

# Baggrundsrapport E: El og fjernvarme

---

## Indhold

1	Indledning .....	2
2	Forudsætninger for Danmark .....	3
2.1	Centrale og decentrale værker .....	3
2.2	Vindkraft på havet .....	7
2.3	Vindkraft på land .....	10
2.4	Solceller .....	13
2.5	Kollektiv solvarme .....	15
2.6	Biomassekedler .....	15
2.7	Store varmepumper, elpatroner og geotermi.....	15
2.8	El- og fjernvarmeforbrug .....	15
3	Forudsætninger for udlandet .....	17
3.1	Produktionskapacitet.....	17
3.2	Virkningsgrader, driftsomkostninger, rådighed og tilskud .....	19
3.3	Elforbrug .....	20
4	Forudsætninger for eltransmission .....	21
4.1	Forbindelser internt i Danmark og ud af Danmark.....	21
4.2	Forbindelser mellem de øvrige lande i modellen.....	22
4.3	Forbindelser mellem lande i modellen og lande uden for modellen .....	22
4.4	Rådighed på forbindelser .....	23
5	Resultater .....	24
6	Følsomhedsanalyser .....	27
6.1	Tørår og vådår .....	27
6.2	Gode og dårlige vindår .....	29
6.3	Biomassepris.....	30
6.4	Mindre biomassekapacitet .....	31
6.5	Udbygning med solceller .....	32
6.6	Øget elforbrug .....	33
7	Bilag 1: Oversigt over vindkraft på havet .....	34
8	Bilag 2: Oversigt over driftsomkostninger fordelt på teknologier.....	35
9	Bilag 3: Oversigt over transmissionsforbindelser .....	37

## 1 Indledning

Denne rapport beskriver de forudsætninger, der ligger til grund for beregning af el- og fjernvarmeproduktion i Basisfremskrivning 2015, der er udarbejdet for perioden 2015-2025. Rapporten beskriver desuden resultater og følsomhedsanalyser og medtager flere resultater end dem, der fremgår af fremskrivningens hovedrapport.

Beregning af el- og fjernvarmeproduktion er foretaget på Energistyrelsens RAMSES-model. RAMSES er en simuleringsmodel, der beregner el- og fjernvarmeproduktion anlæg for anlæg i tidsskridt ned til én time. Herudover beregnes brændselsforbrug, miljøpåvirkninger og økonomi for de enkelte anlæg samt elpriser for de inkluderede elområder. I fremskrivningen er følgende elområder inkluderet: DK1 (Vestdanmark), DK2 (Østdanmark), Norge, Sverige, Finland, Tyskland og Holland. I Danmark modelleres både el- og fjernvarmeproduktionen. I udlandet modelleres kun elproduktionen, idet udlandet kun skal "bruges" til at generere en elpris og en eludveksling. For yderligere information om RAMSES henvises til baggrundsrapporten "A: Modelsetup" samt Energistyrelsen hjemmeside<sup>1</sup>.

I fremskrivningen regnes med gældende regler og satser for afgifter og tilskud. For information om fremskrivningens centrale forudsætninger for brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser henvises til baggrundsrapporten "B: Brændsels- og kvotepriser".

---

<sup>1</sup> <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller/ramses>

## 2 Forudsætninger for Danmark

Udviklingen i dansk produktionskapacitet følger i lighed med tidligere fremskrivninger "frozen policy" tilgangen, hvor gældende regler, støtteordninger, afgifter samt vedtagne investeringsbeslutninger medtages. Herudover antages investeringsbeslutninger at ske på markedsvilkår.

### 2.1 Centrale og decentrale værker

Kapaciteten i de centrale termiske kraftværker i Danmark er reduceret i de senere år på grund af skrotninger og mølposelægninger. Tabellen nedenfor giver en oversigt over de centrale og de større decentrale kraftværker og de antagelser, der gøres for dem i fremskrivningen.

**Table 1: Forudsætninger for udvikling i kraftværkskapacitet på centrale og større decentrale værker.**

Varmeområde	Kraftværk	Brændsel, værktype og elkapacitet <sup>2</sup>	Forudsætning om udvikling i Basisfremskrivning 2015
<b>Østdanmark</b>			
Helsingør	Helsingør kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 59 MW el.	I drift til og med 2017. Herefter vil det kun være gasturbine-delen, der er i drift (39 MW el).
		Flisfyret modtryksværk. 16 MW el <sup>3</sup> .	I drift fra 2018. Er besluttet og godkendt.
Hillerød	Hillerød kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 77 MW el.	I drift til og med 2018 (antages lagt i mølpose pga. grundbeløbets ophør).
		Flisfyret Organic Rankine værk. 4 MW el <sup>4</sup> .	I drift fra 2016. Er besluttet.
DTU	DTU kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 39 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
København	Amagerværket	Træpillefyret modtryksværk (blok 1). 64 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
		Kulfyret udtagsværk (blok 3). 250 MW el.	I drift til og med 2019 (indtil den nye flisfyrede blok idriftsættes).
		Flisfyret modtryksværk. 158 MW el <sup>5</sup> .	I drift fra 2020 <sup>6</sup> .
	Avedøreværket	Kulfyret udtagsværk (blok 1). 250 MW el.	Ombygges til også at kunne fyre med træpiller fra 2017 <sup>7</sup> . Er besluttet og godkendt.
		Naturgas eller halm/træpillefyret udtagsværk (blok 2). 568 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
H.C. Østedsværket	H.C. Østedsværket	Naturgasfyret modtryksværk (blok 7 + 8). 82 + 23 MW el.	I drift til og med 2019.

<sup>2</sup> Medmindre andet er angivet stammer data fra Energistyrelsens Energiproducenttælling 2013 og 2014.

<sup>3</sup> Kilde: Ansøgning efter bekendtgørelse 565.

<sup>4</sup> Kilde: <http://hillerodforsyning.dk/varme/aktuelleprojekter/biomassefyretkraftvarmevaerk/>

<sup>5</sup> Kilde: HOFOR, August 2014.

<sup>6</sup> Ansøgning til etablering er endnu ikke modtaget, men det vurderes, at det nye anlæg med stor sandsynlighed etableres.

<sup>7</sup> Planlagt fra oktober 2016.

	Køge kraftvarmeværk	Flisfyret modtryksværk (blok 7 + 8) <sup>8</sup> . 11 + 15 MW el.	Levetidsforlænges så de er i drift i hele beregningsperioden.
Kalundborg	Asnæsværket	Kulfyret udtagsværk (blok 2). 142 MW el.	I drift til og med 2017 hvor varmeaftalen udløber.
		Flisfyret modtryksværk. 73 MW el <sup>9</sup> .	I drift fra 2018. Har fået tilsagn om tilskud fra VE til proces ordningen, men er ikke endeligt besluttet.
Slagelse	Slagelse kraftvarmeværk	Halm/affaldsfyret modtryksværk. 11 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Næstved	Næstved kraftvarmeværk	Naturgas/affaldsfyret modtryksværk. 13 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Vordingborg	Masnedø kraftvarmeværk	Halm/flisfyret modtryksværk. 10 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Rønne	Østkraft	Kul eller kul/flisfyret udtagsværk (blok 6). 37 MW el.	Omygges til at fyre med 100 % flis fra 2016 (15 MW el) <sup>10</sup> . Er besluttet og godkendt.
Kondensværker (reserve)	Kyndbyværket	Gasoliefyret kondensværk (blok 21 + 22 + 41 + 51 + 52). 664 MW el.	I drift i hele beregningsperioden <sup>11</sup> .
	Masnedø	Gasoliefyret gasturbine. 70 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Østkraft	Fuelolie/gasoliefyret kondensværk (blok 5 + 7 + Diesel). 62 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
<b>Vestdanmark</b>			
Hjørring	Hjørring kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 56 MW el.	I drift til og med 2018 (antages lagt i mølpose pga. grundbeløbets ophør).
Frederikshavn	Frederikshavn kraftvarmeværk	Naturgasfyret modtryksværk. 17 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Brønderslev	Brønderslev kraftvarmeværk	Naturgasfyret modtryksværk. 22 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Ålborg	Nordjyllandsværket	Kulfyret udtagsværk (blok 3). 385 MW el.	I drift i hele beregningsperioden <sup>12</sup> .
Holstebro/Struer	Måbjergværket	Halm/flis/affaldsfyret modtryksværk. 27 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Viborg	Viborg kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 57 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden <sup>13</sup> .

<sup>8</sup> Der anvendes en lille del fuelolie og træaffald i blok 7.

<sup>9</sup> Kilde: Energistyrelsens team for administration af VE til proces puljen.

<sup>10</sup> Værket kan dog fortsat køre kulkondens (overbelastningsevne ved havari på kabel til Sverige).

<sup>11</sup> Afhænger dog bl.a. af diskussionen om strategiske reserver.

<sup>12</sup> Det er endnu uvist, hvad de nye ejere ønsker ift. ombygning/lukning.

Randers	Randers kraftvarmeværk	Flisfyret modtryksværk. 52 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
Grenå	Grenå kraftvarmeværk	Kul/halm/træaffaldsfyret modtryksværk. 18 MW el.	I drift til og med 2018, hvorefter varmeproduktionen erstattes af biomassekedler med varmepumpe til driftsoptimering <sup>14</sup> .
Herning	Herningværket	Naturgas/træpille/flisfyret modtryksværk. 90 MW el.	Erstattes af nyt naturgas/træpille/flisfyret modtryksværk fra 2023 (56 MW el, samme varmekapacitet).
Silkeborg	Silkeborg kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 109 MW el.	Etablering af absorptionsvarmepumpe til bedre varmeudnyttelse fra 2017 (105 MW el) <sup>15</sup> . Er besluttet og godkendt.
Århus	Studstrupværket	Kulfyret udtagsværk (blok 3) <sup>16</sup> . 357 MW el.	Omybygges til også at kunne fyre med træpiller fra 2017. Er besluttet og godkendt.
		Kulfyret udtagsværk (blok 4) <sup>17</sup> . 357 MW el.	Værket er i dag betinget driftsklar, hvilket antages videreført i hele beregningsperioden <sup>18</sup> .
	Lisbjerg kraftvarmeværk	Halm eller halm/flisfyret modtryksværk. 35 MW el <sup>19</sup> .	I drift fra 2017. Er besluttet og godkendt.
Horsens	Horsens kraftvarmeværk	Naturgas/affaldsfyret modtryksværk. 33 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden <sup>20</sup> .
Esbjerg	Esbjergværket	Kulfyret udtagsværk (blok 3). 371 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
TVIS	Skærbækværket	Naturgasfyret udtagsværk (blok 3). 392 MW el.	Omybygges til også at kunne fyre med flis fra 2017. Er besluttet og godkendt.
Sønderborg	Sønderborg kraftvarmeværk	Naturgas/træaffald/affaldsfyret combined cycle værk. 57 MW el.	Affaldsdelen levetidsforlænges, så den er i drift i hele beregningsperioden. Naturgasdelen er i drift til og med 2018 (antages lagt i mølpose pga. grundbeløbets ophør).

<sup>13</sup> I følge Dansk Fjernvarme må det påregnes, at gasturbinerne nedlægges til fordel for overskudsvarme (Apple datacenter). Elforbruget fra Apple datacenter indgår i fremskrivningen, men ikke udnyttelsen af overskudsvarmen fra centret, da denne del af projektet iflg. Viborg Fjernvarme er meget usikker på nuværende tidspunkt.

<sup>14</sup> Grenå Varmeværk overtager værket med udgangen af 2017 og ønsker at bygge et nyt flisfyret varmeværk. Anlægget ligger uden for naturgasnettets rækkevidde.

<sup>15</sup> Kilde: Ansøgning efter bekendtgørelse 565.

<sup>16</sup> I 2014 blev der anvendt 20 % biomasse (halm/træpiller).

<sup>17</sup> I 2014 blev der anvendt 10 % biomasse (halm).

<sup>18</sup> I RAMSES modelleres dette bl.a. ved, at værket er ude det meste af sommerhalvåret.

<sup>19</sup> Kilde: Ansøgning efter bekendtgørelse 493.

<sup>20</sup> I følge Dansk Fjernvarme forventes værket ombygget til biomasse inden 2019. Dette er Energistyrelsen endnu ikke bekendt med, hvorfor det ikke indgår i fremskrivningen.

Odense	Fynsværket	Kulfyret udtagsværk (blok 7). 374 MW el.	Ændres til modtryksværk fra 2021 (317 MW el, samme varmekapacitet) <sup>21</sup> . Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden <sup>22</sup> .
		Halmfyret modtryksværk (blok 8). 35 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Dalum kraftvarmeværk	Flisfyret modtryksværk (2 anlæg). 18 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Kondensværker (reserve)	Nordjyllandsværket	Gasoliefyret kondensværk (gasturbine). 24 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Studstrupværket	Gasoliefyret kondensværk (gasturbine) (blok 5). 14 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Effektpartner A/S	Gasoliefyret kondensværk (gasturbine). 25 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Østermose Bioenergi	Bioolfyret kondensværk. 22 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.

Affaldskraftvarmeværkerne antages videreført, og kapaciteten holdes nogenlunde på nuværende niveau. Ligeledes fastholdes industriel elproduktion på nuværende niveau (ca. 675 GWh årligt), ligesom forbruget af biogas til el- og fjernvarmeproduktion fastholdes på nuværende niveau (ca. 4,2 PJ årligt). Ud over det direkte forbrug af biogas, er der også et forbrug af opgraderet biogas via naturgasnettet. En del af gassen i naturgasnettet består af opgraderet biogas, der i fremskrivningen fordeles på alle sektorer efter deres naturgasforbrug. Opgraderet biogas i naturgasnettet stiger i fremskrivningen fra 1 pct. i 2015 til 9 pct. i 2020 og 12 pct. i 2025.

De små varmeområder modelleres ikke individuelt, men grupperes efter områdernes forsyning primært er baseret på naturgas, biomasse eller øvrigt. På grund af bortfald af grundbeløb efter 2018 er der en væsentlig usikkerhed forbundet med udviklingen i de naturgasfyrede kraftvarmeværker i disse områder. Det vurderes, at en del af naturgasmotorerne vil blive taget ud af drift. Den antagne reduktion fremgår af nedenstående tabel. Det bemærkes, at antagelserne er behæftet med stor usikkerhed. Øvrig elkapacitet fastholdes på nuværende niveau.

**Tabel 2: Forudsætninger for udvikling i naturgasmotorer.**

	Reduktion i kapacitet ift. 2014 <sup>23,24</sup>	Elkapacitet til rådighed (MW)
2015	0%	696
2016	0%	696
2017	0%	696
2018	10%	627
2019	15%	592

<sup>21</sup> Da der ikke længere må ledes kølevand ud i Odense Å.

<sup>22</sup> Fjernvarme Fyn virker ikke umiddelbart interesseret i ombygning til biomasse på nuværende tidspunkt.

<sup>23</sup> Kapacitet i udgangspunktet er baseret på data fra Energistyrelsens Energiproducenttælling 2014.

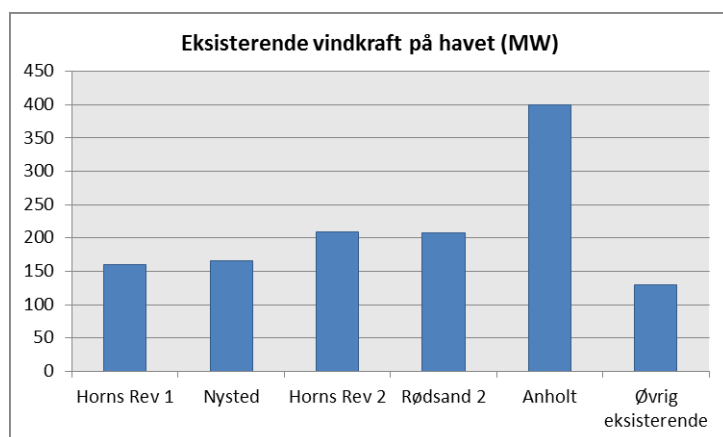
<sup>24</sup> Reduktion er fastsat for årene 2015-2020 samt 2025. For perioden 2021-2024 er der anvendt interpolerede tal.

2020	20%	557
2021	26%	515
2022	32%	474
2023	38%	432
2024	44%	390
2025 og frem	50%	348

## 2.2 Vindkraft på havet

### 2.2.1 Eksisterende kapacitet

De første vindmøller på havet blev idriftsat i 1991, 5 MW ved Vindeby på Lolland. Lidt mere end 10 år efter, i 2002-2003, blev de første storskalaparker ved Horns Rev I (160 MW) og Nysted (166 MW) sat i drift. Disse parker blev opført efter pålæg fra staten. I 2009-2010 blev de næste storskalaparker ved Horns Rev II (209 MW) og Rødsand 2 (207 MW) idriftsat. Disse parker blev opført efter statsligt udbud som følge af energiaftalen fra 2004. Som følge af energiaftalen fra februar 2008, blev storskalaparken ved Anholt (400 MW) sendt i udbud, og parken kom i drift i 2012-2013. Storskalaparkerne udgør ca. 90 pct. af de 1.271 MW vindkraft, der i dag er installeret og i drift på havet, jf. nedenstående figur.



Figur 1: Eksisterende vindkraft på havet (MW).

### 2.2.2 Ny kapacitet som følge af udbud og forsøgsordning

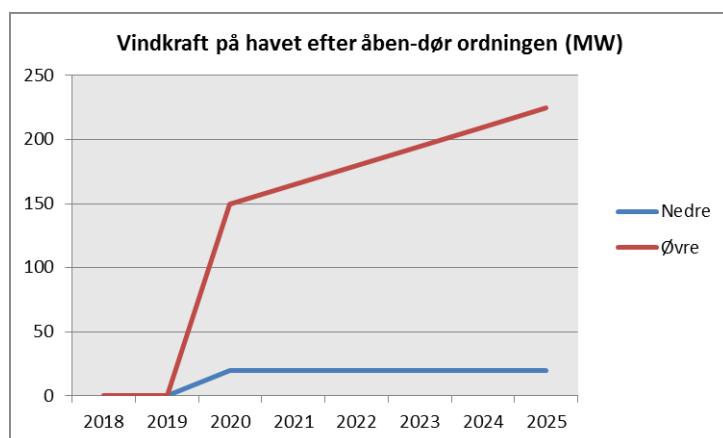
Med energiaftalen fra marts 2012 blev det besluttet at udbygge vindkraften på havet med yderligere 1.500 MW frem mod 2020, fordelt på 400 MW ved Horns Rev III, 600 MW ved Kriegers Flak og 500 MW kystnære møller. Ifm. vækstaftalen fra juli 2014 blev tidsfristen for idriftsættelsen af Kriegers Flak rykket til ultimo 2021, og de 500 MW kystnære møller blev reduceret til 400 MW, heraf 350 MW udbud og 50 MW forsøgs møller. De kystnære møller udbydes som et multisite udbud, hvor der maksimalt kan opstilles 200 MW på hver af de udvalgte placeringer (Bornholm dog maksimalt 50 MW) og maksimalt 350 MW samlet set. Beregningsteknisk er halvdelen af kapaciteten placeret i Vestdanmark og halvdelen i Østdanmark.

### 2.2.3 Ny kapacitet som følge af åben-dør ordningen

Vindkraft på havet kan også etableres efter åben-dør ordningen. Energistyrelsen er godkendende myndighed, men ordningen følger samme støtteordning, som er gældende for vindmøller på land (hvor kommunerne er godkendende myndighed)<sup>25</sup>. Udbygningen efter åben-dør ordningen er forbundet med stor usikkerhed. Energistyrelsen har mange ansøgninger liggende, men flere af projekterne vurderes af forskellige årsager (hvoraf den for tiden meget lave elpris er én af årsagerne), at være forbundet med lav sandsynlighed for realisering.

<sup>25</sup> Det bemærkes, at de 50 MW forsøgs møller godt kan etableres på en lokalitet fundet via åben-dør ordningen, men til et forhøjet tilskudsniveau.

Fremskrivningen af vindkraft på havet efter åben-dør ordningen er udarbejdet ved at tildele samtlige projektansøgninger sandsynligheder for, at de realiseres. På baggrund heraf er der udarbejdet et øvre og nedre skøn. Det øvre skøn indgår i fremskrivningens forløb med en fremtidig høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb B), mens det nedre skøn indgår i fremskrivningens forløb med en fortsat lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A). I forløbet med Finansministeriets CO<sub>2</sub>-kvotepris anvendes det nedre skøn. Der tages hermed højde for elprisens betydning for udbygningen.



Figur 2: Ny vindkraft på havet efter åben-dør ordningen (MW).

#### 2.2.4 Levetid

Der regnes med en levetid på 25 år for både eksisterende og fremtidig kapacitet. De eksisterende storskala parker<sup>26</sup> har alle fået tilladelse til produktion i 25 år fra nettilslutning af første mølle, og dette vil også være gældende for de fremtidige parker opstillet efter udbud. Iflg. seneste udkast til teknologidata for vindkraft på havet har møller, der besluttes frem til 2020, en teknisk levetid på 25 år, mens møller på længere sigt forventes at have en teknisk levetid på 30 år. Der er dog en væsentlig usikkerhed forbundet med den fremtidige levetid.

#### 2.2.5 Reinvestering i eksisterende kapacitet

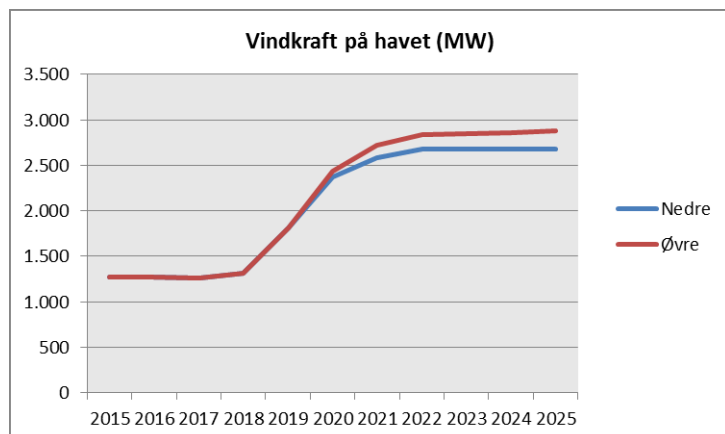
Der reinvesteres ikke i eksisterende kapacitet. Reinvestering i de store havmølleparker er først aktuelt efter 2025 og ligger samtidig uden for "frozen policy" tilgangen. Reinvestering i de små havmølleparker indgår som en del af den fremtidige udbygning efter åben-dør ordningen.

#### 2.2.6 Samlet kapacitet

På baggrund af ovenstående forudsætninger om kapaciteter og levetid forventes kapaciteten af vindkraft på havet at udvikle sig som vist på nedenstående figur.

<sup>26</sup> Horns Rev 1+2, Nysted, Rødsand 2 og Anholt.





Figur 3: Samlet vindkraft på havet (MW).

### 2.2.7 Fulldlasttimer

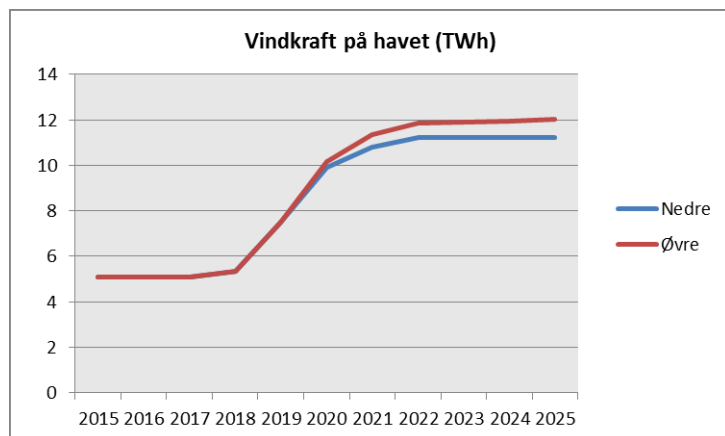
For den eksisterende kapacitet anvendes observerede årlige fulldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Så vidt muligt er anvendt et gennemsnit af årene 2008-2014. For parker idriftsat senere end 2008 er anvendt et gennemsnit af så mange år som muligt<sup>27</sup>.

For ny kapacitet er årlige fulldlasttimer vurderet for hver "park" på baggrund af vindforholdene på den geografiske placering<sup>28</sup> og effektkurver for møller på markedet. Fulldlasttimerne er i sagens natur behæftet med en vis usikkerhed, blandt andet fordi dagens møller sandsynligvis ikke er identiske med de møller, der sættes op i fremtiden, samt at der anvendes en simpel model til estimeringen af fulldlasttimerne.

Af bilag 1 fremgår de anvendte årlige fulldlasttimer for både eksisterende og ny kapacitet.

### 2.2.8 Elproduktion

På baggrund af ovenstående forudsætninger om kapaciteter, levetid og fulldlasttimer forventes elproduktionen fra vindkraft på havet at udvikle sig som vist på nedenstående figur.



Figur 4: Samlet elproduktion fra vindkraft på havet (TWh).

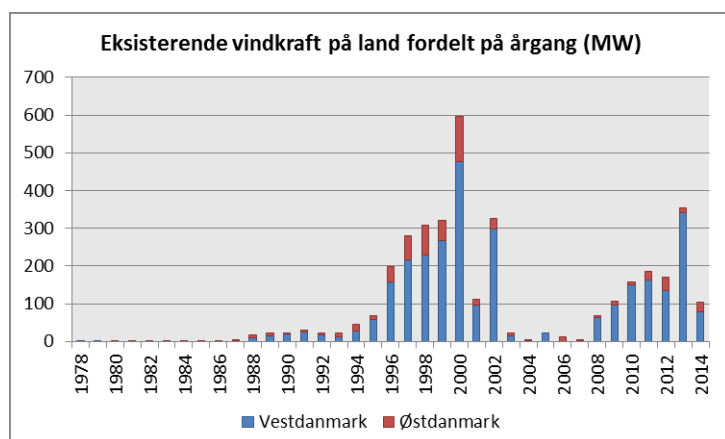
<sup>27</sup> Det bemærkes, at fulldlasttimerne for havmølleparken ved Anholt, dermed kun er baseret på et års observationer.

<sup>28</sup> For Horns Rev 3 og kystnære møller efter udbud på Vestkysten er regnet med en middelvind på 10 m/s i 100 meters højde. For Kriegers Flak, kystmøller under forsøgsordningen i Vestdanmark samt møller efter åben-dør i Vestdanmark er regnet med en middelvind på 9,5 m/s i 100 meters højde. For kystmøller efter udbud og under forsøgsordningen i Østdanmark samt møller efter åben-dør i Østdanmark er regnet med en middelvind på 9 m/s i 100 meters højde. For alle kategorier er der regnet på et mix af møller på markedet.

## 2.3 Vindkraft på land

### 2.3.1 Eksisterende kapacitet

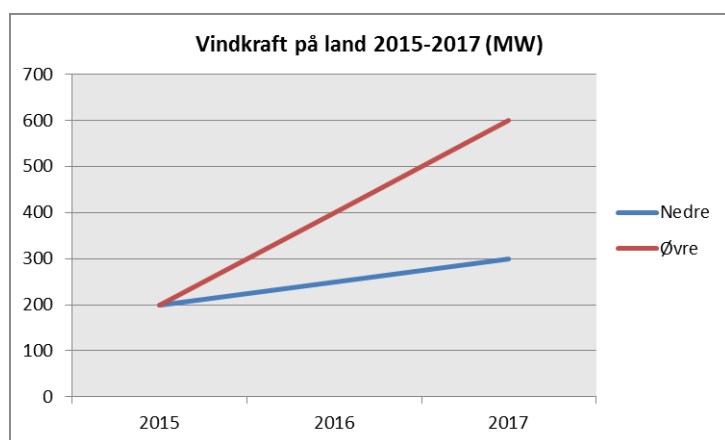
Der er siden sidst i 1970'erne sket en løbende udbygning med vindkraft på land. Pr. 31. august 2015 var der 3.739 MW landvind i drift (ekskl. husstandsmøller), og i nedenstående figur ses denne kapacitet fordelt på årgange. Udbygningen har i nogle perioder været høj, mens den i andre perioder har ligget næsten helt stille. I perioden 2003-2007 blev der næsten ikke sat nye møller op, mens der herefter er sat ca. 165 MW op årligt i gennemsnit i perioden 2008-2014.



Figur 5: Eksisterende vindkraft på land (MW).

### 2.3.2 Ny kapacitet de første år (2015-2017)

Den forventede udbygning for perioden 2015-2017 baseres dels på statistikken (januar-oktober 2015) og dels på viden om projekter i pipeline. Fremskrivningen er udarbejdet ved at tildele samtlige kendte projekter sandsynligheder for, at de realiseres. På baggrund heraf er der udarbejdet et øvre og nedre skøn. Det øvre skøn indgår i fremskrivningens forløb med en fremtidig høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb B), mens det nedre skøn indgår i fremskrivningens forløb med en fortsat lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A). I forløbet med Finansministeriets CO<sub>2</sub>-kvotepris anvendes det nedre skøn. Der tages hermed højde for elprisens betydning for udbygningen. I det nedre skøn udbygges med ca. 100 MW årligt i gennemsnit i perioden 2015-2017, mens der i det øvre skøn udbygges med ca. 200 MW årligt i gennemsnit i perioden 2015-2017.



Figur 6: Ny vindkraft på land i perioden 2015-2017 (MW).

### 2.3.3 Ny kapacitet på længere sigt (2018-2025)

Den forventede udbygning på længere sigt er forbundet med meget stor usikkerhed. Det er bl.a. svært at vide, hvad der præcis vil ske, når de store årgange begynder at blive skrottet (forventeligt) efter 2020. Udbygningen for årene 2018 og frem følger metoden:

$$\text{Ny kapacitet} = \text{Skrottet kapacitet} * \text{Repower}^{29} \text{ andel} + \text{Ekstra kapacitet}$$

Ved fastlæggelse af "Repower andel" og "Ekstra kapacitet" regnes der med to sæt forudsætninger for perioden 2018-2020 og to sæt forudsætninger for perioden fra 2021 og frem, jf. nedenstående tabel. Grunden til, at der skelnes mellem perioden frem til og med 2020 og efter 2020, er, at det først er efter 2020, at de store mølleårgange forventes skrottet. Forudsætningerne giver tilsammen et øvre og nedre skøn. Det øvre skøn indgår i fremskrivningens forløb med en fremtidig høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb B), mens det nedre skøn indgår i fremskrivningens forløb med en fortsat lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A). I forløbet med Finansministeriets CO<sub>2</sub>-kvotepris anvendes et medium skøn for udbygningen (ikke middel af nedre og øvre skøn, da elprisen og dermed rentabiliteten i vindmøller i dette forløb ligger tættere på A end B). Det bemærkes, at de anvendte forudsætninger er behæftet med stor usikkerhed.

På trods af de for tiden lave elpriser forventes det, at den kapacitet, der skrotes frem mod 2020, som minimum erstattes af tilsvarende kapacitet. I det øvre skøn er der herudover indlagt en ekstra årlig udbygning på 100 MW. Det betyder, at der i det nedre skøn er regnet med en gennemsnitlig årlig bruttoudbygning, der er noget lavere end den gennemsnitlige årlige bruttoudbygning fra 2008-2014. I det øvre skøn er der derimod regnet med en gennemsnitlig årlig bruttoudbygning, der er på niveau med den gennemsnitlige årlige bruttoudbygning fra 2008-2014.

Udbygningen i perioden 2021-2025 er behæftet med meget stor usikkerhed. Det er i denne periode, at de store mølleårgange forventes skrottet, således at det i perioden forventes, at den gennemsnitlige årlige skrotning ligger på ca. 340 MW. I det nedre skøn antages det, at kun 50 % erstattes, hvilket giver en gennemsnitlig årlig bruttoudbygning, der er på niveau med den gennemsnitlige årlige bruttoudbygning fra 2008-2014. I det øvre skøn antages det, at hele den skrottede kapacitet erstattes. Det vurderes, at disse forudsætninger udspænder et sandsynligt udfaldsrum for landvindudbygningen på længere sigt.

**Tabel 3: Forudsætninger for udbygning med vindkraft på land i perioden 2018-2025<sup>30</sup>.**

	Nedre	Øvre
<b>2018-2020</b>		
Repower andel	100%	100%
Ekstra kapacitet	0 MW	100 MW
Gennemsnitlig årlig bruttoudbygning i perioden	50 MW	150 MW
Gennemsnitlig årlig skrotning i perioden	50 MW	
Gennemsnitlig årlig nettoudbygning i perioden	0 MW	100 MW
<b>2021 og frem</b>		
Repower andel	50%	100%
Ekstra kapacitet	0 MW	0 MW

<sup>29</sup> Repower er ikke et udtryk for, at møllerne bliver sat op præcist samme sted, men blot hvor stor en andel af den skrottede kapacitet, der erstattes med tilsvarende kapacitet.

<sup>30</sup> Tallene i tabellen er afrundede og afviger derfor lidt fra de faktiske tal indlagt i fremskrivningen.

Gennemsnitlig årlig bruttoudbygning i perioden	170 MW	340 MW
Gennemsnitlig årlig skrotning i perioden	340 MW	
Gennemsnitlig årlig nettoudbygning i perioden	-170 MW	0 MW

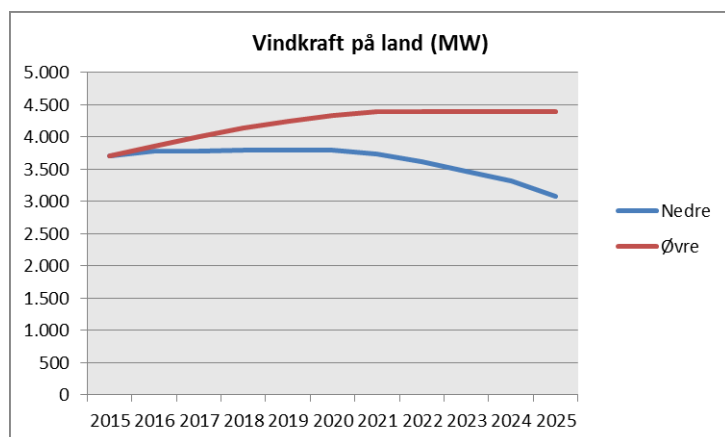
Udviklingen bygger på gældende regler om afstandskrav, erstatningsregler m.v.

### 2.3.4 Levetid

Der regnes med en levetid på 25 år for både eksisterende og fremtidig kapacitet. Der er allerede i dag en del møller ældre end 25 år i drift og en del møller lige omkring og under de 25 år i drift. Der tyder ikke på, at alle disse er på vej til at blive skrottet. Iflg. seneste udkast til teknologidata for vindkraft på land har møller, der besluttes i dag og fremadrettet, en teknisk levetid på 25 år med et nedre/øvre skøn på 25/30 år. På baggrund heraf regnes der med en levetid på 25 år for alle møller.

### 2.3.5 Samlet kapacitet

På baggrund af ovenstående forudsætninger om kapaciteter og levetid forventes kapaciteten af vindkraft på land at udvikle sig som vist på nedenstående figur.



Figur 7: Samlet vindkraft på land (MW).

### 2.3.6 Fuldlasttimer

For møller idriftsat til og med 2013 anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Så vidt muligt er anvendt et gennemsnit af årene 2008-2014. For møller idriftsat senere end 2008 er anvendt et gennemsnit af så mange år som muligt. Til bestemmelse af fuldlasttimer skelnes mellem møller idriftsat før 2008 og møller idriftsat i perioden 2008-2013. Ligeledes skelnes mellem møller i Østdanmark og Vestdanmark.

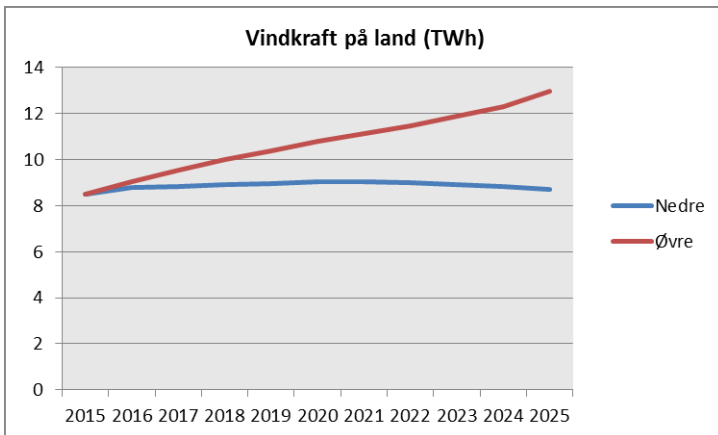
For møller idriftsat fra 2014 og frem er årlige fuldlasttimer vurderet på baggrund af vindforholdene i Øst- og Vestdanmark, effektkurver for møller på markedet samt, for perioden fra 2020 og frem, teknologisk udvikling fra Energistyrelsens Teknologikatalog. Vurderingen er foretaget for to perioder; møller idriftsat 2014-2020 og møller idriftsat fra 2021 og frem. Fuldstimerne er i sagens natur behæftet med en vis usikkerhed, især da dagens møller sandsynligvis ikke er identiske med de møller, der sættes op i fremtiden. Desuden er det sværere for landvind end havvind at vurdere præcist hvor, de fremtidige møller stilles op, og dermed hvordan vindforholdene er.

Tabel 4: Forudsætninger for fuldlasttimer for landvind (h).

	Før 2008	2008-2013	2014-2019	2020 og frem
Østdanmark	1.850	2.600	3.050	3.200
Vestdanmark	1.950	3.000	3.200	3.350

### 2.3.7 Elproduktion

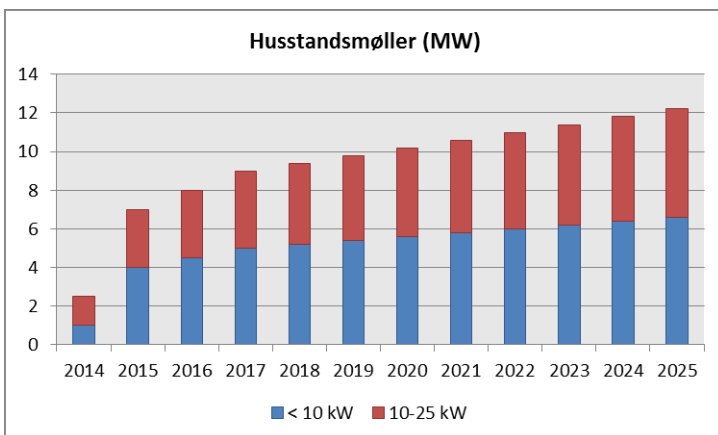
På baggrund af ovenstående forudsætninger om kapaciteter, levetid og fuldlasttimer forventes elproduktionen fra vindkraft på land at udvikle sig, som vist på nedenstående figur.



Figur 8: Samlet elproduktion fra vindkraft på land (TWh).

### 2.3.8 Husstandsmøller

Husstandsmøller udgør en meget beskeden del af den samlede landvindkapacitet. Der regnes med udviklingen i nedenstående figur. For husstandsmøller regnes med 1.500 fuldlasttimer årligt.



Figur 9: Husstandsmøller (MW).

## 2.4 Solceller

### 2.4.1 Eksisterende kapacitet og puljer

Solcellekapaciteten var primo oktober 2015 på 681,7 MW. Denne kapacitet er fordelt på:

- 475,7 MW på den årsbaserede nettoafregning
- 4,5 MW uden forhøjet støtte og i drift før 2012
- 5 MW uden støtte
- 1,4 MW på 60/40-ordningen<sup>31</sup>
- Potentielt 193,8 MW på overgangsordningerne (tallet kan dog stige)<sup>32</sup>
- 1,3 MW med forhøjet støtte fra puljerne<sup>33</sup>

<sup>31</sup> Fast afregningspris på 60 øre/kWh de første 10 år og fast afregningspris på 40 øre/kWh de efterfølgende 10 år.

<sup>32</sup> Mere information kan findes her: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion/stotte-vedvarende-energi>

I fremskrivningen antages tallet fra de tre første kategorier at forblive uændret. Disse tal bør ikke umiddelbart stige, fordi det enten er ordninger, som er udløbet, eller det på nuværende tidspunkt er muligt at komme på en mere attraktiv støtteordning. Det antages også, at der kun kommer 1,4 MW på 60/40-ordningen i resten af 2015.

I de to sidste kategorier, der vedrører overgangsordningerne og puljerne, antages der at komme 260 MW på overgangsordningerne og 100 MW ved de årlige puljer fra 2013-2017 i perioden frem til 2020. Disse skøn er bl.a. fremkommet på baggrund af Energistyrelsens kendskab til store anlæg i forskellige planlægningsstadier ultimo 2014.

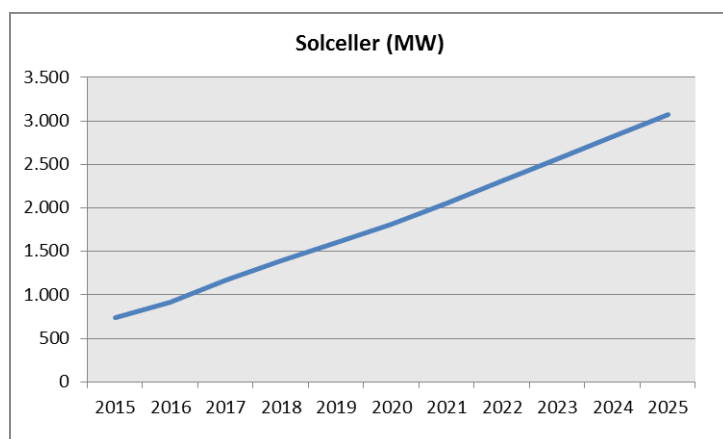
Hertil forventes det, at der afholdes et solcelleudbud på 20 MW i 2016.

#### 2.4.2 Ekstra kapacitet

Både drifts- og anlægsomkostningerne for solceller forventes at falde fremadrettet, jf. Energistyrelsen og Energinet.dk's teknologikatalog for 2015. Under disse forudsætninger har Energistyrelsen udarbejdet en model til at vurdere betydningen af faldende drifts- og anlægsomkostninger for udbygningen med solceller. På baggrund af modellen vurderes det, at der sker en yderligere udbygning med solceller. Frem mod 2020 sker udbygningen hovedsageligt i private husstande, men efter 2020 sker der også en udbygning med store kommercielle anlæg, der udelukkende producerer el til nettet, da de forventes at blive rentable.

#### 2.4.3 Samlet kapacitet

På baggrund af ovenstående forudsætninger skønnes det med betydelig usikkerhed, at solcellekapaciteten udvikler sig som vist på nedenstående figur. Kapaciteten forventes således, såfremt forventningerne til udviklingen af teknologien indfries, at blive mere end fordoblet frem mod 2020 og mere end firedoblet frem mod 2025 sammenlignet med i dag. Det bemærkes, at udviklingen i praksis nok vil blive mindre lineær end den beregningstekniske antagelse. Dette har dog relativt lille betydning for fremskrivningens samlede resultater. For solceller regnes med 1.000 fuldlasttimer årligt.



Figur 10: Solceller (MW).

<sup>33</sup> Mere information kan findes her: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion/stotte-vedvarende-energi>

## 2.5 Kollektiv solvarme

Der forventes at ske en udbygning med kollektiv solvarme. Udbygningen i 2015-2017 er baseret på statistik og projekter i pipeline<sup>34</sup>. Fra 2018 og frem er udbygningen, på baggrund af dialog med Dansk Fjernvarme, antaget at ligge på 325 TJ varmeproduktion årligt fra 2018-2025 svarende til ca. 120 MW varmekapacitet. Der er under forudsætning af, at solvarme har ca. 750 årlige fuldlasttimer. Dette giver en samlet kapacitet på ca. 1.150 MW varme i 2020 og ca. 1.750 MW varme i 2025.

## 2.6 Biomassekedler

Der forventes at ske en udbygning med biomassekedler på mindre decentrale kraftvarmeværker frem til og med 2019. 85 mindre decentrale kraftvarmeværker har fået tilladelse til etablering af 1 MW biomassekedler eller transmissionsledning, og på baggrund af dialog med Dansk Fjernvarme anslås det, at ca. 60 vil vælge at etablere en biomassekedel på enten halm eller flis. På baggrund heraf er der antaget en udbygning med 12 MW varme årligt fra 2015-2019, således at de 60 MW varme er i drift, når grundbeløbet ophører. Der er antaget et brændselsmix bestående af 50 pct. halm og 50 pct. flis.

Herudover er det antaget, at Grenå Varmeværk etablerer en 30 MW flisfyret kedel fra 2019, der tilsammen med en varmepumpe kan levere 38 MW varme.

## 2.7 Store varmepumper, elpatroner og geotermi

Der forventes at ske en beskeden udbygning med store varmepumper til produktion af fjernvarme. Udbygningen er, på baggrund af input fra Dansk Fjernvarme, antaget at ligge på 5 MW el årligt fra 2017-2025. Det giver en samlet kapacitet på knap 25 MW el i 2020 og knap 50 MW el i 2025.

Med hensyn til elpatroner forventes der udelukkende at blive udbygget med 80 MW el fra 2017 på Nordjyllandsværket<sup>35</sup>. Det giver en samlet kapacitet på knap 615 MW el fra 2017 og frem.

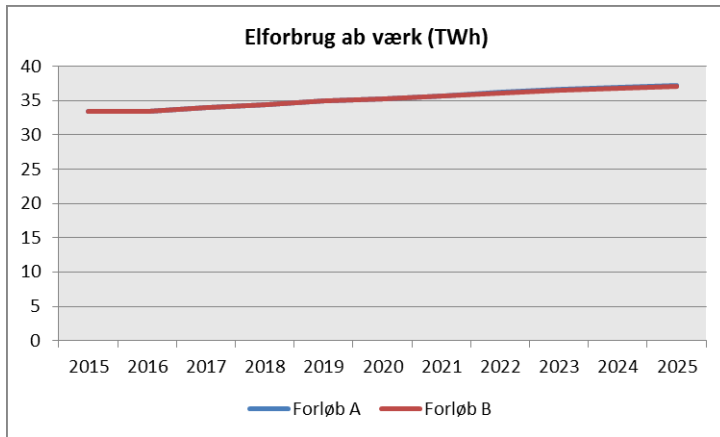
Der regnes ikke med en yderligere udbygning med geotermi.

## 2.8 El- og fjernvarmeforbrug

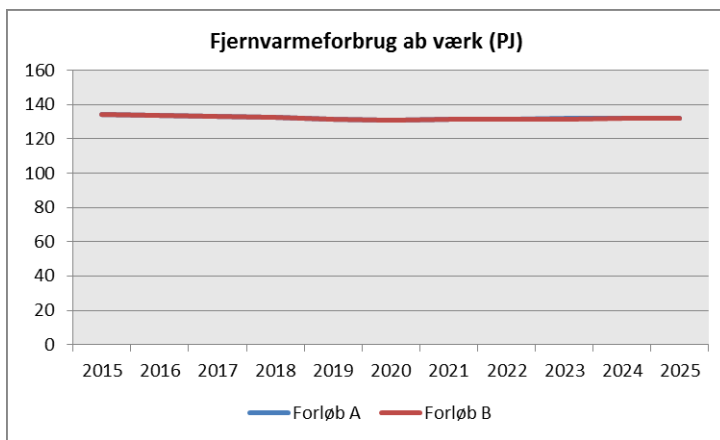
Der regnes med to sæt forudsætninger for el- og fjernvarmeforbrug, for at afspejle forløbet med en lav og en høj CO<sub>2</sub>-kvotepris og dermed et lavt og højt elprisforløb. Som det ses af de to figurer herunder, er de to elprisforløb og to fjernvarmeforløb dog stort set identiske. For elforbruget skyldes det, at fremskrivningen er relativt ufølsom over for spotprisen på el, der kun udgør en mindre del af den samlede forbrugerpris. For fjernvarme skyldes det, at erhvervenes efterspørgsel efter fjernvarme bestemmes som et samlet aggregat af olie, kul, naturgas, fjernvarme og vedvarende energi, der efterfølgende fordeles ud på brændselstyper. Derfor betyder fjernvarmeprisen ikke så meget for efterspørgslen efter det samlede aggregat, og derfor er fjernvarmeforbruget stort set identisk i de to forløb. For husholdningerne er der kun regnet på ét udviklingsforløb. Til beregning af elforbrug af værk anvendes en netvirkningsgrad på 93 pct., mens der til beregning af fjernvarmeforbrug af værk anvendes en netvirkningsgrad på 80 pct.

<sup>34</sup> Input fra Dansk Fjernvarme.

<sup>35</sup> Udmelding fra Aalborg Kommune i forbindelse med at de købte værket af Vattenfall.



Figur 11: Elforbrug ab værk (TWh).



Figur 12: Fjernvarmeforbrug ab værk (PJ).



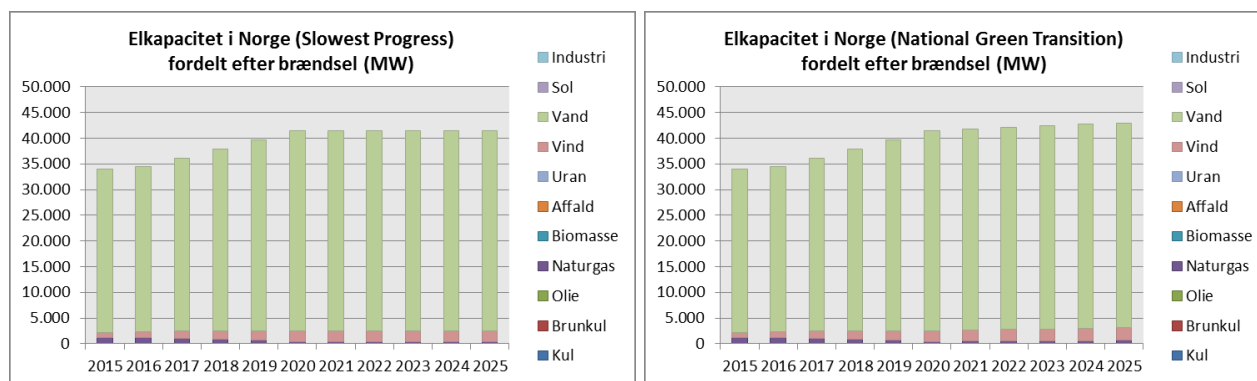
### 3 Forudsætninger for udlandet

#### 3.1 Produktionskapacitet

Data om kapacitet i udlandet er som udgangspunkt baseret på ENTSO-E<sup>36</sup>. Data for kapacitet i 2014 og 2015 stammer fra "Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015" (SOAF2015)<sup>37</sup>, mens data for fremtidig kapacitet stammer fra "TYNDP 2016 Scenario Development Report, November 2015" (TYNDP2016)<sup>38</sup>. Data er offentligt tilgængelige, og der er en del baggrundsrapporter og tilhørende data. I TYNDP2016 opereres med en prognose for 2020, samt 4 scenarier for 2030:

1. *Slowest Progress*: Nationale, mindre ambitiøse løsninger og manglende international enighed om, hvordan klimaproblemerne håndteres.
2. *Constrained Progress*: Større EU-integration, men moderat ambition på klimaområdet.
3. *National Green Transition*: Større ambitioner på klimaområdet, men mindre EU-integration.
4. *European Green Revolution*: Koordineret EU-indsats med høje klimaambitioner.

En mere udførlig beskrivelse kan findes i selve scenarierapporten (TYNDP2016). Kapaciteter i perioden 2016-2019 fås ved interpolation mellem 2015 og 2020, mens kapaciteter i perioden 2021-2029 fås ved interpolation mellem 2020 og 2030. Der er i fremskrivningen belyst et udfaldsrum udspændt af "*Slowest Progress*" og "*National Green Transition*". I figurerne herunder ses kapaciteterne for de forskellige lande i de to scenarier.



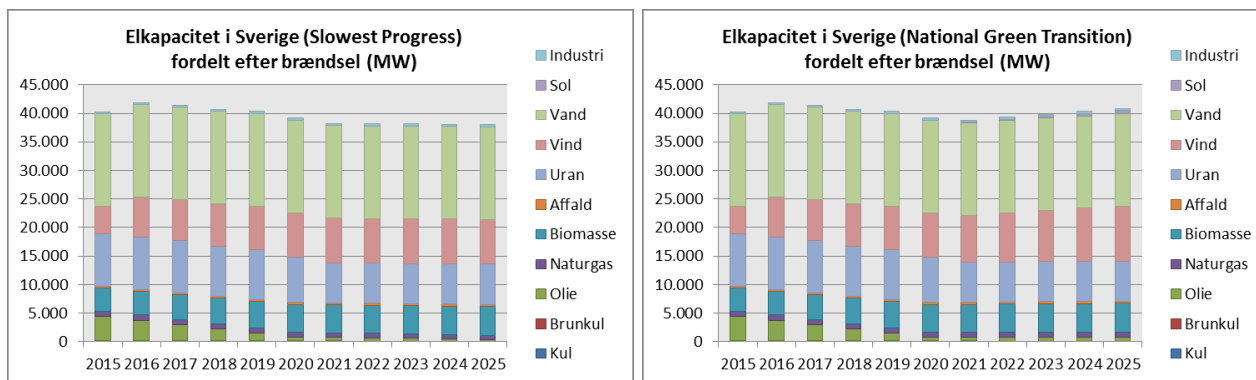
Figur 13: Kapacitetsudvikling i Norge.

<sup>36</sup> Sammenslutningen af europæiske systemoperatører.

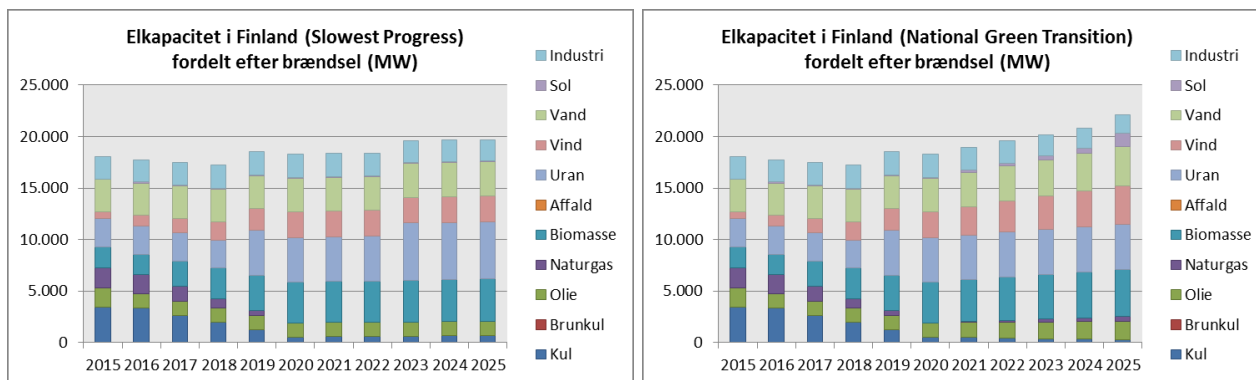
<sup>37</sup> <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

<sup>38</sup> <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten-year-network-development-plan/202016/Pages/default.aspx> og

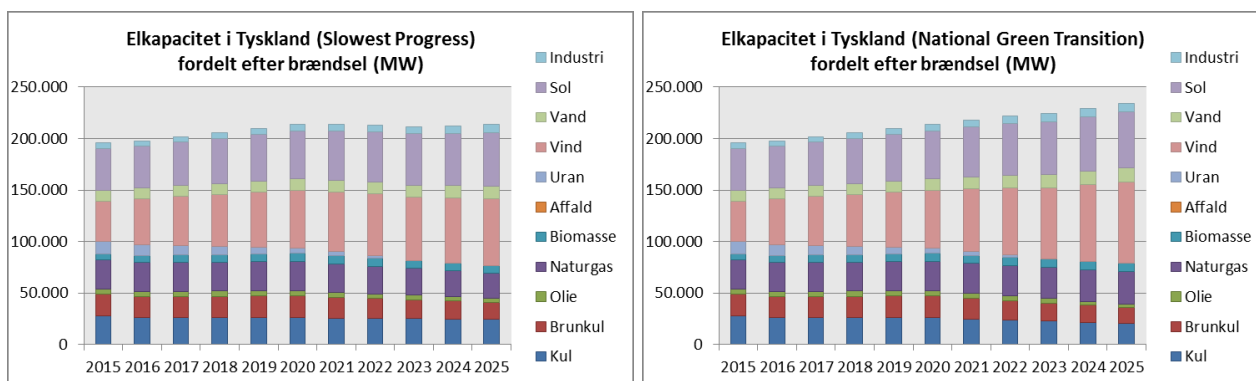
<https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/TYNDP2016%20Scenario%20Development%20Report%20-%20Final.pdf>



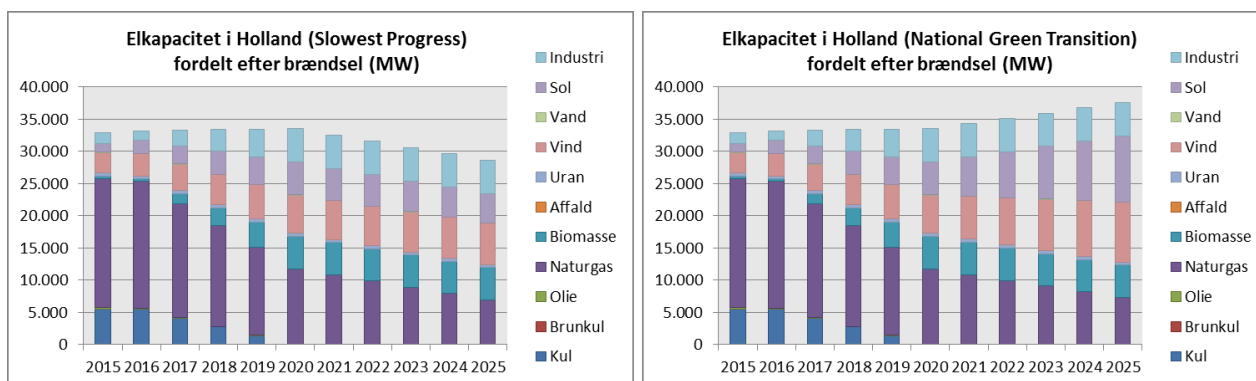
Figur 14: Kapacitetsudvikling i Sverige.



Figur 15: Kapacitetsudvikling i Finland.



Figur 16: Kapacitetsudvikling i Tyskland.



Figur 17: Kapacitetsudvikling i Holland.

## 3.2 Virkningsgrader, driftsomkostninger, rådighed og tilskud

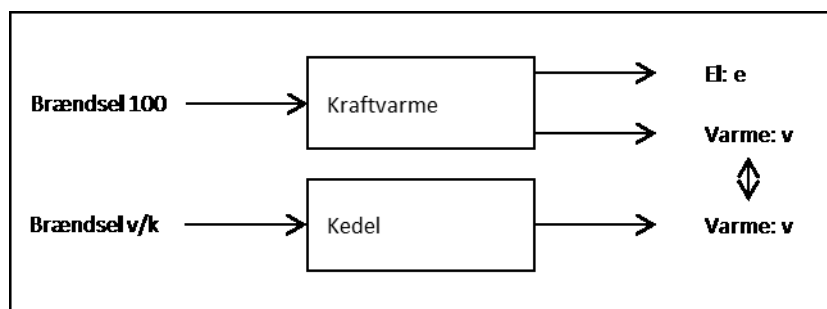
Ud over kapaciteten fordelt på brændsler skal RAMSES bruge en række andre parametre til at modellere elproduktion, brændselsforbrug, elpris, emissioner m.m. De vigtigste er virkningsgrader, driftsomkostninger, rådighed og tilskud.

### 3.2.1 Virkningsgrader

Virkningsgrader er kommercielt fortrolige. Der er rimeligt kendskab til virkningsgrader for danske anlæg gennem Energistyrelsens årlige energiproducenttælling, men der er ikke fundet kilder, som på samme detaljeringniveau angiver virkningsgrader på udenlandske anlæg. Disse må derfor skønnes.

For kraftværker benyttes Platts-databasen over europæiske kraftværker, der bl.a. indeholder oplysninger om teknologi, brændsel og etableringsår<sup>39</sup>. Der sammenlignes med tilsvarende danske anlæg. Eksempelvis er tyske kulkraftværker delt op i 5 grupper med forskellig virkningsgrad, som afhænger af alder. For hver gruppe øges virkningsgraden over tid i takt med, at gamle anlæg skrottes, og nyere anlæg bliver ældre (og dermed skifter gruppe). Eksempelvis antages de tyske kulkraftværker opdelt i 5 lige store grupper, hvor de dårligste i udgangspunktet har en elvirkningsgrad på 32 % og de bedste en elvirkningsgrad på 44 % i gennemsnit.

For kraftvarmeværker benyttes en virkningsgrad, som afspejler det brændsel, der spares på varmesiden (der antages at være det samme). Denne metode er anvendt, fordi varmereproduktionen i udlandet ikke modelleres direkte i RAMSES. For at tage højde for varmebindingen reduceres anlæggenes rådighed væsentligt om sommeren. Metoden illustreres i figuren nedenfor. Et kraftvarmeværk med elvirkningsgrad  $e$  og varmevirkningsgrad  $v$  antages at fortrænge samme brændsel, som ellers ville være anvendt på en kedel med virkningsgrad  $k$ . Den effektive elvirkningsgrad af kraftvarmeværket bliver dermed  $e/(100-v/k)$ . Denne virkningsgrad kommer typisk til at ligge omkring 70 %.



Figur 18: Illustration af beregning af virkningsgrad for udenlandske kraftvarmeværker.

### 3.2.2 Driftsomkostninger

Driftsomkostningerne består af faste og variable driftsomkostninger. De variable omkostninger har betydning for den beregnede elpris, idet anlæggene antages at byde ind på elmarkedet til brændselsomkostninger + kvoteomkostninger + variable driftsomkostninger minus tilskud.

Driftsomkostningerne er i de fleste tilfælde taget fra Energistyrelsen og Energinet.dks teknologikatalog "Technology Data for Energy Plants"<sup>40</sup>. For kernekraft er dog anvendt værdier fra Energinet.dk (kernekraft

<sup>39</sup> Energistyrelsen har købt data for Europa. Anlægsdatabasen indeholder oplysninger om kapacitet, status, idriftsættelse, anlægstype, brændsel og meget andet. Men ikke virkningsgrader og driftsomkostninger.

<sup>40</sup> <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>. Maj 2012 med opdateringer fra oktober 2013, januar 2014 og marts 2015. Baseret på indsamling af oplysninger fra en lang række eksperter.

indgår ikke i teknologikataloget). For affald er fratrukket en skønnet tipafgift på 450 kr./ton. For vandkraft er benyttet amerikanske data. De antagne driftsomkostninger fremgår af bilag 2.

### 3.2.3 Rådighed

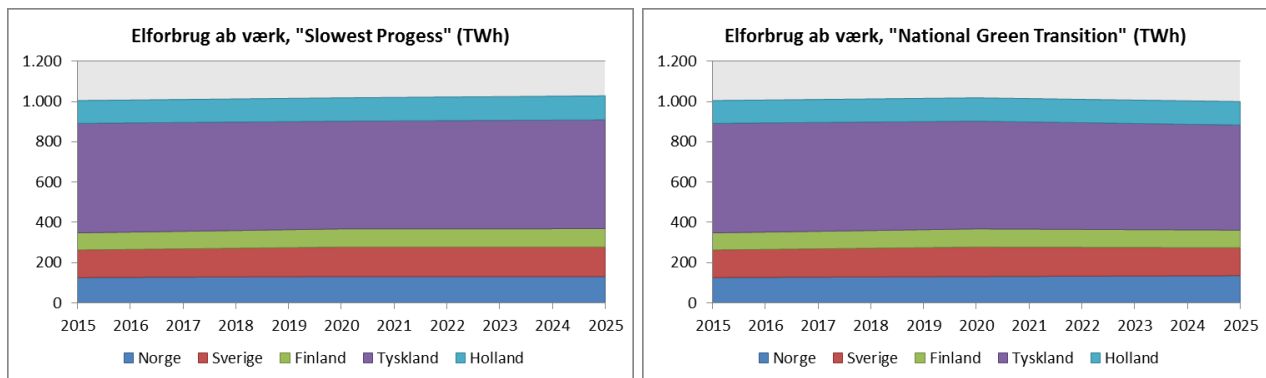
Rådigheden af forskellige anlæg defineres ved en planlagt udetid (revision) og en uplanlagt udetid (havari). For vindmøller, solceller, uregulerbar vandkraft og industriel kraftvarme benyttes timekurver til at fordele produktionen over året og døgnet. Timekurverne for alle lande er simultane kurver fra 2014, således at samvariationer mellem fx tysk og dansk vindkraft repræsenteres. Hvor konkrete timekurver ikke har kunnet skaffes, er anvendt enten syntetiske kurver eller kurver for nærtliggende geografiske områder. For kernekraft anvendes historiske oplysninger fra den såkaldte PRIS database<sup>41</sup>. For øvrige kraftværker og kraftvarmeværker anvendes data fra Technology Data fra Energy Plants.

### 3.2.4 Tilskud

Der er regnet med forskellige tilskud til elproduktion i forskellige lande til vind, sol og biomasse.

## 3.3 Elforbrug

De historiske elforbrug ab værk i 2014 er baseret på data fra ENTSO-E. For Tyskland er dog anvendt værdier fra Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.<sup>42</sup>, da disse vurderes mere retvisende. Elforbrug ab værk i 2020 er fra TYNDP 2016. Elforbrug i perioden 2015-2019 fås ved interpolation mellem 2014 og 2020. Elforbrug ab værk i 2030 er scenarieafhængige, svarende til de 4 scenarier, som TYNDP 2016 opererer med. Elforbrug i perioden 2021-2029 fås ved interpolation mellem 2020 og 2030. De to anvendte elforbrugsudviklinger fremgår af figuren herunder. I begge forløb er det samlede elforbrug i landene omkring Danmark nogenlunde konstant. Det samlede elforbrug i scenarieret "National Green Transition" er ca. 3 pct. lavere i 2025 end i scenarieret "Slowest Progress".



Figur 19: Udvikling i udlandets elforbrug (TWh).

<sup>41</sup> Det internationale atomenergiagentur (IAEA) vedligeholder løbende en database over de enkelte kernekraftværkers rådighed år for år. Data er offentligt tilgængelige.

<sup>42</sup> Publikationen "Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014". <http://www.ag-energiebilanzen.de/>

## 4 Forudsætninger for eltransmission

Som datagrundlag for transmissionsforbindelser anvendes ENTSO-E's Ten Year Development Plan 2016 (TYNDP2016) samt ENTSO-E's Transparency Platform sammen med en række øvrige oplysninger fra Energinet.dk og myndighedsbehandling m.m.

### 4.1 Forbindelser internt i Danmark og ud af Danmark

Danmark er elektrisk forbundet med Norge, Sverige og Tyskland. Herudover er Vest- og Østdanmark elektrisk forbundet via Storebæltsforbindelsen. Alle lande, som Danmark er eller bliver elmæssigt forbundet med, modelleres eksplicit i RAMSES. Herudover modelleres Finland, som er en del af det nordiske elmarked.

Af nedenstående tabel fremgår overførselskapaciteterne for de eksisterende forbindelser. For flere forbindelser er der forskel på eksport- og importkapacitet bl.a. som følge af flaskehalse i de interne net i Sverige og Tyskland.

**Tabel 5: Eksisterende elektriske forbindelser til udlandet og mellem Vest- og Østdanmark.**<sup>43</sup>

Forbindelse	Eksportkapacitet (MW)	Importkapacitet (MW)
Østdanmark - Sverige (Øresund)	1.700	1.300
Østdanmark - Tyskland (Kontek)	600	600
Bornholm - Sverige	60	60
Vestdanmark - Norge (Skagerrak)	1.700	1.700 <sup>44</sup>
Vestdanmark - Sverige (Konti-Skan)	740	680
Vestdanmark - Tyskland <sup>45</sup>	1.640	1.500
Vestdanmark - Østdanmark (Storebælt)	590	600

Ud over de eksisterende forbindelser bliver der udbygget med en forbindelse på 700 MW fra Vestdanmark til Holland (COBRA) fra 2020 og en forbindelse på 400 MW fra Østdanmark til Tyskland (via havmølleparken ved Kriegers Flak) fra 2019<sup>46</sup>. COBRA forbindelsen er godkendt, mens forbindelsen via Kriegers Flak forventes godkendt primo 2016.

Energinet.dk har sammen med den tyske systemoperatør TenneT indgået et samarbejde om opgradering af forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, således at denne opgraderes til 2.500 MW i begge retninger fra 2021<sup>47</sup>. Energinet.dks bestyrelse har primo 2015 truffet endelig beslutning om opgraderingen, som indregnes i fremskrivningen<sup>48</sup>. Opgraderingen bidrager sammen med den interne tyske netudbygning til at reducere flaskehalsene på den jysk-tyske grænse.

Herudover er Energinet.dk pt. i gang med at se på en forbindelse på 1.400 MW til England (VikingLink). Projektet er ikke godkendt og indgår derfor ikke i fremskrivningen.

På baggrund af ovenstående antages det, at forbindelserne i nedenstående tabel bygges/opgraderes i fremskrivningen.

<sup>43</sup> Kilde: Energinet.dk, Analyseforudsætninger 2015.

<sup>44</sup> Heraf er de 100 MW reserveret til systemtjenester de første 5 år (2015-2019).

<sup>45</sup> Pga. interne flaskehalse i Tyskland er både eksport- og importkapacitet nedjusteret kraftigt til og med 2018, se bilag 3.

<sup>46</sup> Kilde: Energinet.dk, Analyseforudsætninger 2015.

<sup>47</sup> Kilde: Energinet.dk, Analyseforudsætninger 2015.

<sup>48</sup> Projektet er endnu ikke godkendt af Energistyrelsen, men dette forventes at ske inden for den nærmeste fremtid, hvorfor opgraderingen betragtes som godkendt i fremskrivningssammenhæng.

**Tabel 6: Nye forbindelser og opgradering af eksisterende forbindelser fra Danmark til udlandet.**

Forbindelse	Anvendte forudsætninger
Vestdanmark - Holland (COBRA)	700 MW fra 2020
Vestdanmark - Tyskland	Opgraderes til 2.500 MW fra 2021
Østdanmark - Tyskland (Kriegers Flak)	400 MW fra 2019

## 4.2 Forbindelser mellem de øvrige lande i modellen

Ud over Danmark modelleres elsystemerne i Norge, Sverige, Finland, Tyskland og Holland eksplicit i RAMSES. For disse lande forudsættes det, at den eksisterende kapacitet fastholdes, og at der herudover sker følgende tilføjelser:

Der udbygges med en forbindelse på 1.400 MW mellem Norge og Tyskland fra 2020. Projektet er godkendt af det norske Olje- og Energidepartementet i oktober 2014, og endelig investeringsbeslutning blev taget i februar/marts 2015<sup>49</sup>.

I Sverige og Tyskland arbejdes der også på en ny forbindelse mellem de to lande med idriftsættelse efter 2020, men der er ikke taget endelig beslutning herom endnu. Projektet hedder Hansa Power Bridge 1. Projektet er i TYNDP2016<sup>50</sup> karakteriseret som "Long-term project". Det er dog taget med i fremskrivningen fra 2023 i kørslerne med "National Green Transition" for udlandet, da kørsler på RAMSES viser et stigende "elpris-split" mellem Norden og kontinentet, hvis forbindelserne ikke forstærkes, hvilket indikerer, at der vil være god økonomi i at etablere forbindelsen. Der opereres i TYNDP2016 desuden med et Hansa Power Bridge 2 projekt til idriftsættelse 2025-30. Dette er dog ikke medtaget i fremskrivningen.

## 4.3 Forbindelser mellem lande i modellen og lande uden for modellen

Eludveksling mellem to områder, der begge indgår i RAMSES, er et resultat af modelkørslerne. Eludveksling mellem et modelleret område i RAMSES og et område uden for RAMSES indgår som et eksogent input til RAMSES i form af en årlig energimængde og en døgnprofil.

Når der er tale om eksisterende forbindelser, bestemmes eludvekslingen på baggrund af den historiske udveksling. Som udgangspunkt er anvendt gennemsnitlig årlig udveksling for 2010-2015<sup>51</sup> fra ENTSO-E. Som udgangspunkt fastholdes udvekslingen i fremtiden på historisk niveau bortset fra importen fra Rusland til Finland, der forventes reduceret over tid. For fremtidige forbindelser mellem et land, der indgår i RAMSES, og et land uden for RAMSES er den årlige udveksling baseret på gæt.

Der udbygges en forbindelse på 1.400 MW mellem Norge og England (NSN) fra 2021. Projektet er godkendt af det norske Olje- og energidepartementet i oktober 2014 og endelige investeringsbeslutninger blev taget i februar/marts 2015<sup>52</sup>. Herudover opereres i TYNDP2016 med en yderligere forbindelse på 1.400 MW mellem Norge og England (North Connect). Denne forbindelse er taget med i fremskrivningen fra 2024 i kørslerne med "National Green Transition" for udlandet, da kørsler på RAMSES viser et stigende "elpris-split" mellem Norden og kontinentet, hvis forbindelserne ikke forstærkes.

Der udbygges med en ny forbindelse på 700 MW mellem Sverige og Litauen fra 2016. Projektet er under realisering.

<sup>49</sup> Kilde: Statnett, Nettutviklingsplan 2015 (høringsversion, april 2015).

<sup>50</sup> Kapacitet stammer fra ENTSO-E publikationen "TYNDP 2014".

<sup>51</sup> 2015 til og med september; opskaleret med 4/3.

<sup>52</sup> Kilde: Statnett, Nettutviklingsplan 2015 (høringsversion, april 2015).

Herudover forudsættes det, at der udbygges med en forbindelse fra Tyskland til Belgien på 1.000 MW fra 2020<sup>53</sup>. Forbindelsen klassificeres i TYNDP2016 som "Mid-term project", som er den mest realistiske af tre projektklasser.

#### **4.4 Rådighed på forbindelser**

For AC-forbindelser (vekselstrøm) regnes der med en rådighed på 95 pct., mens der for DC-forbindelser (jævnstrøm) regnes med en rådighed på 92 pct.<sup>54</sup>.

---

<sup>53</sup> Kilde: Konsensusanalysen 2015 med deltagelse af bl.a. Energistyrelsen, Energinet.dk og Dansk Energi.

<sup>54</sup> Kilde: Konsensusanalysen 2015 med deltagelse af bl.a. Energistyrelsen, Energinet.dk og Dansk Energi.

## 5 Resultater

I det følgende vises, hvordan den danske el- og fjernvarmeproduktion forventes at udvikle sig frem mod 2025. For så vidt angår udviklingen i elprisen henvises til baggrundsrapporten ”F: Fremskrivning af elprisen”.

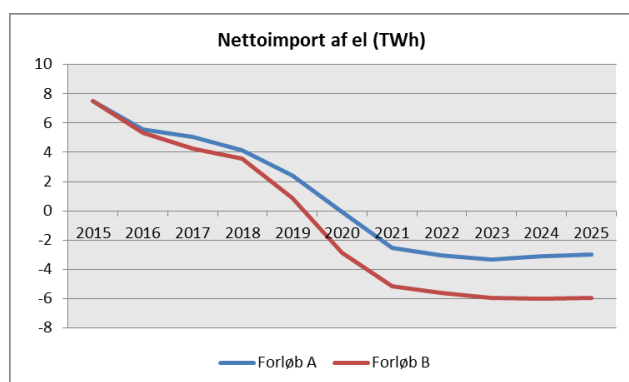
Frem mod 2020 er det forskellen i CO<sub>2</sub>-kvotepris og udbygning med vindkraft i Danmark, der driver forskellen i de to forløb A og B. Efter 2020 udvikler udlandet sig i forskellig retning i de to forløb, hvilket også har betydning for resultaterne for Danmark.

Vedvarende energi forventes at dække op mod 80-85 pct. af elforbruget og op mod 65 pct. af fjernvarmeforbruget i 2020 mod hhv. ca. 55 pct. og 50 pct. i dag. Frem mod 2025 stiger andelen yderligere til op mod 80-95 pct. og 70 pct.<sup>55</sup>. Andelene af elforbruget er opgjort under antagelse om, at den el, der eksporteres, *ikke* er produceret på vedvarende energi. I virkelighedens verden vil noget af den el, der eksporteres, være produceret på eksempelvis vindkraft, hvilket allerede er tilfældet i dag.

Pct.	2000	2005	2010	2014	2020	2025
VE i elforbruget	16	27	35	53	78-85	80-95
- heraf vindkraft	12	18	22	39	53-59	53-65
- heraf øvrig VE	4	9	13	15	24-26	28-29
VE i fjernvarmeforbruget	19	27	34	48	64-66	68-70

**Tabel 7: Andelen af forbruget af el og fjernvarme der dækkes af vedvarende energi. Den bionedbrydelige del af affaldet tæller med som vedvarende energi.**

Der forventes en stigende dansk elproduktion fremadrettet. Det skyldes primært, at Danmark går fra at være nettoimportør af el på kort sigt til at blive nettoeksportør af el fra omkring 2020. Om Danmark så lige præcis bliver nettoimportør eller nettoeksportør af el i et givent år, er dog forbundet med stor usikkerhed, da eludvekslingen er meget afhængig af en række faktorer på elmarkedet; bl.a. har vandtilstrømningen til de norske vandmagasiner væsentlig betydning.



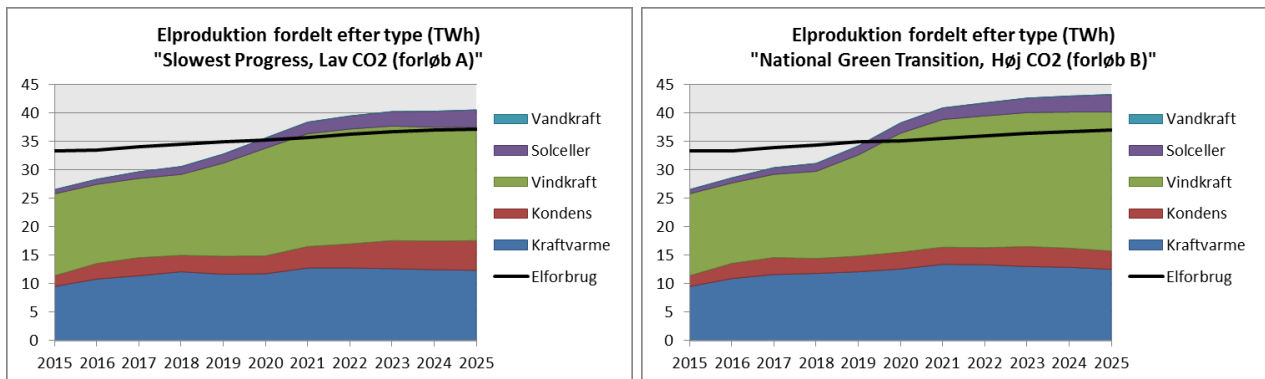
**Figur 20: Nettoimport af el (TWh).**

Andelen af el, der produceres fra vindkraft, og på sigt også solceller, stiger væsentligt på bekostning af mindre kraftvarmeproduktion og især mindre kondensproduktion på de store centrale kraftværker. El fra vindkraft forventes at dække op mod 53-59 pct. af elforbruget i 2020 og op mod 53-65 pct. af elforbruget i

<sup>55</sup> Det bemærkes, at bidrag fra opgraderet biogas i naturgasnettet ikke er medregnet i VE-andelene.

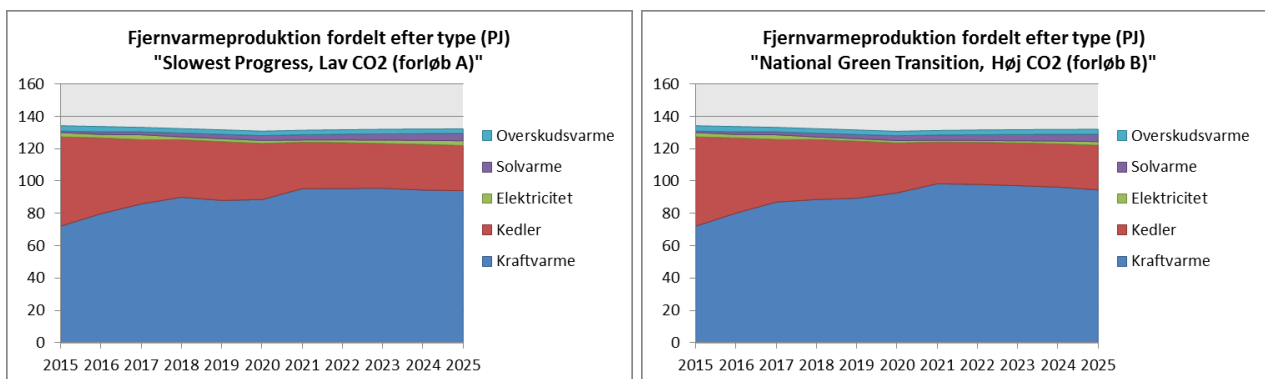


2025<sup>56</sup>. El fra solceller forventes at dække omkring 5 pct. af elforbruget i 2020 stigende til omkring 8 pct. i 2025.



Figur 21: Elproduktion fordelt efter type (TWh).

Kraftvarmeproduktionens andel af fjernvarmen ligger på omkring 70 pct. i 2020 og 2025, hvilket svarer nogenlunde til dagens niveau. På kort sigt forventes dog en lavere kraftvarmeandel end i dag, da en fortsat forventet lav elpris gør produktionen på de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker dyrere end varmeproduktion på kedler. En mindre del af fjernvarmeproduktionen på kedler erstattes af solvarme og el.

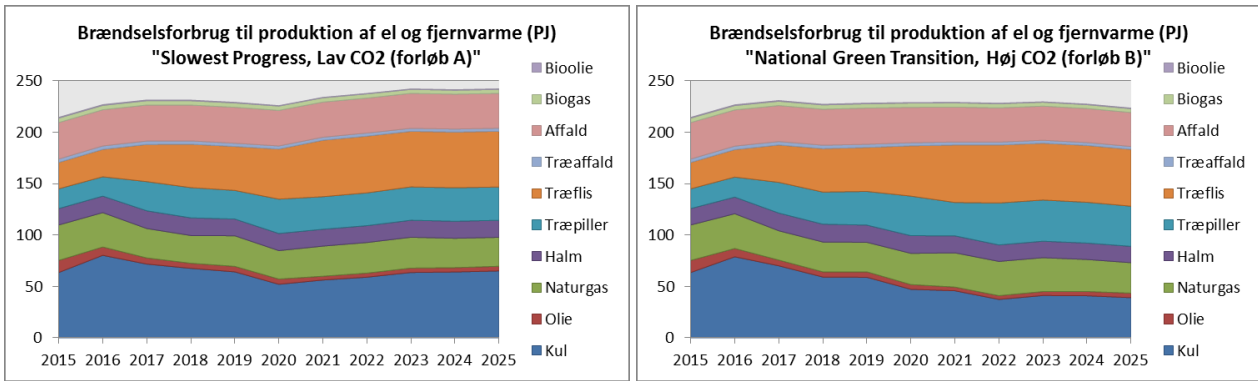


Figur 22: Fjernvarmeproduktion fordelt efter type (PJ).

Frem mod især 2020 sker der en fortsat omstilling til biomasse både i form af konvertering af eksisterende kul- og naturgasfyrede kraftvarmeværker og bygning af nye kraftvarmeværker og varmeværker. Det betyder, at forbruget af fast biomasse til el og fjernvarme forventes at stige fra knap 58 PJ i 2014 til 102-108 PJ i 2020 og 106-113 PJ i 2025. Der sker altså næsten en fordobling af biomasseforbruget frem mod 2025, og det er især forbruget af træpiller og træflis på de store centrale værker, der stiger. Forbruget af biomasse er dog særligt følsomt over for udviklingen i biomasseprisen relativt til prisen på kul (inkl. CO<sub>2</sub>-kvoteprijs).

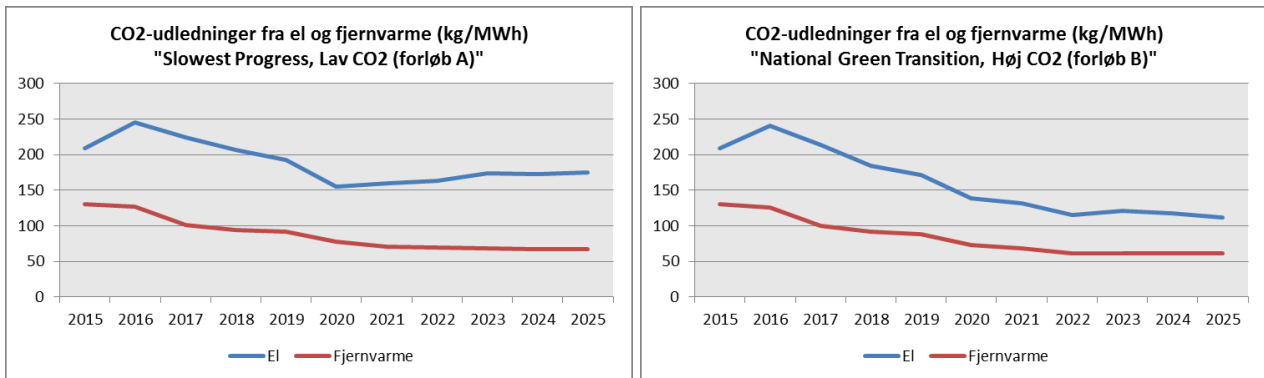
Kulforbruget falder frem mod 2020 pga. biomassekonverteringerne. Efter 2020 stiger kulforbruget igen i "forløb A", da der sker en øget kulbaseret elproduktion (kondens) pga. øget eleksport til udlandet. Denne stigning i kulforbrug forekommer ikke i "forløb B", selvom der også her sker øget eleksport til udlandet. Årsagen hertil er, at der i "forløb B" samtidig forventes en højere udbygning med vindkraft i Danmark end i "forløb A".

<sup>56</sup> Elforbruget er her inkl. nettab og inkl. elforbrug til fjernvarmeproduktion.



Figur 23: Brændselsforbrug til produktion af el og fjernvarme (PJ).

Udviklingen i brændselsforbruget medfører, at CO<sub>2</sub>-udledningerne pr. produceret MWh el og fjernvarme falder frem mod 2020. Efter 2020 stiger udledningerne fra el i "forløb A", hvilket igen skyldes den øgede kulbaserede elproduktion.



Figur 24: CO<sub>2</sub>-emissioner pr. producerede MWh el og fjernvarme.

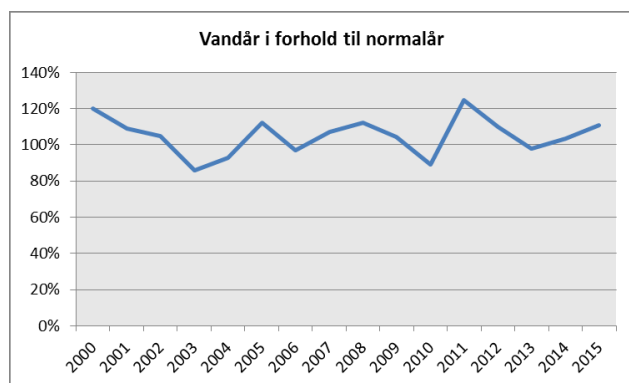
## 6 Følsomhedsanalyser

Da resultaterne er følsomme over for ændringer i centrale forudsætninger, er der udarbejdet følsomhedsberegninger for udvalgte forudsætninger, der vurderes særligt usikre eller har stor betydning for resultaterne. Alle følsomhedsberegninger er foretaget for 2020. De angivne CO<sub>2</sub>-udledninger er opgivet i mio. ton og dækker de samlede udledninger fra el- og fjernvarmeproduktion, korrigeret for international elhandel.

I gennemgangen er også betydning for elprisen vist, men der henvises i øvrigt til baggrundsrapporten "F: Fremskrivning af elprisen" for uddybning heraf.

### 6.1 Tørår og vådår

Vandkraftproduktionen varierer år for år på grund af svingende nedbør, se figur herunder.



Figur 25: Variationer i vandår i forhold til normalen.

I fremtiden regnes med normale år<sup>57</sup>, men erfaringsmæssigt vil der over en 10-årig periode være ét ekstremt vådår, 2-3 moderate vådår, 2-4 normale år, 2-3 moderate tørår og ét ekstremt tørår. For at illustrere betydningen af nedbørsmængden er der lavet følsomhedsberegninger, hvor nedbørsmængderne er hhv. 90 pct. og 110 pct. af et normalår.

Tabel 8: Følsomhed for tørår og vådår ved lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A).

(2020)	Tørår (90%)	BF2015 Forløb A	Vådår (110%)
Spotpris, øre/kWh	26	23	21
Elimport, TWh	-1,7	-0,1	1,0
Kraftvarme el, TWh	12,4	11,8	11,3
Kondens el, TWh	4,1	3,1	2,7
VE el, TWh	27,8	27,6	27,3
VE fjernvarme, PJ	85	84	83
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	9,01	8,16	7,72

Tabel 9: Følsomhed for tørår og vådår ved høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb B).

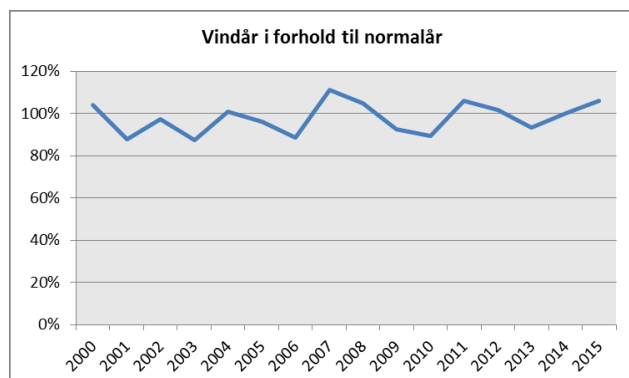
(2020)	Tørår (90%)	BF2015 Forløb B	Vådår (110%)
Spotpris, øre/kWh	28	25	23
Elimport, TWh	-4,5	-2,9	-1,6
Kraftvarme el, TWh	13,2	12,6	11,9

<sup>57</sup> Dog korrigeret for forventede klimaændringer.

Kondens el, TWh	3,9	2,9	2,5
VE el, TWh	30,2	30,0	29,8
VE fjernvarme, PJ	87	86	85
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	8,75	7,81	7,31

## 6.2 Gode og dårlige vindår

Vindkraftproduktion varierer år for år, da det ikke blæser lige meget hvert år, se figur herunder.



Figur 26: Variationer i vindår i forhold til normalen.

Ligesom for vandkraften regnes der med normale år i fremtiden. Om det er et dårligt eller godt vindår begynder at få stigende betydning i takt med, at vindens andel af den samlede elproduktion bliver mærkbar i hele Nordeuropa. For at illustrere betydningen af hvor meget det blæser, er der lavet følsomhedsberegninger, hvor vindkraftproduktionen er hhv. 90 pct. og 110 pct. af et normalår.

Tabel 10: Følsomhed for dårligt og godt vindår ved lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A).

(2020)	Dårligt vindår (90%)	BF2015 Forløb A	Godt vindår (110%)
Spotpris, øre/kWh	24	23	22
Elimport, TWh	1,0	-0,1	-1,3
Kraftvarme el, TWh	12,1	11,8	11,5
Kondens el, TWh	3,6	3,1	2,8
VE el, TWh	25,8	27,6	29,4
Vind el, TWh	17,0	18,9	20,8
Vindandel af elforbrug, Pct.	48%	53%	58%
VE fjernvarme, PJ	85	84	83
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	8,58	8,16	7,81

Tabel 11: Følsomhed for dårligt og godt vindår ved høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb B).

(2020)	Dårligt vindår (90%)	BF2015 Forløb B	Godt vindår (110%)
Spotpris, øre/kWh	26	25	24
Elimport, TWh	-1,6	-2,9	-4,2
Kraftvarme el, TWh	12,9	12,6	12,2
Kondens el, TWh	3,4	2,9	2,6
VE el, TWh	28,1	30,0	32,0
Vind el, TWh	18,8	20,9	20,9
Vindandel af elforbrug, Pct.	53%	59%	65%
VE fjernvarme, PJ	87	86	86
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	8,28	7,81	7,44

### 6.3 Biomassepris

Prisen på biomasse (halm, træpiller og træflis) har betydning for, hvor meget de biomassebaserede værker kører, og for de store centrale værker, som ofte kan fyre med flere brændsler, har prisen desuden betydning for, om de vælger biomasse eller fossile brændsler i form af kul eller naturgas. For at illustrere denne usikkerhed på selve biomasseprisen, og på prisforholdet mellem biomasse og fossile brændsler, er der lavet følsomhedsberegninger, hvor biomasseprisen hhv. reduceres og øges med 25 pct.

**Tablet 12: Følsomhed for lavere og højere biomassepris ved lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A).**

(2020)	Biomassepris (-25%)	BF2015 Forløb A	Biomassepris (+25%)
Spotpris, øre/kWh	22	23	23
Elimport, TWh	-1,2	-0,1	1,6
Kraftvarme el, TWh	12,7	11,8	9,6
Kondens el, TWh	3,2	3,1	3,9
VE el, TWh	29,3	27,6	25,4
VE fjernvarme, PJ	92	84	71
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	6,98	8,16	9,72

**Tablet 13: Følsomhed for lavere og højere biomassepris ved høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (Forløb B).**

(2020)	Biomassepris (-25%)	BF2015 Forløb B	Biomassepris (+25%)
Spotpris, øre/kWh	25	25	25
Elimport, TWh	-3,6	-2,9	-0,8
Kraftvarme el, TWh	13,1	12,6	10,3
Kondens el, TWh	3,0	2,9	3,5
VE el, TWh	31,3	30,0	27,6
VE fjernvarme, PJ	92	86	73
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	6,86	7,81	9,32

## 6.4 Mindre biomassekapacitet

En mindre del af den biomassekapacitet, der er forudsat etableret, er endnu ikke endelig besluttet, og der er derfor lavet en følsomhedsberegning, hvor denne kapacitet *ikke* etableres. Det drejer sig om en ny træflisfyret blok på Asnæsværket, hvor der er søgt om tilskud efter VE til proces ordningen. Herudover drejer det sig om 60 MW halm/træflisfyrede kedler på barmarksværker, hvor der er givet tilladelse til etablering af biomassekedler, samt en 30 MW flisfyret kedel i Grenå, hvor Grenå Varmeværk ønsker at etablere en ny kedel til erstatning af Grenå kraftvarmeværk.

**Tablet 14: Følsomhed for mindre biomassekapacitet ved lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A).**

(2020)	Mindre biomassekapacitet	BF2015 Forløb A
Spotpris, øre/kWh	23	23
Elimport, TWh	0,5	-0,1
Kraftvarme el, TWh	11,5	11,8
Kondens el, TWh	3,2	3,1
VE el, TWh	27,2	27,6
VE fjernvarme, PJ	81	84
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	8,40	8,16

**Tablet 15: Følsomhed for mindre biomassekapacitet ved høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb B).**

(2020)	Mindre biomassekapacitet	BF2015 Forløb B
Spotpris, øre/kWh	25	25
Elimport, TWh	-2,3	-2,9
Kraftvarme el, TWh	12,4	12,6
Kondens el, TWh	3,0	2,9
VE el, TWh	29,7	30,0
VE fjernvarme, PJ	83	86
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	8,07	7,81

## 6.5 Udbygning med solceller

Udbygningen med solceller er følsom over for de forventede fremtidige drifts- og anlægsomkostninger for teknologien. Udbygningen er baseret på de omkostninger, der fremgår af Energistyrelsen og Energinet.dk's Teknologikatalog. For at illustrere følsomheden over for teknologiomkostningerne er der lavet følsomhedsberegninger, hvor der hhv. sker en lavere og højere udbygning. Dette afspejler hhv. højere og lavere omkostninger end angivet i teknologikataloget.

**Tabel 16: Følsomhed for solcellekapacitet ved lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A).**

(2020)	Færre solceller (ca. 1.100 MW)	BF2015 Forløb A (ca. 1.800 MW)	Flere solceller (ca. 4.100 MW)
Spotpris, øre/kWh	23	23	22
Elimport, TWh	0,5	-0,1	-1,9
Kraftvarme el, TWh	11,8	11,8	11,6
Kondens el, TWh	3,2	3,1	2,9
VE el, TWh	26,9	27,6	29,8
VE fjernvarme, PJ	84	84	84
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	8,22	8,16	7,93

**Tabel 17: Følsomhed for solcellekapacitet ved høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb B).**

(2020)	Færre solceller (ca. 1.100 MW)	BF2015 Forløb B (ca. 1.800 MW)	Flere solceller (ca. 4.100 MW)
Spotpris, øre/kWh	25	25	24
Elimport, TWh	-2,3	-2,9	-4,7
Kraftvarme el, TWh	12,6	12,6	12,4
Kondens el, TWh	3,0	2,9	2,7
VE el, TWh	29,4	30,0	32,2
VE fjernvarme, PJ	86	86	86
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	7,88	7,81	7,57



## 6.6 Øget elforbrug

For at illustrere, hvad et anderledes elforbrug betyder for resultaterne, er der lavet en følsomhedsberegning, hvor det danske elforbrug øges med 2 TWh.

**Tabel 18: Følsomhed for højere elforbrug ved lav CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb A).**

(2020)	BF2015 Forløb A	Øget elforbrug (+ 2 TWh)
Spotpris, øre/kWh	23	23
Elimport, TWh	-0,1	1,7
Kraftvarme el, TWh	11,8	11,9
Kondens el, TWh	3,1	3,4
VE el, TWh	27,6	27,6
Vind el, TWh	18,9	18,9
Vindandel af elforbrug, Pct.	53%	50%
VE fjernvarme, PJ	84	84
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	8,16	8,36

**Tabel 19: Følsomhed for øget elforbrug ved høj CO<sub>2</sub>-kvotepris (forløb B).**

(2020)	BF2015 Forløb B	Øget elforbrug (+ 2 TWh)
Spotpris, øre/kWh	25	25
Elimport, TWh	-2,9	-1,1
Kraftvarme el, TWh	12,6	12,7
Kondens el, TWh	2,9	3,2
VE el, TWh	30,0	30,1
Vind el, TWh	20,9	20,9
Vindandel af elforbrug, Pct.	59%	56%
VE fjernvarme, PJ	86	87
Importkorrigeret CO <sub>2</sub>	7,81	8,04

## 7 Bilag 1: Oversigt over vindkraft på havet

Navn	Elområde	Første år	Indfasning	Sidste år	Udfasning	Kap. (MW)	Fuldlasttimer (h)
Vindeby	DK-East	1991	33%	2016	67%	5,0	1.900
Middelgrunden	DK-East	2000	1%	2025	99%	40,0	2.300
Nysted	DK-East	2003	54%	2028	46%	165,6	3.450
AvedøreHolme_2009	DK-East	2009	10%	2034	90%	7,2	3.050
AvedøreHolme_2011	DK-East	2011	26%	2036	74%	3,6	3.050
Rødsand2	DK-East	2010	54%	2035	46%	207,0	3.900
KriegersFlak_2019	DK-East	2019	50%	2044	50%	200,0	4.250
KriegersFlak_2020	DK-East	2020	50%	2045	50%	200,0	4.250
KriegersFlak_2021	DK-East	2021	50%	2046	50%	200,0	4.250
Kystnære_DKØ	DK-East	2019	50%	2044	50%	175,0	4.000
Kystnære_DKØ_Forsøg	DK-East	2019	50%	2044	50%	25,0	4.000
ÅbenDør_DKØ_2018	DK-East	2018	50%	2043	50%	0,0	4.000
ÅbenDør_DKØ_2019	DK-East	2019	50%	2044	50%	0,0	4.000
ÅbenDør_DKØ_2020	DK-East	2020	50%	2045	50%	75,0	4.000
ÅbenDør_DKØ_2021	DK-East	2021	50%	2046	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKØ_2022	DK-East	2022	50%	2047	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKØ_2023	DK-East	2023	50%	2048	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKØ_2024	DK-East	2024	50%	2049	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKØ_2025	DK-East	2025	50%	2050	50%	7,5	4.000
TunøKnob	DK-West	1995	59%	2020	41%	5,0	2.800
HornsRev1	DK-West	2002	18%	2027	82%	160,0	4.000
Rønland	DK-West	2003	96%	2028	4%	17,2	3.950
Samsø	DK-West	2003	89%	2028	11%	23,0	3.650
Frederikshavn	DK-West	2003	61%	2028	39%	7,6	2.900
HornsRev2	DK-West	2009	33%	2034	67%	209,3	4.400
Sprogø	DK-West	2009	18%	2034	82%	21,0	3.200
Anholt_2012	DK-West	2012	13%	2037	87%	50,4	4.450
Anholt_2013	DK-West	2013	69%	2038	31%	349,2	4.450
HornsRev3_2017	DK-West	2017	50%	2042	50%	0,0	4.500
HornsRev3_2018	DK-West	2018	50%	2043	50%	100,0	4.500
HornsRev3_2019	DK-West	2019	50%	2044	50%	300,0	4.500
Kystnære_DKV	DK-West	2019	50%	2044	50%	175,0	4.500
Kystnære_DKV_Forsøg	DK-West	2019	50%	2044	50%	25,0	4.250
ÅbenDør_DKV_2018	DK-West	2018	50%	2043	50%	0,0	4.250
ÅbenDør_DKV_2019	DK-West	2019	50%	2044	50%	0,0	4.250
ÅbenDør_DKV_2020	DK-West	2020	50%	2045	50%	75,0	4.250
ÅbenDør_DKV_2021	DK-West	2021	50%	2046	50%	7,5	4.250
ÅbenDør_DKV_2022	DK-West	2022	50%	2047	50%	7,5	4.250
ÅbenDør_DKV_2023	DK-West	2023	50%	2048	50%	7,5	4.250
ÅbenDør_DKV_2024	DK-West	2024	50%	2049	50%	7,5	4.250
ÅbenDør_DKV_2025	DK-West	2025	50%	2050	50%	7,5	4.250

## 8 Bilag 2: Oversigt over driftsomkostninger fordelt på teknologier

Driftsomkostningerne i tabellen herunder anvendes for såvel danske som udenlandske anlæg. Omkostningerne er i faste 2015-priser.

Technology	Description	Faste omk. (Mio. kr./MW/år)	Variable omk. (kr./MWh)
HY	Hydroelectric turbine generator	0,50	58
WTG	Wind turbine generator	0,00	71
WTG/O	Wind turbine generators located offshore	0,00	134
PV	Photovoltaic cells	0,10	0
FC	Fuel cell	0,00	79
IC/C	Internal combustion engine in combined-cycle	0,00	73
ST	Steam turbine	0,49	17
BWR	Boiling Water Reactor	0,00	67
PWR	Pressurized Water Reactor	0,00	67
VVER	Russian type reactor	0,00	67
ST/C	Steam turbine in combined-cycle	0,49	17
ST/C_Waste	Steam turbine in combined-cycle	0,12	-36
GT/C	Gas turbine in combined-cycle	0,24	20
IC	Internal combustion (reciprocating engine or diesel engine)	0,00	73
GTCC	Combined-cycle	0,24	20
IC/S	Internal combustion engine with steam sendout	0,00	73
ST/S	Steam turbine with steam sendout	0,49	17
ST/H	Steam turbine with heat sendout	0,49	17
ST/H_flis	Steam turbine with heat sendout	0,23	31
ST/H_halm	Steam turbine with heat sendout	0,32	50
ST/H_Waste	Steam turbine with heat sendout	0,00	-91
GT/S	Gas turbine with steam sendout	0,00	27
GT/H	Gas turbine with heat recovery	0,00	27
NGKV_NL	Naturgaskraftvarme i Holland	0,00	27
RSE	Reciprocating steam engine	0,49	17
GT	Gas/combustion turbine	0,00	27
IC/H	Internal combustion engine with heat recovery	0,00	73
WTank	Water storage tank	0,00	0
BoilerW	Waste boiler	0,42	-162
BoilerB	Biomass boiler	0,00	21
BoilerPellets	Biomass boiler (wood pellets)	0,00	21
BoilerStraw	Biomass boiler (straw)	0,00	32
BoilerWoodchips	Biomass boiler (woodchips)	0,00	43
Boiler	Heat boiler	0,03	0
BoilerNG	Heat boiler (natural gas)	0,03	0
BoilerGO	Heat boiler (gas oil)	0,04	0
BoilerFO	Heat boiler (fuel oil)	0,06	0
ICHP	Industrial CHP	0,00	0
IHeat	Industrial surplus heat	0,00	0

GeoTherm_EIHP	Geothermal plant with electric heat pump	0,27	0
GeoTherm_AbsHP	Geothermal plant with absorption heat pump	0,39	0
SolarHeat	Solar heater	0,00	4
EH	Electrical heater	0,00	4
HP	Heat pump (electric)	0,03	0

## 9 Bilag 3: Oversigt over transmissionsforbindelser

Forbindelser markeret med **rødt** er nye eller opgraderede forbindelser.

Forbindelse	Fra	Til	Eksport kap. (MW)	Import kap. (MW)	Udetid	Årlig udveksling (TWh)
Øresund	DK-East	Sweden	1700	1300	5 %	-
Hasle-Borrby	DK-East	Sweden	60	60	5 %	-
Storebælt	DK-West	DK-East	590	600	8 %	-
Skagerrak1-3	DK-West	Norway	1000	1000	8 %	-
Skagerrak4 (2015-2019)	DK-West	Norway	600	600	8 %	-
Skagerrak4 (fra 2020)	DK-West	Norway	700	700	8 %	-
Kontiskan1-2	DK-West	Sweden	740	680	8 %	-
Norge-Sverige	Norway	Sweden	3695	3995	5 %	-
Norge-Finland	Norway	Finland	100	100	5 %	-
<b>NordLink (fra 2020)</b>	<b>Norway</b>	<b>Germany</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>	<b>8 %</b>	<b>-</b>
<b>NSN (fra 2021)</b>	<b>Norway</b>	<b>GB</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>	<b>8 %</b>	<b>11,00 [1]</b>
<b>NorthConnect (fra 2024<sup>58</sup>)</b>	<b>Norway</b>	<b>GB</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>	<b>8 %</b>	<b>11,00 [1]</b>
Sverige-Finland	Sweden	Finland	2700	2300	5 %	-
Kontek	Germany	DK-East	600	600	8 %	-
<b>Tyskland-KriegersFlak (fra 2019)</b>	<b>Germany</b>	<b>DK-East</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>8 %</b>	<b>-</b>
Tyskland-Vestdanmark (til og med 2018) <sup>59</sup>	Germany	DK-West	900	492	5 %	-
Tyskland-Vestdanmark (2019-2020)	Germany	DK-West	1200	1066	5 %	-
<b>Tyskland-Vestdanmark (fra 2021)</b>	<b>Germany</b>	<b>DK-West</b>	<b>2500</b>	<b>2500</b>	<b>5 %</b>	<b>-</b>
Tyskland-Sverige	Germany	Sweden	600	600	8 %	-
<b>Tyskland-Sverige (fra 2023<sup>60</sup>)</b>	<b>Germany</b>	<b>Sweden</b>	<b>700</b>	<b>700</b>	<b>8 %</b>	<b>-</b>
Tyskland-Holland*	Germany	Holland	3500	3500	5 %	-
Tyskland-Polen*	Germany	Poland	1150	1150	5 %	6,39 h, [4]
Tyskland-Tjekkiet*	Germany	CzechRepublic	2300	2300	5 %	-5,37 h, [4]
Tyskland-Schweiz*	Germany	Switzerland	3500	3500	5 %	9,29 h
<b>Tyskland-Belgien (fra 2020)*</b>	<b>Germany</b>	<b>Belgium</b>	<b>1000</b>	<b>1000</b>	<b>5 %</b>	<b>1,00 [2]</b>
Tyskland-Østrig*	Germany	Austria	7000	7000	5 %	9,09 h
Tyskland-Luxemborg*	Germany	Luxemburg	980	980	5 %	4,58 h
Tyskland-Frankrig*	Germany	France	2500	2500	5 %	-13,24 h
<b>COBRAcable (fra 2020)</b>	<b>Holland</b>	<b>DK-West</b>	<b>700</b>	<b>700</b>	<b>8 %</b>	<b>-</b>
NorNed	Holland	Norway	700	700	8 %	-
Holland-England*	Holland	GB	1000	1000	8 %	5,79 h
Holland-Belgium*	Holland	Belgium	1400	1400	5 %	3,85 h
Rusland-Norge	Russia	Norway	50	50	5 %	0,18 h
Rusland-Finland	Russia	Finland	1560	1560	8 %	4,00 h,[5]

<sup>58</sup> Medtages kun i kørsler med "National Green Transition" for udlandet.

<sup>59</sup> Pga. interne flaskehalse i Tyskland er både eksport- og importkapacitet nedjusteret kraftigt til og med 2018.

<sup>60</sup> Medtages kun i kørsler med "National Green Transition" for udlandet.

Estlink1+2	Estonia	Finland	1000	1000	8 %	-2,55 h
SweLit (fra 2016)	Lithuania	Sweden	700	700	8 %	-0,50 [3]
Stärnö-Slupsk	Poland	Sweden	600	600	8 %	-2,24 h

\* Data stammer fra ENTSO-E Transparency Platform og er også anvendt i "Konsensusanalyse 2015" med deltagelse af blandt andre Energistyrelsen, Energinet.dk og Dansk Energi.

-: Modelleres i RAMSES.

h: Historiske middelværdier 2010-2015.

[1]: England er højprisområde, så en stor eksport er antaget fra Norge til England, svarende til en skønnet kapacitetsudnyttelse på ca. 90 %.

[2]: Da elektricitet strømmer fra Holland til Belgien, antages dette også at være tilfældet mellem Tyskland og Belgien.

[3]: Strømmen antages at gå ud af Norden, da forbindelsen bl.a. bygges for at sikre forsyningsikkerheden i fraværet af Ignalina kernekraftværk.

[4]: En del af disse tal skyldes loopflows, hvor Tyskland bruger netene i Polen og Tjekkiet til at sende strøm fra Nordtyskland til Sydtyskland. Disse loopflows ventes at aftage når det tyske net er forstærket med Südring omkring 2033. Det antages at eksporten til Polen falder lige så meget som importen fra Tjekkiet.

[5]: Den finske import fra Rusland antages reduceret med 2 TWh, når kernekraftværket Olkiluoto 3 går i drift (2019) og yderligere 2 TWh fra 2023. Dette er i overensstemmelse med den finske politik om at gøre landet uafhængigt af russisk elimport.