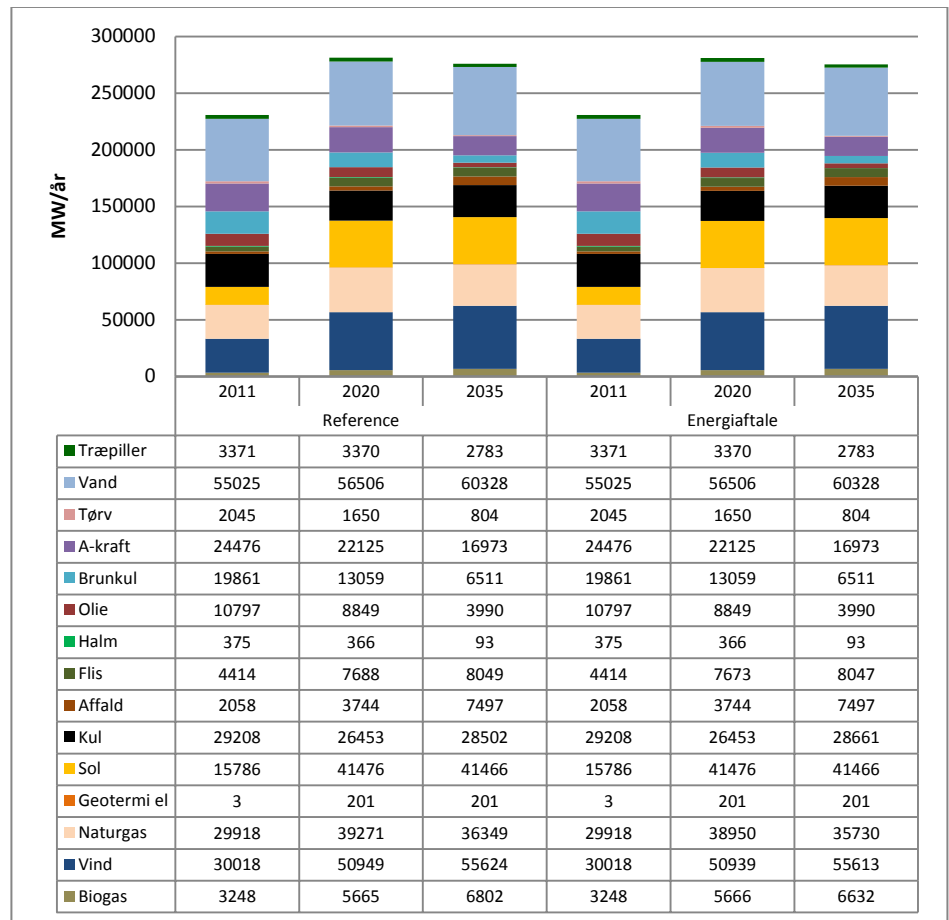
Det danske el- og kraftvarmesystem er stærkt forbundet med det omgivende elsystem. Det er derfor relevant at se nærmere på udviklingen i de øvrige Nordiske lande og i Tyskland.

I omverdenen er udbygningen drevet af den gradvise dekommissionering af eksisterende kapacitet, samt kravet om udbygning af vedvarende energi frem mod 2020, hvor udbygningen hovedsageligt foregår med vindkraft, biomasse og solceller. Solcelleudbygningen sker i Tyskland, hvilket sker i henhold til VE-handlingsplanen frem mod 2020. Investeringerne i nye kul- og naturgaskraftværker sker alene i Tyskland, hvor udbygningen skal ses i relation til udfasning af eksisterende kulkraftværker og deres beslutning om afvikling af samtlige a-kraftværker inden 2022. Biomasseudbygningen i omverdenen sker, ligesom i Danmark, primært på flisbaserede kraftvarmeværker. De kumulative investeringer i elkapacitet frem imod 2020 og 2035 er vist på nedenstående figur opdelt på brændsler.



Figur 9: Kumulative investeringer i elkapaletet i Norge, Sverige, Finland og Tyskland i perioderne 2015-2020 og 2021-2035.

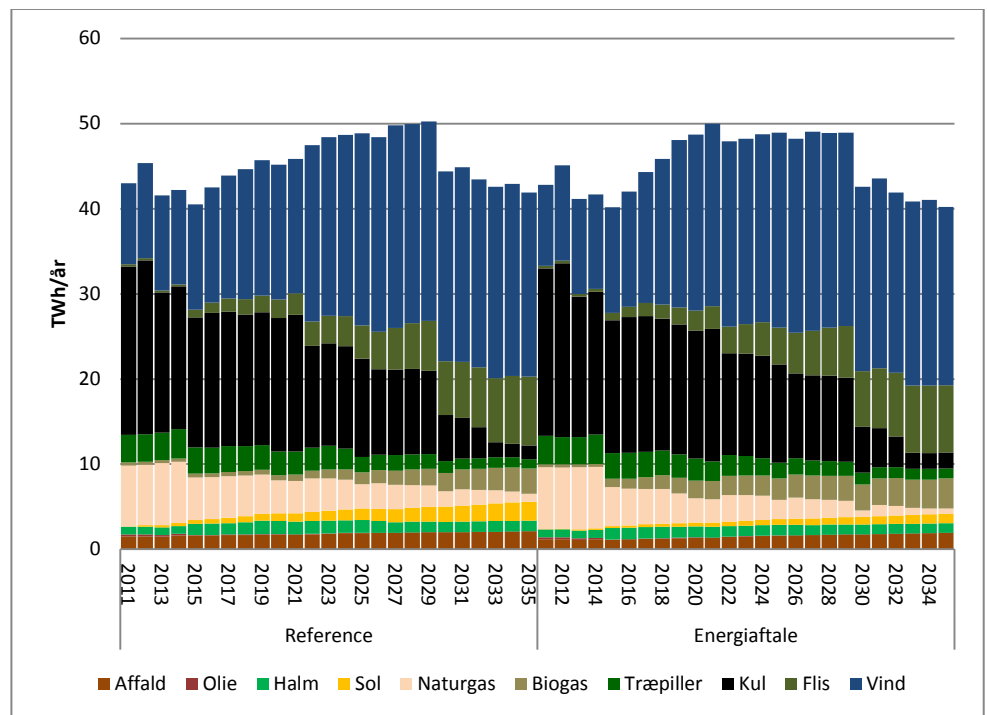
På Figur 10 sammenfattes investeringer og eksogen kapacitet i Norge, Sverige, Finland og Tyskland. Det fremgår, at kulkapaciteten er stabil gennem hele perioden, mens der sker en udbygning med naturgaskraftværker. Naturgasudbygningen sker bl.a. på baggrund af den markante vindudbygning, hvor disse værker indgår i balanceringen af fluktuerende vindkraft.



Figur 10: Installeret elkapacitet i Norge, Sverige, Finland og Tyskland.

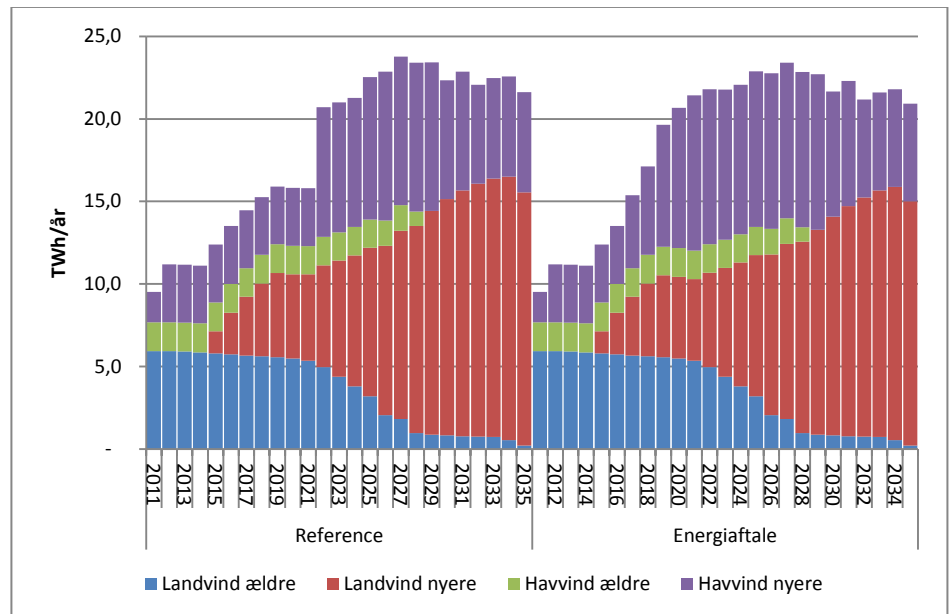
5.2 Elproduktion

På Figur 11 ses den samlede danske elproduktion for perioden 2011 til 2035 i reference- og energiaftalescenariet. Det fremgår af figuren, at begge scenarier følger den samme overordnede tendens, hvor den mest markante stigning sker i vindkraft og flisanvendelsen til elproduktion. Det mest markante fald sker i anvendelsen af kul til elproduktion, hvor produktionen falder som de eksisterende kulkraftværker udfases. Udfasningen sker her på baggrund af kraftværkernes levetid, der i her er fastsat til 40 år. Det fremgår endvidere, at naturgasanvendelsen også falder gennem hele perioden.



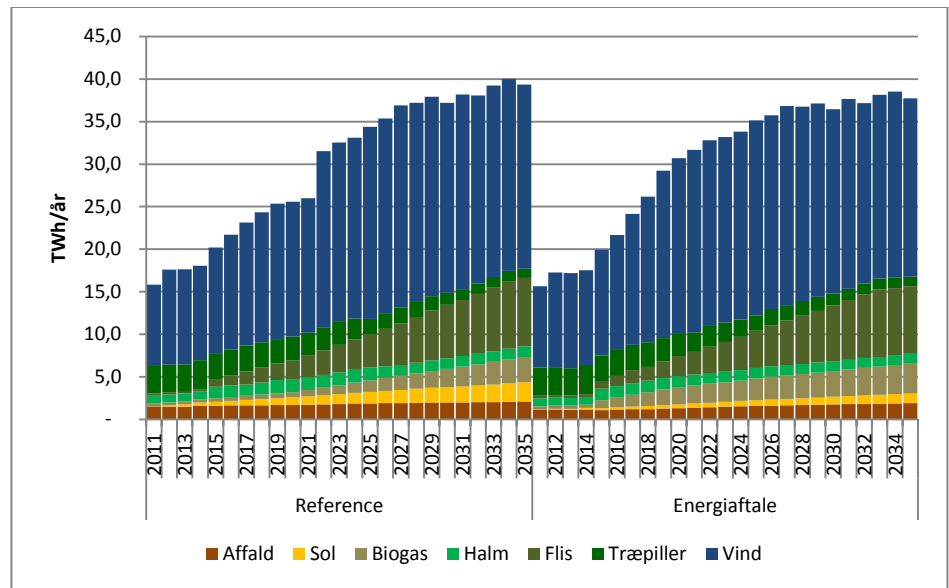
Figur 11: Elproduktion i Danmark i reference- og energiaftalescenariet.

På Figur 12 ses Danmarks vindproduktion opdelt på land- og havvindmøller for eksisterende og nye møller. Den gradvise skrotning af eksisterende land- og havvindmøller er identisk i de to fremskrivninger. Havvindmølleparker antages at blive skrottet efter 20 års levetid, hvilket resulterer i, at eksempelvis havvindmølleparkerne Horns Rev 1 og 2, Nysted, Rødsand 2 og Anholt udfases inden 2035, hvilket resulterer i de fald i vindproduktionen, der ses af figuren fra 2027 og frem. Det ses endvidere, at der i energiaftalescenariet sker en hurtigere udbygning med vindkraft, hvor man i 2020 opnår en samlet produktion på 20,7 TWh vindkraft. I referencescenariet er vindproduktionen 15,8 TWh i 2020, og altså ca. 5 TWh lavere end i energiaftalescenariet. Landvindproduktionen følger den samme udvikling i de to scenarier, da modellen vælger at investere i landvind i stort set samme omfang i scenarierne. Forskellen på 5 TWh elproduktion fra vind i 2020 i energiaftalescenariet findes derfor i havvindudbygningen på 1500 MW. Hvis der ses på perioden fra 2020 til 2035, fremgår det, at der stort set opnås den samme vindproduktion i begge scenarier. Det skyldes, at modellen i referencescenariet i perioden fra 2022 og frem vælger at investere i ca. 1400 MW havvindkapacitet. I 2035 er vindproduktion ca. 0,7 TWh højere i 2035 i referencescenariet, hvilket skyldes, at modellen i dette scenarie, som beskrevet, investerer i møllerne på et senere tidspunkt. På dette tidspunkt er de møller, modellen har mulighed for at investere i, mere effektive, hvilket altså resulterer i, at der her opnås en højere elproduktion.



Figur 12: Dansk elproduktion på vindmøller i reference- og energiaftalescenariet.

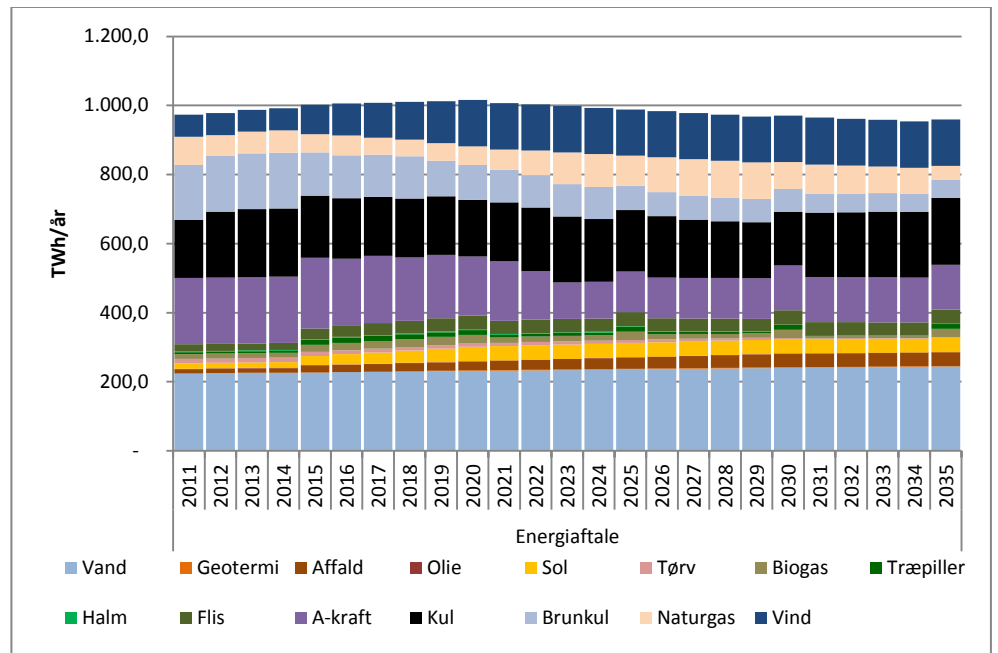
I nedenstående figur den samlede VE-elproduktion i de to scenarier. I 2020 er VE-produktion ca. 5 TWh højere i energiaftalescenariet, hvilket, som nævnt i ovenstående, skyldes øget elproduktion fra havvindmøller. I 2035 er VE-produktion i referencescenariet ca. 1,5 TWh højere end i energiaftalescenariet. Dette skyldes, at modellen i referencescenariet i højere grad vælger at anvende biomasse til elproduktion, hvilket ses både i 2020 og 2035. Med energiaftalen pålægges biomasse den såkaldte forsyningsikkerhedsafgift, hvorved biomasse sammenlignet med fossile brændsler bliver et mindre attraktivt brændsel til kraftvarmeproduktion. Det bør her endvidere bemærkes, at energiaftalen indfører aftalefrihed, hvormed varmeselskaber og kraftværksejere frit kan forhandle varmepris, hvilket i praksis medfører et øget incitament til omstilling af eksisterende kraftværker til biomasse. Det er i scenarierne antaget, at biomassekraftværker kun indføres, hvis økonomien tilsiger opførelse af nye kraftværker. Biogasproduktionen er højere i energiaftalescenariet, da incitamentet til at anvende biogas her er øget markant.



Figur 13: Dansk produktion af VE el fordelt på brændsler i reference- og energiaftalescenariet.

Elproduktion i omverdenen

Figur 14 viser elproduktionen i omverdenen i energiaftalescenariet. Det ses, at vindkraftandelen også er voksende i omverdenen. VE-udviklingen sker her i henhold til de nationale VE-handlingsplaner. A-kraftens rolle bliver mindre pga. de tyske udfasningsplaner, men modsvares delvist af udbygningen med a-kraft i Finland. Kulproduktionen er stort set uændret gennem perioden, mens bunkulanvendelsen bliver reduceret markant. Der er i omverdenen stort set ingen ændringer mellem de to scenarier.

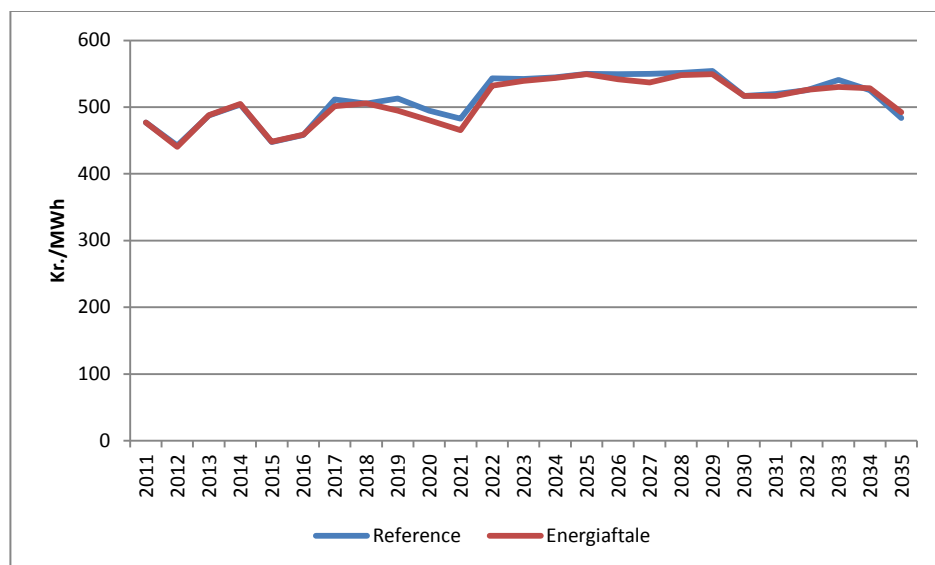


Figur 14: Elproduktion i Norge, Sverige, Finland og Tyskland (TWh/år) i reference- og energiaftalescenariet..

5.3 Markedsprisen på el

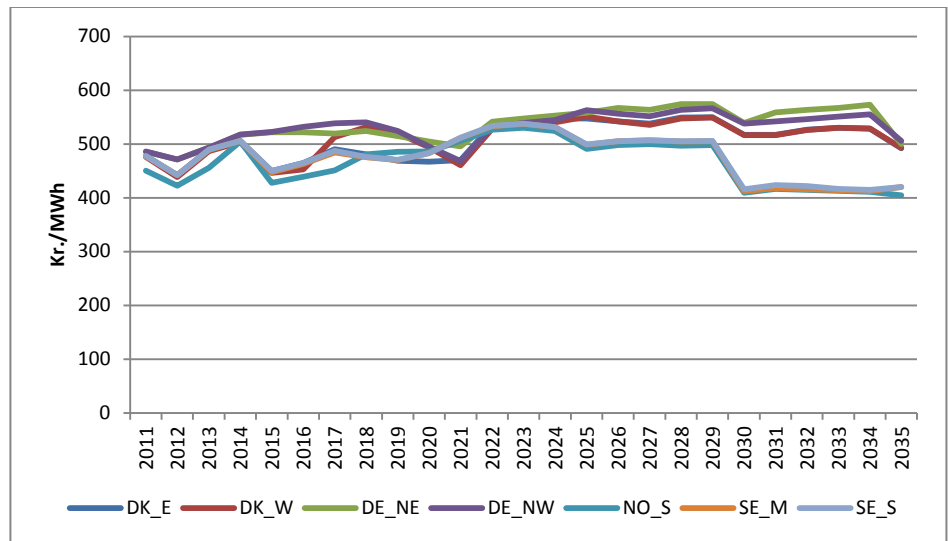
Nedenstående elpris er en ren markedselpris. Hertil kommer skatter, afgifter og PSO-omkostninger for slutforbrugeren. Udviklingen i PSO-omkostning for begge scenarier er beskrevet nærmere i kapitel 7.

Herunder ses udviklingen i den årlige gennemsnitlige elpris i Danmark. Af figuren fremgår det, at elprisen stort set er identisk i de to scenarier. Hvis der ses på den gennemsnitlige elpris over hele perioden, er den ca. 5 kr./MWh lavere i energiaftalescenariet sammenlignet med referencescenariet, hvilket skyldes, at der her på kort sigt sker en kraftigere vindkraftudbygning. Vindkraft har lave marginalomkostninger, og har derfor en prissænkende effekt. Udviklingen i elprisen påvirkes af flere faktorer, herunder den almindelige brændsels- og CO₂-prisudvikling, udfasning af kraftværker i Danmark og omverdenen samt udbygning med transmissionskapacitet mellem elprisområderne i modellen.



Figur 15: Elpriser i Danmark reference- og energiaftalescenariet. Prisen er et gennemsnit mellem prisområderne Øst- og Vestdanmark (Kr./MWh).

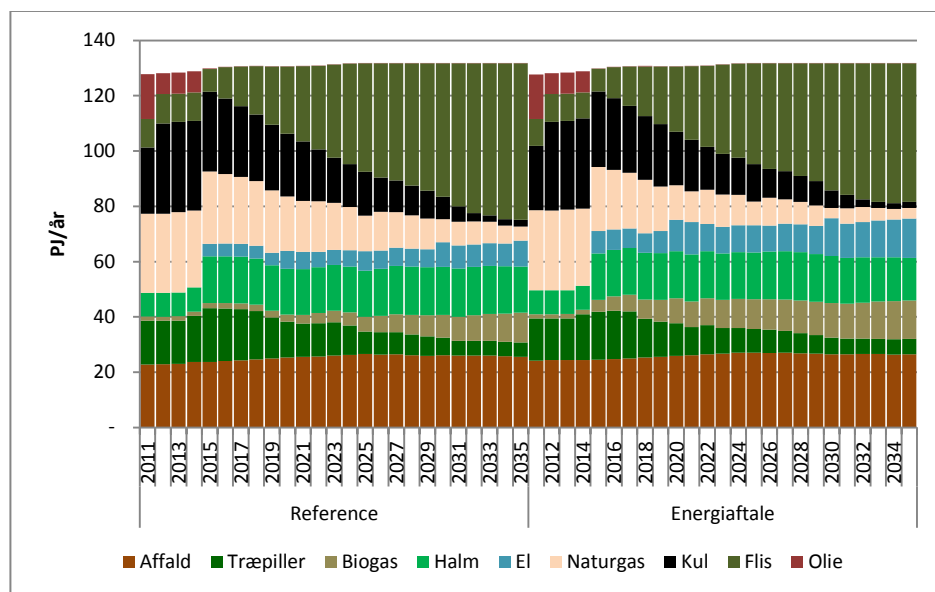
I nedenstående figur ses elpriserne i Øst- og Vestdanmark samt tilstødende regioner i energiaftalescenariet. Elpriserne i Tyskland ligger generelt lidt højere end i Norden. Dette skyldes bl.a., at den Nordiske vandkraft har lave marginalomkostninger, og gør systemet mere fleksibelt. Herved kan den øvrige kapacitet udnyttes mere effektivt. Den tyske udfasning af atomkraft bidrager også til øgede elpriser i Tyskland, da man her på kort sigt skal investere i ny kul- og naturgaskapacitet til erstatning for atomkraften. De faldende priser i Norge og Sverige efter 2025 skyldes, at modellen her har mulighed for at investere i ny transmissionskapacitet, hvilken modellen primært udnytter for at øge nytten af norsk vandkraft og til at fjerne interne flaskehalse i det tyske transmissionsnet.



Figur 16: Elpriser i Østdanmark og Vestdanmark samt tilstødende regioner i Energiftalescenariet.

5.4 Fjernvarmeproduktion

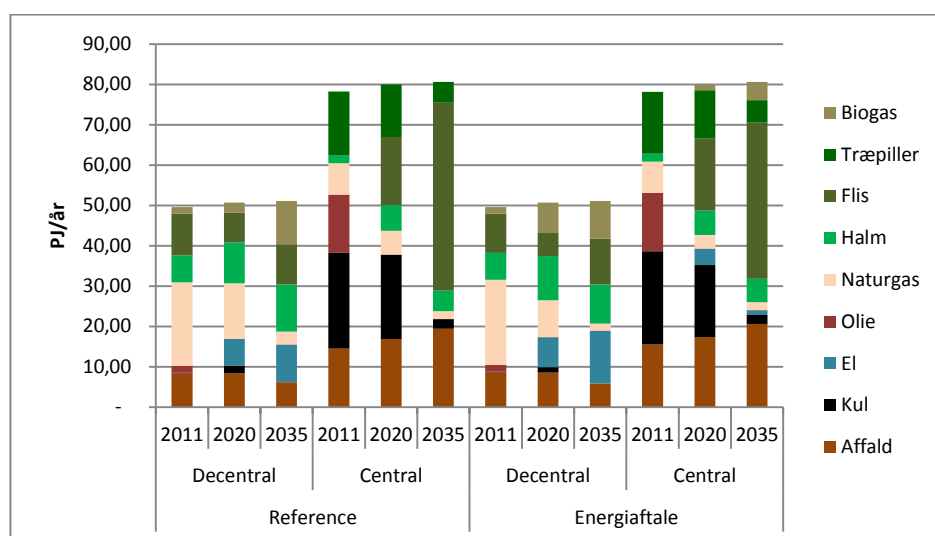
På Figur 17 vises brændsels sammensætningen til fjernvarmeproduktion i Danmark i de to fremskrivninger. Det fremgår, at biomasseanvendelsen, herunder specielt flisanvendelsen, er stigende gennem hele perioden. Herudover ses det, som ved elproduktionen, at naturgas- og kulanvendelsen er faldende gennem hele perioden. Modellen vælger endvidere i begge scenarier at investere i varmepumper (fremgår som el i figuren), hvilket ses som et resultat af den med finansloven for 2013 reducerede elafgift til opvarmning, hvilket fremgår af begge scenarier. Endvidere fremgår det, at den samlede biomassefjernvarmeproduktion i 2020 og 2035 er hhv. ca. 1,5 og 7,5 PJ lavere i energiftalescenariet sammenlignet med referencen. Dette skyldes, som tidligere omtalt, at forsyningssikkerhedsafgiften reducerer incitamentet til at anvende biomasse til fjernvarmeproduktionen. Det fremgår endvidere, at varmepumpeproduktionen er højere i energiftalescenariet, hvilket igen skyldes det reducerede incitament til biomasseanvendelse i dette scenarie. Biogasfjernvarmeproduktionen er endvidere ca. 6,5 PJ højere i 2020 i energiftalescenariet, på grund af det øgede incitament til biogasanvendelse, der blev indført med energifattalen.



Figur 17: Fjernvarmeproduktion i Danmark i reference- og energiaftalescenariet (PJ/år)

Central og decentral fjernvarmeproduktion

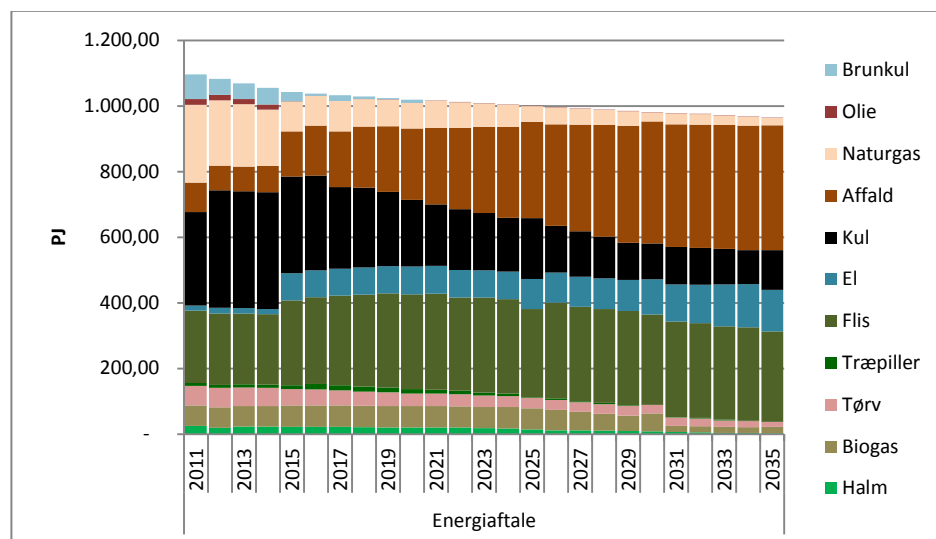
I Figur 18 er det lavet en opdeling af den kollektive kraftvarmeproduktion efter kraftværkernes placering i det danske varmelandskab. Opdelingen sker efter centrale og decentrale kraftvarmeområder. Af figuren fremgår det, at specielt de decentrale områder, hvor der i dag anvendes naturgas, har incitament til at overgå til varmepumpeproduktion (fremgår som "el" på nedenstående figur).



Figur 18: Produktion af fjernvarme fordelt på centrale og decentrale områder i reference- og energiaftalescenariet (PJ/år).

Varmeproduktion i andre lande

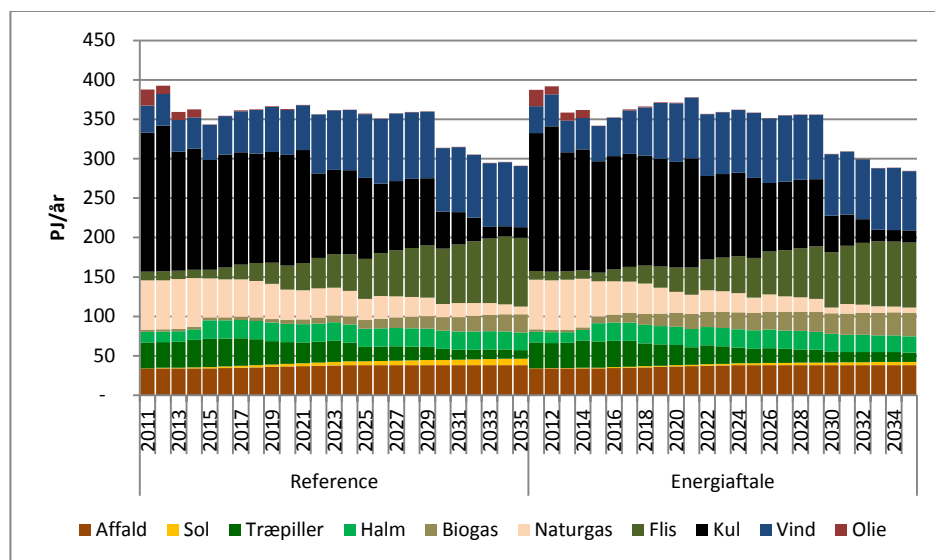
I nedenstående ses fjernvarmeproduktionen fordelt på brændsler i omverdenen. Af figuren fremgår det, at biomasse, el og affald opnår en stigende andel af varmeproduktionen frem mod 2035. Kul- og naturgasproduktionen er faldende. Udviklingen sker her i henhold til de nationale VE-handlingsplaner.



Figur 19: Fjernvarmeproduktion i Norge, Sverige, Finland og Tyskland i 2011-2035 i reference- og energiaftalescenariet (PJ/år).

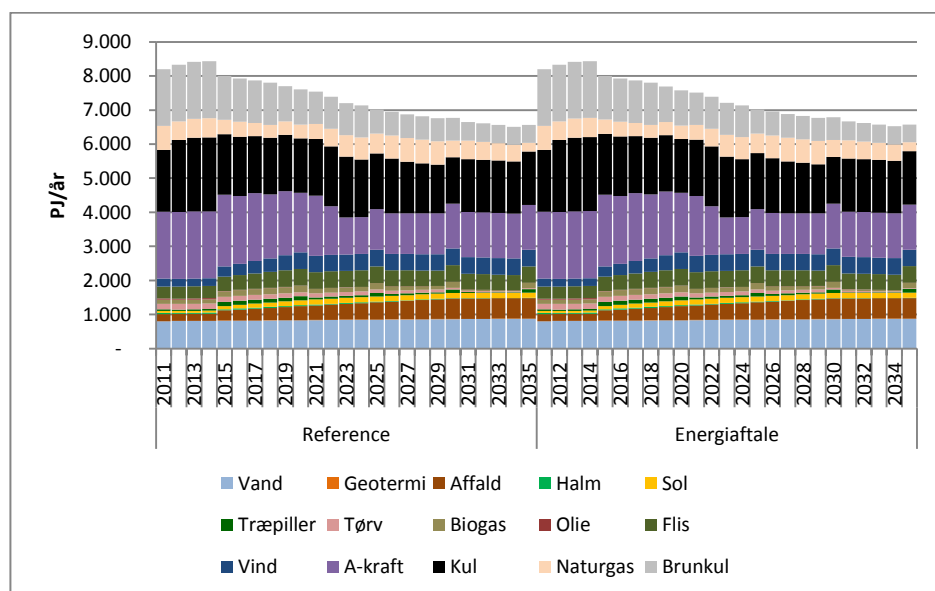
5.5 Brændselsforbrug

Nedenstående figur viser udviklingen i brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark i begge scenarier. Det fremgår, som beskrevet i det foregående, at vind og biomasses andel i forsyningssektoren øges gennem perioden, mens anvendelsen af kul og naturgas aftager. Det ses endvidere, at den samlede brændselsanvendelse reduceres over hele perioden, hvilket både skal ses i relation til den danske importbalance af el til udlandet, samt at modellen over tid investerer i mere effektive kraftværker.



Figur 20: Brændselsforbrug (energiinput) i Danmark (inkluderer ikke mellemprodukter som el til varmeproduktion) i reference- og energiaftalescenariet (PJ/år).

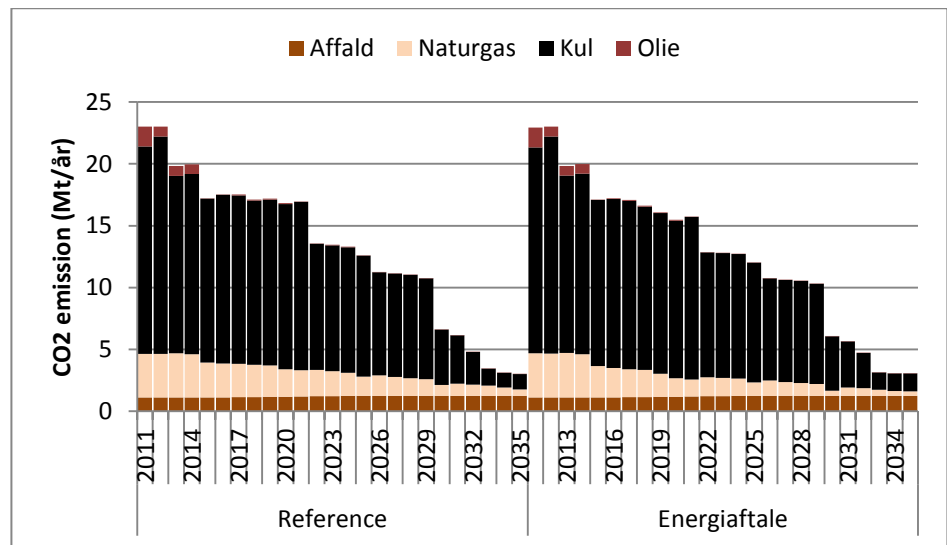
I nedenstående ses brændselsforbruget i omverdenen. Ligesom i Danmark, investerer modellen også i omverdenen i mere effektive produktionsteknologier, der reducerer det samlede brændselsforbrug. Desuden er el- og fjernvarmeforbruget i omverdenen antaget at blive svagt reduceret over tid, hvilket også giver anledning til lavere brændselsforbrug i omverdenen.



Figur 21: Brændselsforbrug (energiinput) i Norge, Sverige, Finland og Tyskland (inkluderer ikke mellemprodukter som el til varmeproduktion) i reference- og energiaftalescenariet (PJ/år).

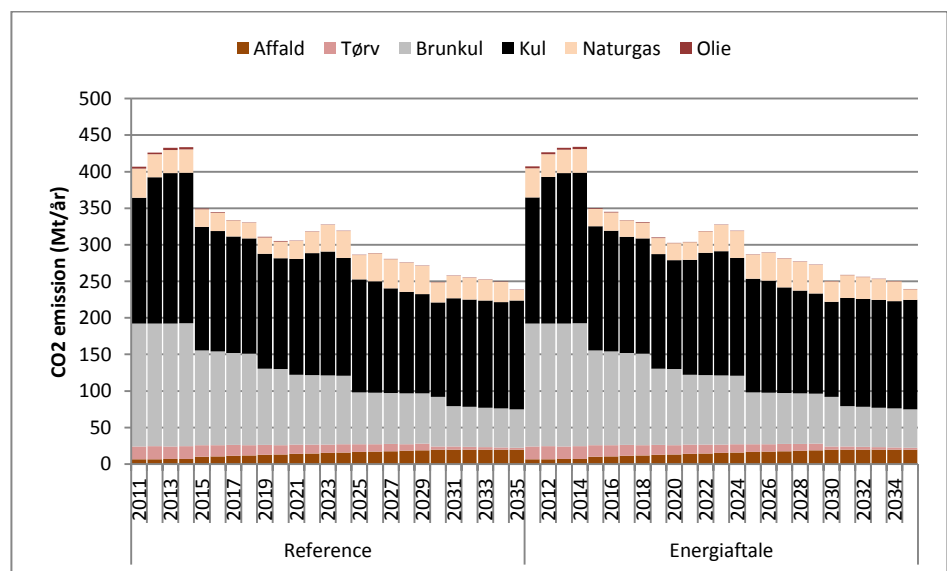
5.6 CO₂-emissioner

I Figur 22 ses den samlede CO₂-emissionen fra el- og fjernvarmeproduktion i begge scenarier. Af figuren fremgår det, at CO₂-emission i Danmark i begge scenarier reduceres markant frem mod 2020 og 2035. Den største reduktion sker ved reduktion i kulanvendelsen.



Figur 22: CO₂-emission i Danmark i reference- og energiaftalescenariet (Mt./år)

I omverdenen reduceres CO₂-emissionen også. Her er udledningen fra kul mere konstant gennem perioden, mens reduktionen primært skyldes en nedgang i anvendelsen af brunkul i Tyskland.



Figur 23: CO₂-emission Norge, Finland, Sverige og Tyskland i reference- og energiaftalescenariet (Mt./år).

5.7 Importbalance for el

I Tabel 5 ses importbalancen for hele modelområdet for årene 2015, 2020 og 2035. Den mest markante udvikling ses ved, at Norges eksport stiger markant gennem hele perioden, hvilket skyldes øget vandkraft- og vindudbygning i denne del af modelområdet. Desuden fremgår det, at Danmark eksporterer el i alle år.

(TWh/år)	2015	2020	2035
Danmark	4,1	7,1	1,6
Tyskland	-8,9	-11,2	-35,1
Finland	5,4	0,2	-7,9
Norge	3,3	9,9	33,9
Sverige	-3,9	-5,9	7,4

Tabel 5: Figuren viser importbalancen for el i hele modelområdet i 2015, 2020 og 2035 (TWh/år). En negativ værdi angiver import mens en positiv angiver eksport.

6 Generelle forudsætninger

I dette afsnit gennemgås generelle forudsætninger, som er anvendt i både reference- og Energifaftalescenariet. Balmorel modellen anvender mange forskellige dataforudsætninger for at repræsentere teknologi, marked og regulering af forsyningssektoren.

En række forudsætninger bygger på studiet "Energy policy strategies of the Baltic Sea Region for the post-Kyoto period", der i 2011 og 2012 blev gennemført for energisamarbejdsorganisationen BASREC, der repræsenterer energimyndighederne i hele Østersøregionen. Disse antagelser er delvist videreført til dette projekt, og detaljerede forudsætninger herom, på engelsk, kan findes i bilag. Generelt opdateres forudsætninger løbende, eksempelvis opdateres transmissionsudbygningen og databasen over eksisterende kraftværker, når der forelægger ny viden herom.

Konkret kan følgende generelle forudsætningsbeskrivelser findes i bilag til denne rapport:

- Bilag 1: Udfasningsplan for centrale danske kraftværker
- Bilag 2: Forudsætninger for el- og fjernvarmefremskrivning
- Bilag 3: Investeringskatalog
- Bilag 4: VE-handlingsplaner i omverdenen
- Bilag 5: Det eksisterende transmissionssystem
- Bilag 6: Investering i transmissionskapacitet efter 2025
- Bilag 7: Biomassepotentiale
- Bilag 8: Vindpotentiale

Alle priser er i det følgende angivet i 2011-kr. Investeringer forrentes i modellen med 10 % over 20 år.

6.1 El- og fjernvarmeforbrug

El- og fjernvarmeudviklingen er for Danmark er baseret på en iteration mellem DØRS' DEMS model og Balmorel, mens fremskrivningen i omverdenen er baseret på en fremskrivning, der blev udarbejdet til studiet "Energy policy strategies of the Baltic Sea Region for the post-Kyoto period" for energisamarbejdsorganisationen BASREC. En nærmere beskrivelse af forudsætningerne for denne fremskrivning, findes på engelsk i Bilag 2.

6.2 Brændselspriser

Udviklingen i brændselspriser for fossile brændsler baseres på New Policies scenariet i den seneste fremskrivning fra IEA's World Energy Outlook fra

november 2012 (WEO12). I WEO12 præsenteres tre forskellige fremskrivninger for brændselsprisudviklingen; et frozen policy, new policies og et såkaldt 450-ppm-scenarie. New Policies scenariet tager højde for vedtagne aftaler, eksempelvis CO₂-reduktionsmål indmeldt til Copenhagen Accord, i sin fremskrivning. Der foretages en korrektion af WEO gasprisen fra øvre til nedre brandværdi, da det er nedre brandværdi, der anvendes i Balmorel. Prisen på biomasse er baseret på Energistyrelsens brændselsprisfremskrivning fra oktober 2012, som er baseret på en konsulentrapport fra 2011.

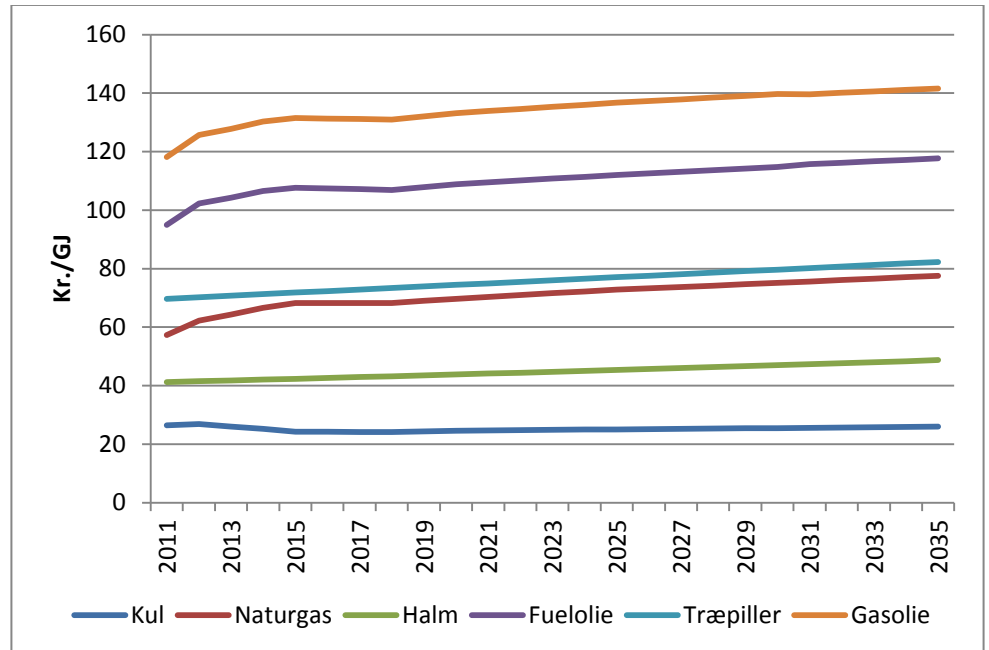
Der antages de samme brændselspriser i alle lande, med undtagelse af naturgas. For naturgas antages, at prisen er 10 % lavere i Norge end i Danmark, og at prisen i Sverige er 10 % højere end i Danmark.

I modellen er der anvendt differentierede transporttillæg for visse brændsler afhængigt af, om disse leveres til et centralt kraftvarmeværk, et decentralt kraftvarme- /fjernvarmeværk. Disse transporttillæg er antaget at være omkostningsægte, og er ligeledes baseret på forudsætninger fra Energistyrelsen

Uranpriserne til atomkraft er i modellen estimeret og stammer ikke fra World Energy Outlook.

Ved anvendelse af Energistyrelsens forudsætninger for transportomkostninger til brændsler fremkommer følgende brændselspriser an kraftværk.

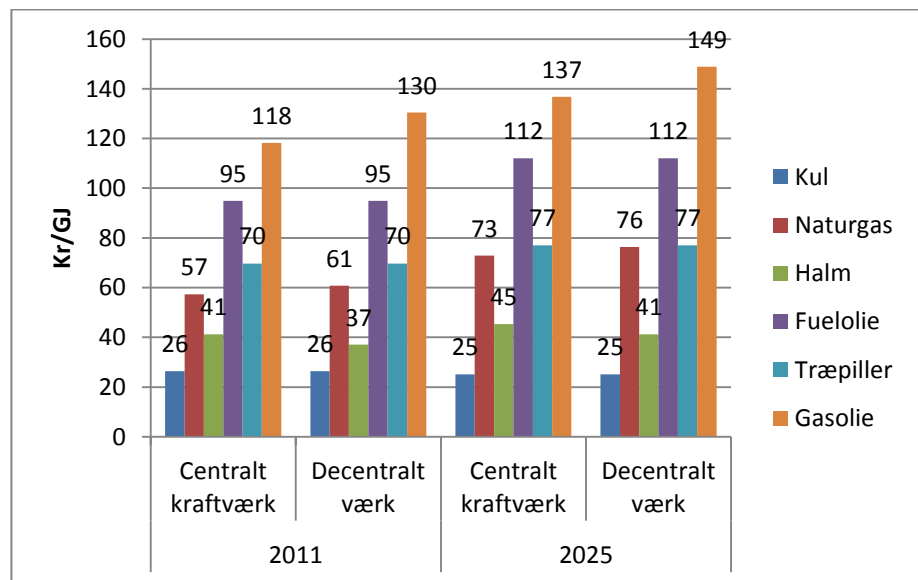
Udviklingen i brændselspriser i Danmark



Figur 24: Brændselspriser anvendt i modellen i Danmark (an centralt kraftværk)

Differentierede omkostninger til brændselstransport

Brændselspriserne varierer alt efter transportomkostninger. Der er differentieret mellem centrale og decentrale kraftværker.



Figur 25: Brændselspriser i modellen med differentierede transport omkostninger

6.3 Regulering af forsyningssektoren

I Balmorel er det muligt at håndtere en bred vifte af virkemidler og reguleringer. Det er dog ikke muligt at replicere til fulde den kreativitet i sammensætningen af sektorens regulering i en lineær model.

Energi- og CO₂-afgifter

Der regnes i forsyningssektorfremskrivningen med afgifter til varmeproduktion, såkaldt energi- og CO₂-afgift.

De anvendte afgiftssatser er vist i nedenstående tabel.

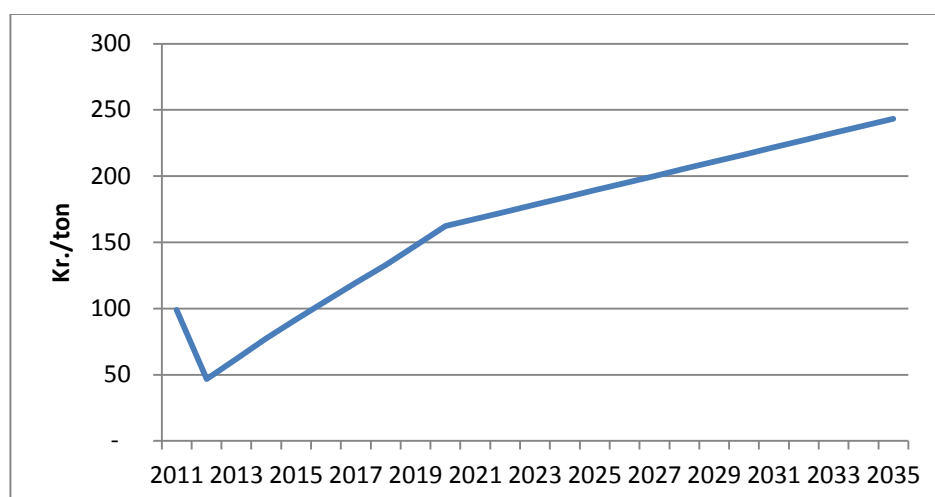
Kr./GJ	Energiafgift	CO ₂ -afgift
Kul	58,4	15,0
Naturgas	58,4	9,0
Fuelolie	58,7	12,6
Gasolie	58,3	11,9

Tabel 6: Samlede energi og CO₂-afgifter i modellen (2011-kr.)

Da el er afgiftsbelagt på forbrugssiden og varme, principielt på inputsiden, er der en hvis kompleksitet i afgifterne for brændsler der indgår i kraftvarmeproduktion. Brændslet bliver administrativt inddelt i en andel gående til elproduktion og en anden gående til varmeproduktion. Fordelingen tager udgangspunkt i en såkaldt afgiftsmæssig varmekoefficiensgrad. I finanslovaftalen fra 2011 nedjusteres den afgiftsmæssige varmekoefficiensgrad til 120 %, hvilket i praksis fører til højere afgifter på varmeproduktion ved kraftvarme. Samtidig justeres afgifter for varmekedler, varmepumper og lign, således at afgiftsincitamentene ikke skævvrides. Denne tilpasning er ikke foretaget i analyserne.

CO₂-kvotepriser

Foruden CO₂-afgiften er hovedparten af energisektoren underlagt EU's CO₂-kvotesystem. Prisen på CO₂-kvoter antages at udvikle sig som illustreret på nedenstående diagram. Denne antagelse stammer fra Energistyrelsen.



Figur 26: Antaget udvikling af CO₂-kvotepriisen (WEO 2012, New Policies scenariet). Priserne i 2011 og 2012 er baseret på den historiske prisudvikling.

SO₂- og NO_x-afgift

Der regnes i hele forløbet med en SO₂-afgift i Sverige på 12,3 kr./kg SO₂, i Danmark på 10 kr./kg SO₂ og i Norge på 15 kr./kg SO₂. I Finland er der ingen afgift på SO₂. Den øgede danske NO_x afgift, der beløber sig til 25 kr./kg, er også medtaget.

Elproduktionstilskud

I overensstemmelse med energiaftalen fra februar 2008 anvendes et elproduktionstilskud på 150 kr./MWh til el produceret på biomasse. Ovenstående tilskud deflateres med 2 % årligt fra lovens vedtagelse, som er 2008.

Til små eksisterende decentrale anlæg fyret med naturgas gives 10 øre/kWh i elproduktionstilskud, som deflateres med 2 % årligt med udgangspunkt i 2006.

Elproduktionstilskud til eksisterende vindmøller

Historisk har der været adskillige forskellige støtteordninger til vindkraft på land. Nogle af disse har været baseret på det såkaldte feed-in princip men i de senere år har det været almindeligt med et pristillæg ovenpå markedsprisen. Det antages at eksisterende vindmøller opnår et pristillæg på 10 øre/kWh. Dette vurderes at være gældende for langt de fleste installerede landmøller i dag, dels da dette har været ordningen fra 2005-februar 2008 (og 20 år frem), dels da det var ordningen i 2003-2003 (hvor tilskudet + markedsprisen dog ikke kunne overstige 36 øre/kWh), dels da det er ordningen som møller fra 2000-2002 går over på efter de første 22.000 fuldlasttimer, og dels da møller fra indtil udgangen af 1999 (Energistyrelsen 2009a).

A-kraft

A-kraftudviklingen i modellen baseres på en eksogen udvikling, da denne udvikling i høj grad hænger sammen med det pågældende lands politik på området.

Et stort flertal i den tyske rigsdag besluttede i juni 2011, at landets atomkraftværker, som dækkede ca. 23 % af landets elproduktion i 2010, skal afvikles inden 2022. 8 værker skal umiddelbart tages ud af drift, mens de resterende ni værker skal afvikles henover perioden indtil 2022.

I Sverige har regeringen besluttet, at der kan investeres i nye atomkraftværker til erstatning for de eksisterende anlæg. I analysen antages atomkraftkapaciteten at stige med 410 MW i perioden 2010-20 som følge af renoveringer af eksisterende værker.

For Finland antages det nye Olkiluoto 3-reaktor antages idriftsat inden 2015. Herudover planlægger den finske regering at idriftsætte to nye reaktorer inden 2030.

(MW)	Finland	Tyskland	Sverige
2010	2,691	20,339	9,372
2015	4,291	12,003	9,782
2020	4,291	8,052	9,782
2025	5,691		9,782
2035	7,191		9,782

Tabel 7: Udvikling i a-kraftkapacitet (MW) i Norden og Tyskland.

Nye kulfyrede kraftværker

Ingen nye kulkraftværker antages at ville blive accepteret politisk i Sverige og Danmark. Det samme gælder for naturgasfyrede kraftværker i Norge⁷.

⁷ Norge har en vedtaget politik vedrørende kulkraftværket, men vi antager, at ingen kulkraftværker vil blive bygget i Norge.

7 VE-udbygningens effekt på forbrugerpriserne

For at vurdere konsekvensen af energiaftalen på forbrugerpriserne, analyseres hvordan aftalen påvirker betalingen til VE-udbygningen, som normalt finansieres af elforbrugerne over den såkaldte PSO-tarif, der indgår som en fast del af elregningen. PSO-tariffen indeholder flere forskellige elementer, hvoraf det største bidrag netop kommer fra forbrugerbetalingen til vedvarende energi. Energiaftalen bliver således delvist finansieret over øget PSO-tarif.

Der foretages en vurdering af den samlede omkostning til VE-tilskud for elsektoren før og efter energiaftalen. For at vurdere dette, er det nødvendigt at kende udviklingen fra det nuværende niveau (2011) og frem mod 2020 samt for perioden 2011 til 2035. For at vurdere udgiftsstigningen for perioden 2011 til 2020, medtages også de øgede PSO-omkostninger fra Rødsand 2 og Anholt, da disse havvindmølleparker opføres i den første halvdel af denne periode. Disse parker opføres ikke som et resultat af Energiaftalen af 22. marts 2012, og VE-omkostningen hertil indgår derfor både i beregningen for energiaftale- og referencescenariet.

Energiaftalescenariet

Nedenstående tabel viser de tilskud, der gives som følge af Energiaftalen af 22. marts 2012. Tabellen indeholder en vurdering af, hvorvidt tilskudsbetalingen for forbrugerne er afhængig af elprisen, om udbygningen i modellen sker endogent eller eksogent samt tilskuddets størrelse. Som tidligere omtalt, vil udbygningen med havvind og kystnære vindmøller ske vha. en udbudsmodel, og udviklingen indføres derfor eksogent i modellen. Omkostningen kendes på forhånd ikke, da prisen bestemmes ud fra bud fra markedsaktørerne. Prisen på 80 øre/kWh er derfor her baseret på en vurdering, og antages at gælde for alle havvindparker (inkl. Kystnær vind), der opføres mellem 2011 og 2020, herunder også Rødsand 2 og Anholt parkerne. Til sammenligning blev prisen for den seneste havvindmøllepark, Anholt, 105 øre/kWh, mens de tidligere havvindmøller på Rødsand 2 og Horns Rev 2 blev afregnet til hhv. 63 øre/kWh og 52 øre/kWh. De 80 øre/kWh anvendes her alene i denne vurdering af effekten på forbrugerpriserne, og er altså ikke indført i modellen, da havvindudbygningen i energiaftalescenariet indføres eksogent.

	Elprisafhængig	Endo/ekso	Tilskud (2011-kr) ⁸	Varighed
Landvind	Ja	Endo	25 øre/kWh (+ elpris)	22.000 FLH ⁹
Havvind og kystnær	Ja	Ekso	80 øre/kWh el (fast)	50.000 FLH ¹⁰
Solceller	Ja	Ekso	130 øre/kWh el (fast)	10 år
Biogas-KV elpristilskud	Nej	Endo	75,5-115,4 øre/kWh el (+elpris)	Ubegrænset
Biogas opg. Elpristilskud	Nej	Endo	75,5-115,4 Kr./GJ biogas	Ubegrænset
Biomasse elpristilskud	Nej	Endo	14 øre/kWh el (+elpris)	Ubegrænset

Tabel 8: Tilskudssatser og typer af tilskud anvendt i vurdering af VE-betalingen som følge af Energifaftalen af 22. marts 2012.

Ovenstående forudsætninger anvendes herefter til at beregne VE-omkostningen for perioden 2011 til 2020 og 2011 til 2035 på baggrund af modellens resultater. Der er i beregningen taget hensyn til, som det fremgår af tabellen, at VE-tilskuddets størrelse til landvind, havvind og kystnær havvind samt solceller er afhængige af elprisen. Elprisen indgår derfor i beregningen for hvert tidsskridt. Tilskudsbetalingen til anlæg der modtager elpristilskud, altså et tilskud der kommer oveni elprisen, er generelt ikke afhængig af elprisen. Der tages i beregningen endvidere hensyn til tilskuddets varighed for hvert anlæg, som også fremgår af ovenstående tabel.

(Mio. 2011-kr./år)	2011	2020	2035
Landvind	453	472	-
Havvind og kystnær	989	3.689	-
Solceller	15	391	372
Biogas-KV elpristilskud	150	675	741
Biogas opg. elpristilskud	-	315	891
Biomasse elpristilskud	627	712	844
Total	2.235	6.255	2.848
Forskel		4.020	613

Tabel 9: Tabellen viser omkostningerne til VE-tilskud i scenariet med Energifaftalen af 22. marts 2012 sammenlignet med udgangspunktet (2011)

Den samlede omkostning til VE i 2011 på ca. 2.200 mio. kr. er beregnet ud fra en række antagelser, som fremgår af ovenstående. Til sammenligning blev der ifølge energistatistikken i 2011 opkrævet ca. 2.100 mio. kr over PSO-tariffen til

⁸ Tilskud til landvind, biomasse og biogas deflateres over tid fordi de kun opskrives med 60 % af nettoprisindekset.

⁹ Tilskuddet til land vind tildeles kun i anlæggets første 22.000 fuldlasttimer og er ikke afhængig af negativ eller 0-elpris. Overstiger elpris og tilskud 58 øre/kWh bortfaldet tilskuddet.

¹⁰ Tilskuddet gives som et fast tilskud i møllernes første 50.000 fuldlasttimer. Er elprisen 0 eller negativ får møllerne ikke tilskud, men tilskuddet kan dog gemmes til senere. Møllerne har derfor et incitament til at stoppe ved negative elpriser.

vindøller og VE-anlæg. Af ovenstående tabel fremgår det, at specielt udbygningen med havvind vil påvirke den samlede VE-omkostning som følge af energiaftalen. Også solcelleudbygningen og biogassatsningen vil være væsentlige for stigningen i omkostningerne. Det bemærkes endvidere, at omkostningerne i 2035 vil være reduceret i forhold til udgangspunktet (2011), da omkostningerne til vind her er helt udgået. Havvind modtager tilskuddet 50.0000 fuldlastimer, hvilket svarer til 11-12 år ved 4500 årlige fuldlasttimer. Landvind modtaget kun støtten i de første 22.000 fuldlastimer, og udgår derfor ved 3500 fuldlasttimer efter 6-7 år. Omkostningerne til biogas og elpristilskud til biomasse er dog stigende da disse her får øget anvendelse.

Med et slutforbrug af el på ca. 38 TWh i 2020, vil PSO-omkostningen stige med ca. **10 øre/kWh** som følge af energiaftalen, hvor de samlede omkostninger til VE stiger med ca. 4 milliarder kr. I 2035, hvor det danske slutforbrug af el er ca. 41 TWh, betyder stigningen på ca. 600 mio. kr en stigning i VE-betalingen på ca. **2 øre/kWh**. I denne vurdering tages højde for endogent elforbrug til varmepumper.

Referencescenariet

Der foretages ligeledes vurdering af referencescenariet, der repræsenterer fremskrivningen uden Energiaftalen af 22. marts 2012. Her ses igen på VE-tilskudsbetalingen for perioden 2011 til 2020 og 2011 til 2035. Omkostningen i 2011 vil her være uændret og der indregnes her også omkostningerne til Rødsand 2 og Anholt havvindmølleparkerne for perioden 2011 til 2020.

	Elprisafhængig	Endo/exo	Tilskud (2011-kr)	Varighed
Landvind	Ja	Endo	24 øre/kWh (+ elpris)	22.000 FLH
Havvind	Ja	Endo	24 øre/kWh (+ elpris)	22.000 FLH
Solceller	Ja	Ekso	130 øre/kWh el (fast)	10 år
Biogas-KV elpristilskud	Nej	Endo	39 øre/kWh el (+elpris)	Ubegrænset
Biomasse elpristilskud	Nej	Endo	14 øre/kWh el (+elpris)	Ubegrænset

Tabel 10: Tilskudssatser og typer af tilskud anvendt i vurdering af VE-betalingen som følge af Energiaftalen af 22. marts 2012.

Ovenstående forudsætninger anvendes herefter til at beregne referencescenariets VE-omkostning på baggrund af modellens resultater. Elprisen indgår her igen i beregningen for hvert tidsskridt per anlæg.

(Mio. 2011-kr./år)	2011	2020	2035
Landvind	453	1.103	558
Havvind	989	2.509	-
Solceller	15	377	372
Biogas-KV elpristilskud	150	230	1.016
Biomasse elpristilskud	627	749	868
Total	2.235	4.967	2.814
Forskel		2.733	579

Tabel 11: Tabellen viser omkostningerne til VE-tilskud i referencescenariet sammenlignet med udgangspunktet (2011)

Det ses af tabellen, at VE-omkostningerne i referencescenariet er faldende mod 2020 og 2035. Det skyldes bl.a., at der her sker en lavere VE-udbygning sammenlignet med Energiaftalescenariet, særligt pga. reduktionen i betalingen til havvind. Det skyldes, at modellen i dette scenarie kun bygger havvind (endogent), hvis det er mere fordelagtigt end landvind. Modsat er havudbygningen i Energiaftalescenariet indført eksogent i modellen, og antages her afregnet til 80 øre/kWh mod 24 øre/kWh i referencescenariet, hvilket altså er en væsentlig forskel.

Med et slutforbrug af el på ca. 37 TWh i 2020, vil PSO-omkostningen stige med ca. **7 øre/kWh** som følge af referencescenariet, hvor de samlede omkostninger til VE stiger med ca. 2,7 milliarder kr. I 2035, hvor det danske slutforbrug af el er ca. 39 TWh, betyder stigningen på ca. 600 mio. kr. en øget VE-betalingen på ca. **2 øre/kWh**. I denne vurdering tages højde for endogent elforbrug til varmepumper.

Af ovenstående beregninger til VE-omkostningen for perioden 2011 til 2020 fremgår det altså, at VE-omkostningen stiger med 10 øre/kWh i energiaftalescenariet mens den i referencen stiger med 7 øre/kWh. Herudfra fremgår det, at energiaftalescenariet har **3 øre/kWh** højere VE-omkostning end referencescenariet i 2020. Desuden fremgår det, er VE-omkostningen i 2035 i begge scenarier er ca. 2 øre/kWh højere end udgangspunktet. Forskellen mellem 2020 og 2035 beregningen er primært, at omkostningerne til vindudbygningen er betalt 2035 og derfor udgår af regnestykket.

Elforbrugere med et stort elforbrug, eksempelvis industrier, der har et elforbrug over 100 GWh, betaler i dag en reduceret PSO for det elforbrug der overstiger 100 GWh. Der er set bort fra dette i ovenstående vurdering, hvor alle slutforbrugere antages at betale samme PSO-tarif.

8 Referencer

- Energistyrelsen og Energinet.dk: "Technology data for Energy Plants", April 2012
- Ea Energy analyses: "The existing Nordic regulating power market, FlexPower WP1 – Report 1", May 2012
- EU Kommissionen: Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, 2011
- EU Kommissionen: "EU energy Trends 2030", 2011
- IEA: "World Energy Outlook 2012", 2012
- UN, "Copenhagen Accord", 2009
- Regeringen: "Energy agreement", March 2012
- Energistyrelsen: "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet", September 2012
- Energistyrelsen (2009a), Oversigt over afregningsreglerne og støttemuligheder.
- EU Kommissionens VE handlingsplan (2009), http://www.europa-kommissionen.dk/upload/application/89eba319/03_renewable_energy_roadmap_en.pdf (2009-02-04), se s. 11.

Bilag 1: Udfasningsplan for centrale danske kraftværker Vestdanmark

Anlæg	EI	Idriftsat	Mølposelagt	Max levetid	Bemærkning
	(MW)	(År)	(År)	(År)	
Enstedværket Blok 3	665	1979	2013	2019	Mølposelægges fra 1. jan. 2013. Kører på olie frem til den mølposes.
Fynsværket Blok 3	269	1974	2010	2014	Mølposelagt 1. april 2010
Fynsværket Blok 7	372	1991		2031	
Fynsværket Blok 8	35	2009		2034	25 års levetid
Nordjyllandsværket Blok 2	285	1977	2012	2017	Mølposelægges fra 1. januar 2012 med to dages startvarsel.
Nordjyllandsværket Blok 3	380	1998		2038	
Skærbækværket Blok 3	392	1997		2037	
Studstrupværket Blok 3	350	1985		2025	
Studstrupværket Blok 4	350	1985	2010	2025	Mølposelagt 2010
Esbjergværket Blok 3	377	1992		2032	

Østdanmark

Anlæg	El	Idriftsat	Skrottet	Mølposelagt	Max levetid	Bemærkning
	(MW)	(År)	(År)	(År)	(År)	
Amagerværket Blok 1	70	2009		-	2049	Biomassefyret.
Amagerværket Blok 3	250	1989			2029	Effekt inkl. overlast. Kul/olie fyret.
Asnæsværket Blok 2	137	1961		2010		Mølposelagt 1. juni 2010. Kører ikke samtidig med blok 5.
Asnæsværket Blok 4	270	1968			2008	6 måneders startvarsel
Asnæsværket Blok 5	640	1981			2021	
Avedøreværket Blok 1	250	1990			2030	Kul/olie fyret.
Avedøreværket Blok 2	575	2001			2041	Gas/halm/kul/træ fyret.
H.C. Ørsted Værket Sekt. 2 (Blok1-4)	35	1954-65.				Ombygget i 1994.
H.C. Ørsted Værkets Blok 7	75	1985			2015	Ombygget i 1994.
H.C. Ørsted Værkets Blok 8	23	2003			2025	
Kyndbyværkets Blok 21	260	1974			2025	Reserveanlæg.
Kyndbyværkets Blok 22	260	1976			2025	Reserveanlæg.
Kyndbyværkets Blok 41	18	1973			2025	Reserveanlæg.
Kyndbyværkets Blok 51+52	126	1973			2025	Reserveanlæg.
Masnedøværkets Blok 31	70	1975			2025	Reserveanlæg.
Svanemølleværkets Blok 1-3	25	1953-58				Renoveret i 2007/2008.
Svanemølleværkets Blok 7	60	1995			2014	Naturgas/letolie fyret.
Stignæsværkets Blok 1	143	1966			2008	3 måneders startvarsel. Gasolie fyret.
Stignæsværkets Blok 2	264	1970		2013	2010	Sværolie fyret. 16 timers startvarsel. Mølposelægges fra 1. jan. 2013

Bilag 2: Forudsætninger for el- og fjernvarmefremskrivning

Short term projection

The projections of the demand for electricity and district heating until 2020 are based on the national prognoses included in the countries National Renewable Energy Action Plans¹¹ (electricity) and the EU Commissions scenario report “EU energy Trends 2030” (district heating). In most countries, both the demand for electricity and the demand for district heating are projected to increase towards 2020.

Long-term projection

Forecasting how the demand for energy will develop in the long-term towards 2050 is associated with great uncertainties related among others to the economic development of the region and the individual countries, the level of energy saving and energy efficiency measures and the transition to new end-use conversion technologies (electric vehicles, heat pumps).

For the purpose of the study a simple spread-sheet model is used to forecast how final energy demand may develop in the long-term. This model is structured around the three steps:

Projection of GDP for each country in the region.

The forecast assumes that the countries in the region with the lowest GDP per capita today will come closer to catching up with the richest economies in the region. This means that the economies with the lowest GDP per capita today are assumed to grow faster (approx. 2.7 % p.a.) than the more developed economies (0.8-1.5% p.a.). The GDP growth projections are based on the previously mentioned EU Commissions scenario report “EU energy Trends 2030”¹², however in the case of Germany we have used the assumption from the German Energy Concept.

Level of energy saving and energy efficiency measures

The development in energy intensity (energy per GDP) is assessed within different categories of energy end-uses, considering long-term technical

¹¹ The projection for NW Russia is based on a projection provided by InterRAO UEA and for Norway on the ENTSO-E (cooperation of system operators) report “Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025”

¹² For the wealthiest economies the GDP projection from the EU is used between 2010 and 2030, whereas between 2030 and 2050 we assume that the annual GDP growth is only half of that. For example in the case of Denmark GDP is estimated to grow 1.6 % p.a. between 2010 and 2030 and 0.8% between 2030 and 2050. Hence, average GDP growth is 1.2 % p.a. between 2010 and 2050. For the countries with lowest GDP (Lithuania, Latvia, Estonia and Poland) we prolong the projected growth rates between 2010 and 2030 to the period 2030 to 2050.

potentials to utilize energy in a more efficient way. By multiplying the projected energy intensity factor with projected GDP an estimate of projected energy consumption is achieved using existing end-use conversion technologies. It should be stressed that both the projections of GDP and the potentials to improve the energy efficiency are associated with a high level of uncertainty. As with regard to GDP it is assumed that the countries with lowest GDP per capita will come closer to the level of energy efficiency which is observed in the richest countries.

When forecasting the demand for heat a different methodology has been used assuming that the richest countries are able to reduce their absolute demand for heating per capita by around 35-40 % through renovation of existing buildings and through standards for new buildings. The resulting heat demand per capita is afterwards transferred to the countries with lowest GDP assuming that their heat demand per capita will in the long-term equivalent the richest countries. The calculations take into consideration that the need for heat differs between the countries due to different climate conditions¹³.

Changes in end-use conversion technologies

Finally an assessment of changes in end-use conversion technologies is made for heating, process energy and in the transport sector. This leads to additional improvements in total energy efficiency.

Increasing electricity demand for heating and transport

Table 1 summarizes the assumptions made for different types of end uses in the projections. The shifts towards electrification of the transport sector as well as the increasing use of electricity for heating – using heat pumps – causes the demand for electricity to increase in all countries except Norway and Germany.

The growth in demand are highest in the countries, which today have the lowest relative GDP per capita, i.e. Estonia, Latvia, Lithuania, Poland and North West Russia. Norway today has a very high electricity consumption per capita compared to any of the other countries in the region due to a high share of heating supplied by electricity as well as the presence of energy intensive industry. By 2050 the relative Norwegian electricity consumption comes closer to the average in the region, explaining the decreasing consumption in Norway. The decrease in German electricity consumption is explained by an expectation of a relatively low GDP growth compared to the

¹³ The heat demand is adjusted to account for the number of heating degree days per annum in the different countries

rest of the region. Moreover, a lower electrification of the heating and transport sector is assumed in accordance with the policies specified in the German Energy Concept.

End use	Assumptions
Electricity households/service (excl. electricity for heating)	GDP growth causes increasing demand for electricity for appliances, lighting etc. In the most developed countries this development is off-set by energy saving measures of the approx. similar size. In the least developed countries electricity demand increases considerably.
Heating	Considerable heat savings. Same relative level (i.e. per capita) of energy consumption for heating in all countries in the region. Increasing share of heat supplied from district heating and individual electric heat pumps.
Industry	GDP growth causes increasing demand for energy in industries, but this development is largely counterbalanced by increasing energy efficiency. Regional differences in location of energy intensive industries are assumed to prevail. Shift from fuels to district heating and electricity.
Transport	By 2050 more than 50 % of transport demand is covered by electric vehicles, though lower in Germany according to their national projection. At the same time the demand for transport services will increase significantly. Conventional cars are assumed to have their specific energy consumptions reduced by approx. 50 %.

Table 1: Assumptions about the development in electricity demand within different end-use categories.

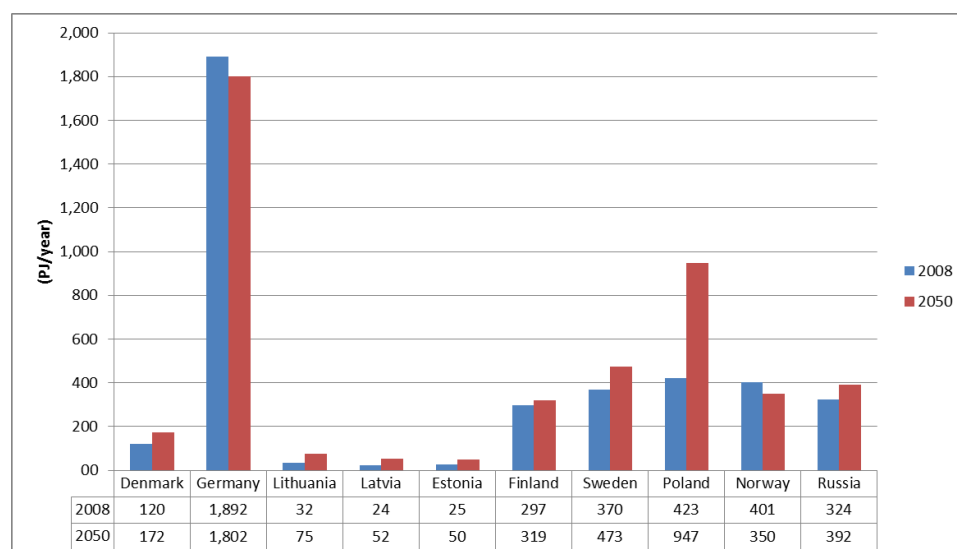


Figure 1: Final electricity demand in 2008 and the projected demand for 2050.

The demand for district heating increases in all countries in the region except Denmark (which already has a very high share) and Germany where the Energy Concept does not envision a stronger role for district heating.

The generally increasing district heating demand is due to two circumstances:
1) An assumption about expanding district heating network particularly in the countries, which have low district heating shares today, 2) increasing use of CHP for producing process heat for industries to replace fossil fuels and improve energy efficiency.

Bilag 3: Investeringskatalog

The model has a technology catalogue with a set of new power generation technologies that it can invest in according to the input data. The investment module allows the model to invest in a range of different technologies including (among others) coal power, gas power (combined cycle plants and gas engines), straw and wood based power plants and wind power (on and off-shore). Thermal power plants can be condensing unit – producing only electricity, or combined heat and power plants. The model is also able to rebuild existing thermal power plants from the existing fuel to another. The model can, at a lower cost than building a new power station, rebuild a coal fired plant to wood pellets or wood chips and a natural gas fired plant to biogas. Wave power and solar power technologies are also included in the technology catalogue. Power plants with carbon capture and storage (CCS) is not considered due to uncertainties regarding costs.

Basic technical and economic data for the power generation technologies that the model may invest in can be viewed in Table 2 below. The technology assumptions develop from now to 2050, which means costs and efficiencies are assumed to develop depending on the learning curve of the specific technology. This development can be seen from the intervals presented in the table below. Generally the technologies develop to have higher efficiencies and lower investments costs.

Technology type	Fuel type	Investment cost (mil. €/MW _{el})	Fixed O&M (€1000/MW _{el})	Variable O&M (€/MWh _{el})	Electric efficiency Condensing mode	Electric efficiency CHP mode	Total efficiency (Elec. + heat)
Condensing	Coal	1,89-2,04	57,2-61,6	2-2,2	0,46-0,535	-	0,46-0,535
Condensing	Wood pellets	1,89-2,04	57,2-61,6	2-2,2	0,46-0,535	-	0,46-0,535
Condensing	Natural gas	1,3-1,4	38	0,82	0,465	-	0,465
Condensing with CCS	Coal	3	79,5	18,07	0,43	-	0,43
Condensing with CCS	Wood pellets	3	79,5	18,07	0,43	-	0,43
Extraction CHP	Coal	1,89-2,04	57,2-61,6	2-2,2	0,46-0,47	0,38-0,51	0,84-0,98
Extraction CHP	Wood pellets	1,89-2,04	57,2-61,6	2-2,2	0,46-0,47	0,38-0,51	0,84-0,98
Extraction CHP	Natural gas	1,3-1,4	38	0,82	0,53-0,37	0,37-0,53	0,9-0,9
Extraction CHP	Wood	1,98-2,13	24,2	3,4	0,64-0,39	0,34-0,69	0,98-1,08
Extraction CHP with CCS	Coal	3	79,5	18,1	0,37	0,37	0,74-0,74
Extraction CHP with CCS	Wood pellets	3	79,5	18,1	0,37	0,37	0,74-0,74
Condensing CC	Natural gas/biogas*	0,711-0,783	25,5	2,13	0,56-0,62	-	0,56-0,62
Condensing CC with CCS	Natural gas	1,29	35,6	7,6	0,53	-	0,525
Extraction CC	Natural gas/biogas*	0,79-0,87	30	2,5	0	0	0-0
Extraction CC with CCS	Natural gas	1,4	40,09	7,9	0	0	0-0
Backpressure	Natural gas/biogas*	1,25	27,6	2,2-2,45	0,92	-	0,92
Backpressure	Straw	4	19,2	0,92	1,01	-	1,01
Backpressure	Municipal waste	8,5	372,75-403,81	6,18-6,24	0,97-0,98	-	0,97-0,98
Backpressure	Biogas	3,2-3,38	93,55	7,94-9,03	0,82-0,84	-	0,82-0,84
Onshore wind	Wind	1,45-1,49	28,28-29,31	2,9-3,42	1	-	1
Onshore wind LCI	Wind	1,82-2,06	31,6-32,88	2,9-3,16	1	-	1
Offshore wind (low**)	Wind	1,64-1,99	49,82-53,15	3,68-4,22	1	-	1
Offshore wind (mid**)	Wind	1,92-2,94	49,82-54,1	3,68-4,74	1	-	1
Offshore wind (deep**)	Wind	2,31-2,81	49,82-53,15	3,68-4,22	1	-	1
Solar PV	Solar	0,9-2	9,36-24,48	1,3-3,4	1	-	1
Wave power	Wave	1,6-7,8	20-21	3,5-6,67	1	-	1

Table 2: Selected generation technologies, which the model can invest in. The intervals indicate the development in technology and costs from 2010 to 2050.

* The biogas on this plant is upgraded biogas, meaning it has the same quality as natural gas but with higher fuel costs.

** Offshore wind power is categorised in three groups with different investment costs, i.e. low, mid and deep water depth. The technology catalogue is mainly based on Energinet.dks and the Danish Energy Agencies "Technology Data for Energy Plants", May 2012 and own assumptions.

The model may also invest in heat generation capacity such as coal, biomass and gas boilers, as well as large-scale electric heat pumps, electric boilers, solar heating, electric storages and heat storage.

The opportunities to invest in the different technologies are not uniform across the region, for example because there are differences in the availability of resources in the different countries.

Similar political opinions about certain technologies like nuclear power and coal power influence their future role in some countries.

Bilag 4: VE-handlingsplaner i omverdenen

The EU renewable energy directive requires all member states to increase their share of renewable energy towards 2020. The directive provides a legally binding target for the share of renewable energy of final energy in each member state, but not a separate target for the electricity sector.

To ensure progress and compliance with the directive each member state has to provide a detailed roadmap – a National Renewable Energy Action Plan (NREAP) – showing how it expects to reach its 2020 target for the share of renewable energy, which includes a detailed plan for the development of RE in the electricity system. In this study the information from the NREAPs are used to specify how the expansion of renewable energy in the electricity system will take place in each country towards 2020.

Country	2010	2015	2020
Sweden	54.9%	58.9%	62.9%
Finland	26.0%	27.0%	33.0%
Germany	17.4%	26.8%	38.6%

Table 3: Projected % share of gross final electricity consumption as reported in the National Renewable Energy Action Plans, 2010.

In the study we assume that the above shares of renewables in electricity generation as a minimum are maintained between 2020 and 2050. In the model the above targets are implemented on a technology specific level, which e.g. means that the German plans for development of solar PV will take place. Therefore, towards 2050 the target to reduce CO₂-emissions – reflected in a price of emitting CO₂ – takes over as the main driver for increasing renewable energy generation.

From 1 January 2012, Norway and Sweden form a common market for renewable energy certificates. Up to 2020, Norway and Sweden intend to expand their electricity production based on renewable energy sources by 26.4 TWh. This target is used to estimate renewable energy development in Norway to 2020, as Norway has not developed a National Renewable Energy Action Plan. The Norwegian system operator, Statnett is preparing the grid to accommodate for at least 13.2 TWh of new renewable energy generation¹⁴. Norway has not published a NREAP but have agreed with the EU that the share of RE in their energy system should be 67.5 % in 2020. Statnett, the Norwegian TSO, expects 13.2 TWh of new RE generation in the electricity

¹⁴ "Nettutviklingsplan 2011" Statnett, 2011, p. 4.

system by 2020 facilitated by their RE certificate scheme. It is therefore assumed that approx. 10 TWh of new wind power generation will come into operation by 2020, with half of it being commissioned by 2015.

Bilag 5: Det eksisterende transmissionssystem

The model of power systems includes restrictions on the power transmission capacity between different areas in Scandinavia and Germany.

The Nordic grid

The Nordic electricity system is tied together with strong interconnectors between the different countries. Furthermore the Nordic countries are connected to Germany and Poland with both AC and DC interconnectors and to the Baltic and Russian grid by DC connections. The Nordic countries are one synchronous area except from Western Denmark which is synchronous with the European system (UCTE), including Germany and Poland.

Interconnector development

The starting point of the analyses is the existing transmission grid of the Baltic Sea Region. In addition to this the development towards 2025 is based on decided and planned projects.

Interconnector development towards 2025

Reinforcement of the Nordic grid

It is assumed that the five prioritized Nordic cross sections have all been established by 2015. The five prioritized Nordic cross sections are:

- Fenno - Skan 2 linking Finland and Sweden
- Great Belt in Denmark
- Nea - Järpströmmen between Sweden and Norway
- South Link in Sweden
- Skagerrak 4 between Denmark and Norway

In addition the Cobra link between Denmark and the Netherlands is also assumed to be commissioned by 2017 with a capacity of 700 MW.

Reinforcement of the German grid

A significant reinforcement of the internal grid between the North West and Central parts of Germany will take place (2500 MW) to accommodate for the planned expansion of wind power in the northern parts of Germany, particularly offshore, is assumed by 2015.

Lines between the central part of Norway and neighbouring areas in South are planned upgraded to strengthen the security of supply. The planned upgrade will also facilitate increased hydro power generation.

The table below depicts future interconnections that are to be implemented in the analyses in the short run.

All existing transmission capacities are presented in the excel appendix to this report.

Connection new	Area	Capacity (MW)	In operation	Status
Great Belt	West and East Denmark	600	2011	Established
Fenno-Skan 2	Sweden – Finland	800	2011	Established
Skagerrak 4	Norway – Denmark	+700	2014	Decided
Sydvästlänken 1	Sweden Central – Sweden S	1400	2016	Decided
Sydvästlänken 2	Norway Oslo –Norway S	1400	2020	Decided
Sydvästlänken 3	Norway – Sweden	1400	2020	Planned
Cobra	Denmark-Holland	700	2017	Planned
Nea – Järpströmmen	Norway - Sweden	+300→←+150	2010	In operation
Denmark-Germany #1	West Denmark – Germany	+280→←+550	2013	Decided
Denmark-Germany #2	West Denmark – Germany	+1000→←+1550	2018	Planned
Nord.Link	Norway-Germany	1400	2019	Planned
Estlink 2	Estonia-Finland	+650	2014	Decided
LitPol Link	Poland-Lithuania	500/+500	2015/2020	Decided
NordBalt	Sweden-Lithuania	700	2016	Decided

Table 4: Development of interconnectors in the region as used in the model.

Bilag 7: Investeringskapacitet efter 2025

A separate analysis on the cost of establishing new interconnectors in the region has been prepared for the project "Energy policy strategies of the Baltic Sea Region for the post-Kyoto period" (Ea Energy Analyses 2011, Costs of transmission capacity in the Baltic Sea Region), which estimates the cost of the individual potential new transmission lines of the region. A generic method is developed which is used for determining the expansion of the grid for the period beyond 2020 for both internal reinforcements and new interconnectors.

The figure below illustrates a plot of investments costs and a length/capacity factor for different recent transmission project in the Baltic Sea Region.

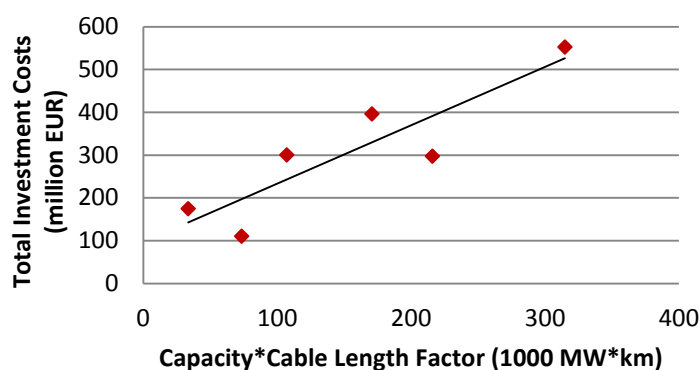


Figure 2: Relationship between Total Investment Costs and Capacity*Cable Length factor.

It can be observed from the above graph that the higher the infrastructure needs are (i.e. the higher the Capacity* Cable Length factor), the higher the required Total Investment Costs. This linear relationship between the examined sizes indicates that economy of scale is probably rather limited in the case of interconnection projects, which therefore is assumed in the model.

The costs of all new transmission lines beyond 2020 are based on the costs of the HVDC LCC technology. The assumptions for the different components of an HVDC LCC Interconnection scheme are presented in Table 5 and Table 6.

HVDC Interconnections	
Rated Capacity (Converter)	600 MW
Voltage Level (Cables)	400-500 kV
AC Reinforcements	15% of Total Investment Cost
Contingency	10% of Total Investment Cost

Table 5: Assumptions for HVDC connections in the Baltic Sea Region.

For the analysis AC reinforcements are considered equal to 15% of the Total Investment Costs. This percentage is estimated by calculating the AC reinforcements from existing and planned projects. Moreover contingency costs are considered to be 10% of the total investment costs to account for the risk of unpredicted costs.

The reference capacity assessed is considered equal to a line with a capacity of 600 MW corresponding to cables of voltage level 400 to 500 kV.

HVDC LCC Technology	Costs	Reference
Converter Substations Costs	0.16 million EUR/MW	Average of Table 26
HVDC Submarine Cable Cost	0.77 million EUR/km	CESI
Medium Voltage Submarine Return Cable Cost	0.15 million EUR/km	CESI
HVDC Land Cable Cost	0.4 million EUR/km	Ea
HVDC OHL Cost	0.35 million EUR/km	CESI
Bay Cost	1.5 million EUR	CESI, ICF-Norway

Table 6: Cost Assumptions for evaluation of HVDC LCC connections in the Baltic Sea Region.

For each possible new transmission line the elements in the above are calculated depending on e.g. length of line, if it is on on- or offshore and etc.

In the model a limit is imposed on the potential to expand grid connections for each 5 year period. This limit is 1000 MW on sea cables and 3000 MW for grid reinforcement on land - except in Germany where the limit is 6000 MW. These limitations are included to ensure a gradual development of the grid in the region.

Bilag 8: Biomassepotentiale

Expansion with biomass fired power plants and boilers may to some extent be limited by the availability of resources locally.

The table below provides an overview of possible biomass resources in 2030 in each of the countries in the region divided into five general categories:

- Energy crops and grass cuttings
- Forestry residues from felling and complementary felling
- Biogas (mainly from manure)
- Wood like biowaste (wood processing residues, black liquor)
- Straw like biowaste (mainly agricultural residues)

Municipal solid waste fractions are treated separately in the subsequent section.

PJ	Energy crops and grass cuttings	Forestry residues	Biogas	Biowaste - wood like	Biowaste - straw like	Total
Germany	980	201	149	133	177	1.640
Denmark	4	40	36	11	29	120
Finland	54	75	9	215	17	370
Sweden	59	100	15	347	21	542
Estonia	54	8	2	35	2	102
Lithuania	331	17	7	40	10	405
Latvia	63	25	3	1	4	96
Poland	1.273	50	79	59	121	1.583
Norway	-	160		9	8	177
Russia	109	151	18	430	33	740
BALTIC SEA REGION	2.927	828	317	1.280	423	5.775

Table 7: Available bioenergy resources in the Baltic Sea Region. The figures are derived from the report "How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?" (EEA 2006)¹⁵. Data for Russia is lacking. For the purpose of modelling a crude assumption has been made that the biomass resources in NW Russia equal twice the resources in Finland.

The total identified bioenergy potential will not be to the disposal of the electricity and district heating sector as the bioenergy will also be used in industry, households and for the transport sector.

Therefore we assume that only 50 % of the total bioenergy resource will be available for the power and district heating sector. This assumes that the share of bioenergy used for transportation fuels is rather low.

The table below gives an estimate of the bioenergy resource available for the power and district heating sectors. It is assumed, that 90 % of the biogas resources is used electricity and district heating and 80 % of the straw resource, whereas only 40 % of energy crops, forestry residues and wood like biowaste fractions will be used for power and district heating generation. In

¹⁵ Norwegian data is based on the following source,

<http://www.fornybar.no/imagecache/43.OriginalImageData.20070320085549.jpg>

<http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?articleID=37>

http://www.avfallnorge.no/fagomraader/energiutnyttelse/nyheter/energiutnyttelse_2008, 22.05.2009

total, for the Baltic Sea Region, this means that 50 % of the total bioenergy resource is available for the power and district heating sectors.

Interpretation of the biomass categories to the model

For the purpose of modelling, the three biomass categories “Energy crops and grass cuttings”, “Forestry residues” and “Wood like biowaste” are merged into three fuel categories termed “Wood waste”, “Wood” and “Wood pellets”.

“Wood waste” is a cheap local resource used at existing power plants in Poland, Sweden and Finland. For this fraction a price close to zero is used. “Wood” is a more expensive biomass resource, but also limited according to the available national resources, whereas “Wood pellets” can be traded across the countries in the region. For “Wood” a price of wood chips is used. For “Wood pellets” a higher price is applied, reasoned upon higher transportation and handling costs (see previous section). Wood pellets are more expensive than wood chips, but easier to transport and handle at the power plants.

The “Straw-like biowaste” resource is termed “Straw” in the model.

Biogas is treated as two separate fractions in the model: “Biogas” and “Biogas-net” where the first fraction refers to biogas stand-alone plants (CHP plants or boilers) and the latter to biogas which has been upgraded for utilisation in the grid. “Biogas-net” may be used at conventional power plants.

Both “Straw” and “Biogas” are considered to be domestic resource in the model.

For the purpose of modelling it is assumed that biogas may be used in connection with all local district heating schemes. This is a simplification of the actual possibilities for utilisation of biogas. A negative CO₂-factor (-29 kg/GJ) is used for biogas in order represent the abated fugitive emissions (methane and nitrous-oxide) related to the alternative use of the manure in the agricultural sector.

PJ	"Wood"	"Wood pellets"	"Wood waste"	"Biogas"	"Biogas net"	"Straw"	TOTAL
Germany	263	917	-	67	67	142	538
Denmark	11		-	33	16	23	83
Finland	45		120	8	4	13	190
Sweden	83		90	13	7	17	210
Estonia	19		-	2	1	2	25
Lithuania	77		-	6	3	8	95
Latvia	18		-	2	1	3	25
Poland	276		-	71	36	97	481
Norway	34		-	-	-	6	40
Russia	90		240	16	8	26	380
BALTIC SEA	917	917	450	219		338	2.983

Table 8: Available bioenergy resources in the Baltic Sea Region for electricity and district heating generation. Resources are distributed on the fuel categories used in the Balmorel model. The

“Wood pellet” resource is only included in the grand total for the Baltic Sea Region (not in the country totals).

Municipal solid waste

The figures for municipal waste available for energy purposes are based on a projection from RISØ DTU¹⁶. From 2010 to 2025 a growth rate of 1.3 % is assumed for all countries. From 2025 to 2050 the resources are assumed to remain constant.

90 % of the available municipal waste resource is used assumed to be available for the electricity and district heating generation.

The table below shows the data available for the simulations.

Year	DENM ARK	ESTO NIA	FINLA ND	GERM ANY	LATV IA	LITHUA NIA	NORW AY	POLA ND	RUSS IA	SWED EN	Total
2010	34		24	129	1		5	8		46	248
2015	34	2	25	220	5	3	10	63	10	49	421
2020	36	4	27	310	8	5	15	119	20	52	596
2025	38	6	29	401	11	7	19	174	30	56	772
2030	38	8	29	491	14	10	24	229	40	56	940

Table 9: Municipal solid waste used for power and district heat generation. After 2030 the waste quantities are kept constant (PJ/year).

¹⁶ For Norway statistics from SSB is applied, according to which 2 mill tonnes of MSW was used for energy purposes in 2008. Assuming a lower calorific value of 10 GJ/ton this corresponds to just above 20 PJ <http://www.ssb.no/avfregno/>

Bilag 9: Vindpotentiale

In 2009 the European Environment Agency published the report “Europe’s onshore and offshore wind energy potential”. This report is used in the present project as the key source of information for the estimation of both onshore and off-shore wind power potentials in the Baltic Sea Region.

The EEA report calculates the “raw” wind resource potential and at the same time introduces and quantitatively analyses the environmental and social constraints on wind sector development. The assessment of the raw potential is primarily based on wind speed data.

The EEA project distinguishes between off-shore and onshore wind power. Moreover special assumptions are made regarding wind power potentials in mountainous areas.

Onshore wind potential

The generation potential is divided into three cost categories: not competitive (average production cost higher than 6.7 €-cent/kWh), most likely competitive (5.5-6.7 €-cent/kWh and competitive (lower than 5.5 €-cent/kWh).

The analysis shows that the raw technical potential is very significant compared to the current electricity consumption and wind power generation in the region. This is also the case, when only the “competitive” potential is assessed. For example in the case of Denmark the competitive potential is 687 TWh compared to an annual consumption of 35 TWh and annual wind power generation in the order of 7 TWh. In Germany the competitive wind power potential is 258 TWh, which should be compared to an annual electricity consumption of approx. 630 TWh and annual wind power generation close to 50 TWh. If sites are included, which are most likely competitive, the wind power potential increases to 642 TWh.

	Not competitive	Most likely competitive	Competitive	Grand total
Denmark	-	-	751	751
Estonia	-	75	597	672
Finland	7	1.052	3.359	4.418
Germany	344	1.206	2.467	4.017
Latvia	-	260	593	853
Lithuania	-	305	442	747
Norway	616	527	1.094	2.237
Poland	39	1.035	2.609	3.683
Sweden	487	2.021	2.539	5.047

Table 10: Onshore wind power potential in different cost classes in 2030 (TWh).

In practice the raw technical wind potential will be constrained by a number of factors including in particular social constraints such as the visual impact of the wind farms, noise and the protection of natural habitats.

Denmark and Germany are probably the two countries in the region, which have come closest to developing their full onshore wind power potential. In Denmark the onshore capacity is just above 2800 MW, but analyses by the Danish government and municipalities indicate that the constrained potential is probably 4000 MW producing approx. 12 TWh. The additional MWs will be made available through repowering of existing sites – replacing old turbines with new larger ones – and by identifying new sites.

In Germany the installed onshore wind power capacity is approx. 27.000 MW producing close to 50 TWh. The German Energy Concept includes a number of measures (improved spatial planning, repowering, enhance public acceptance, optimized licensing procedures) aimed at further increasing this number. According to the Energy Concept's background report (Energieszenarien für ein Energiekonzept der bundesregierung, 2010)ⁱ onshore wind power generation is assumed to increase to 36.000 MW in the long-term producing up to 79 TWh.

If one compares the raw wind power potential of the cost classes “most likely competitive” and “competitive” with the projections of the long-term potentials in Denmark and Germany respectively you would see that (only) 1,6 % of the Danish raw technical potential is exploited and in Germany 2,2%. The share is higher in Germany in spite of the fact that the population density is close to twice as high as in Denmark (230 vs. 125 per inhabitants per km²). It can be assumed, that the discrepancy reflects a difference in social acceptance of wind power in the two countries.

To assess the long-term potentials in the other countries in the region we use an (un-weighted) average level of acceptance Denmark and Germany – 1.9% of the raw potential - as a proxy for acceptance level in the other countries in the region.

Using this assumption we obtain the following potentials for the different countries in the region in 2030.

TWh	Most likely competitive	Competitive	Total
Estonia	1	11	13
Finland	20	63	83
Germany	23	46	69
Latvia	5	11	16
Lithuania	6	8	14
Norway	10	21	30
Poland	19	49	68
Sweden	38	48	85

Table 11: Onshore wind power potential in 2030 (TWh)

For the purpose of the modelling these potentials are converted to a number of MW wind power capacity within different electricity regions. For this exercise we made the following assumption about average full-load hours:

Competitive: 2200 FLH

Most-likely competitive: 1700 FLH

Not-competitive: 1200 FLH

Distribution on electricity regions is made according to the distribution of existing turbines.

MW	Most likely competitive	Competitive	Total
Estonia	800	5.100	5.900
Finland	11.600	28.600	40.200
Latvia	2.900	5.100	8.000
Lithuania	3.400	3.800	7.200
Norway	5.800	9.300	15.100
NW Russia	-	-	-
Poland	11.400	22.200	33.600
Sweden	22.300	21.600	43.900

Table 12: Onshore wind power potential in 2030 (MW)

It appears from Table 12 that potential for wind power is very significant in all countries in the region compared to their current installed capacity. It should be stressed however that the above numbers are associated with a high-level of inherent uncertainty because they reflect a certain level of social acceptance.

Note: Special assumptions regarding wind in mountainous areas

The EEA study assumes a lower “power density” at sites above 600 m of sea level. Moreover, areas might be more isolated as the terrain is more complex

for large wind farms . The power density of 8 MW/km² applied to all types of land uses is set to 4 MW/km² for mountainous areas. Moreover, it is assumed that wind farms should be sited below 2 000 m above sea level since access to roads and grid connections above 2 000 m is quite restricted.

Off-shore wind potential

Off-shore wind power potentials on a country per country level have been assessed using figures from the technical background report, “ETC/ACC Technical Paper 2008/6”¹⁷ which supports support the above-mentioned EEA report.

The appraisal of the off-shore potentials is based on the following overall assumptions:

- Depths above 50 m are excluded from the analysis
- Sites with less than 2500 full-load-hours are excluded from the analysis
- The raw technical off-shore potential is constrained by a number of factors including visual impacts, shipping routes, military platforms, oil and gas exploration, touristic zones etc. Constrained potential is assumed to be:
 - 4 % of the area within 0-10 km from shore
 - 10 % of area within 0-50 km from shore
 - 20 % of area above km from shore

Based on these assumptions we obtain the following potentials in MW per country, grouped with three categories related to the distance to shore.

¹⁷ *Eerens & de Visser, December 2008.*

MW	Far offshore (>50 km)	Offshore (20-50 km)	Near offshore (0-20 km)	SUM
Turkey	286	400	160	847
Spain	1.825	1.069	328	3.222
Romania	-	389	181	570
Germany	55.713	16.623	2.557	74.893
France	22.029	22.730	8.551	53.311
Belgium	1.760	4.290	1.838	7.888
Norway	70.680	17.453	1.548	89.682
Netherlands	50.476	14.923	2.253	67.651
UK	114.063	39.479	7.778	161.319
Bulgaria	-	2.206	1.030	3.236
Portugal	-	1.921	896	2.817
Poland	5.040	4.356	1.562	10.958
Sweden	26.344	13.065	3.638	43.048
Italy	-	6.510	3.038	9.547
Greece	4.533	4.407	1.633	10.573
Cyprus	-	105	49	154
Lithuania	867	837	310	2.014
Finland	16.192	13.606	4.838	34.637
Ireland	33.227	16.317	4.514	54.058
Denmark	97.225	30.598	5.205	133.027
Latvia	3.767	6.363	2.618	12.748
Estonia	6.112	8.955	3.609	18.676

Table 13: Country specific off-shore wind potentials. Own calculations based on "ETC/ACC Technical Paper 2008/6.