



RAPPORT

2017

Energinets analyseforudsætninger

INDHOLD

1. Indledning.....	5
1.1 Afgrænsning.....	5
1.2 Vigtige ændringer i forhold til sidste års analyseforudsætninger	5
1.3 Energinets tilgang til langsigtede fremskrivninger	6
2. Økonomiske nøgletal	9
3. Brændselspriser.....	11
3.1 Fremskrivning af priser på kul, olie og naturgas.....	11
3.2 Fremskrivning af priser på halm, træflis og træpiller	14
4. CO ₂ -kvotepriser	17
4.1 Fremskrivning af priser på CO ₂ -kvoter	17
5. Elpriser.....	18
5.1 Danske elpriser	18
5.2 Udenlandske elpriser	18
6. Udlandsdata	20
6.1 Elforbrug og produktionskapaciteter.....	20
6.2 Transmissionskapaciteter	20
7. Elforbrug.....	22
7.1 Klassisk elforbrug	22
7.2 Varmepumper.....	24
7.3 Elkedler	26
7.4 Transport	27
7.5 Store datacentre	29
8. Fjernvarmeforbrug	31
9. Produktionsanlæg	32
9.1 Kraftværker	32
9.2 Vindmøller	34
9.3 Solceller	39
10. Udlandsforbindelser	42
10.1 Udlandsforbindelser i Vestdanmark	43
10.2 Udlandsforbindelser i Østdanmark.....	44
10.3 Storebæltsforbindelsen	44
11. Gasdata.....	45
11.1 Forbrug	45
11.2 Produktion	46
11.3 Import og eksport	47
11.4 Gasforbindelser.....	49
12. Netplanlægningsforudsætninger	50

12.1 Netplanlægningsmodeller	50
12.2 Fra energi til effekt	50
12.3 Stationsområdeforbrug	54
12.4 Produktionskapacitet.....	55
12.5 Opstilling af planlægningsbalancer	55
Referenceliste.....	57

0. Ændringer

08-09-2017

Økonomiske nøgletal: Fejl i nettoprisindeks rettet

1. Indledning

Energinet har til opgave at udvikle infrastrukturen i energisystemet ud fra en langsigtet og helhedsorienteret planlægning. Derfor er det vigtigt med et centralt sæt af forudsætninger om energisystemets fremtidige udvikling med henblik på anvendelse i Energinets analyser, business cases, budget og internationale samarbejder.

I kraft af omstillingen af energisystemet til fortsat indpasning af større mængder vedvarende energi, og den hastige teknologiske udvikling der observeres på området, er det ligeledes vigtigt, at forudsætningerne er tidssvarende gennem jævnlige opdateringer.

Energinet udarbejder derfor årligt analyseforudsætninger, og denne rapport beskriver de antagelser og data, som anvendes i Energinet i 2017. Tabeller og data bag figurer i denne rapport kan findes i det tilhørende regneark [1].

Energinets analyseforudsætninger udarbejdes udelukkende til internt brug, men offentliggøres for at give interessenter et indblik i Energinets antagelser om det fremtidige energisystem. Energinet tager ikke ansvar for, hvordan forudsætningerne anvendes uden for Energinet.

1.1 Afgrænsning

Energinets analyseforudsætninger 2017 beskriver forudsætninger om priser, forbrug og produktions- og transmissionskapacitet i el- og gassystemet fortrinsvis for Danmark, men også i nogen grad for Danmarks nabolande.

I tillæg til dette er analyseforudsætningernes anvendelse til netplanlægning beskrevet.

Nogle forudsætninger behandles ikke i dette notat. For data om eksempelvis varmepriser, emissioner og afgiftssatser henvises til Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger [2].

1.2 Vigtige ændringer i forhold til sidste års analyseforudsætninger

I de følgende afsnit er der redegjort for væsentlige ændringer i forhold til sidste års analyseforudsætninger. Ændringerne skyldes, at de politiske eller teknologiske rammebetingelser har ændret sig, at der er foretaget metodeændring, eller at der foreligger nye analyseresultater.

1.2.1 Elforbrug

Væsentlig opjustering af el- og gasforbrug til vejtransport og søfart baseret på en ny, langsigtet analyse udarbejdet af Energinet. Analysen offentliggøres medio 2017.

1.2.2 Kraftvarme

Mindre justeringer til den kort- og langsigtede elkapacitet for de centrale kraftvarmeværker baseret på Energinets seneste information og egne beregninger. Fremskrivningen er desuden kombineret med muligheden for, at elproduktion kombineres eller helt erstattes af elforbrug til produktion af varme.

Væsentlig lavere langsigtet elkapacitet for decentrale eldrevne varmepumper baseret på en ændret analysetilgang, hvori levetidsbetragtningerne for investeringer i varmesektoren på den mellemlange bane får betydning for nye investeringer efter 2030.

1.2.3 Solceller

Den forventede kapacitet for solceller på kort og mellemlangt sigt er reduceret, mens udbygningshastigheden på længere sigt forventes at stige kraftigt. Justeringen skyldes væsentlige ændringer til rammebetingelser for investering i solceller.

1.2.4 Vindmøller

Forventningerne til ny kapacitet for landmøller er nedjusteret, men opjusteret for havmøller og kystnære møller. Ændringerne bunder i en revurdering af rammebetingelserne for opsætning af vindmøller. Forskydningen fra land til hav skyldes dels, at der er observeret en betydelig prisreduktion for opsætning til havs, og dels at landmøller i stadigt højere grad møder lokal modstand.

1.2.5 Gas

Gasproduktionen fra Nordsøen er reduceret i perioden 2020-2022, grundet gasfeltet Tyras nedlukning og genopbygning i disse år. I årene 2024-2027, efter renoveringen af Tyra, ses en stigning i gasproduktionen fra Nordsøen. Gasforbruget er opdateret med resultaterne fra den nye analyse af el og gas til transport.

1.3 Energinets tilgang til langsigtede fremskrivninger

Energinets analyseforudsætninger udarbejdes på baggrund af detaljerede analyser af energisystemet (både interne og eksterne) og Energinets faglige skøn, og de repræsenterer Energinets bedste bud på en mulig fremtidig udvikling blandt mange sandsynlige.

Forudsætningerne tager udgangspunkt i de aktuelle politiske rammevilkår og kombineres med annoncerede, men ikke iværksatte, tiltag og en forventning om en langsigtet omstilling, der er samfundsøkonomisk effektiv. Forudsætningerne er dermed ikke underlagt "frozen policy" og er ikke fremskrevet ud fra at skulle opnå politiske målsætninger – men der skeles naturligvis til dem, da Energinet har til opgave at udvikle en infrastruktur, der til enhver tid kan imødekomme de nationale og internationale energi- og miljøpolitiske målsætninger.

Energinet arbejder med to overordnede tilgange til estimering af den fremtidige udbredelse af teknologier i det danske energisystem:

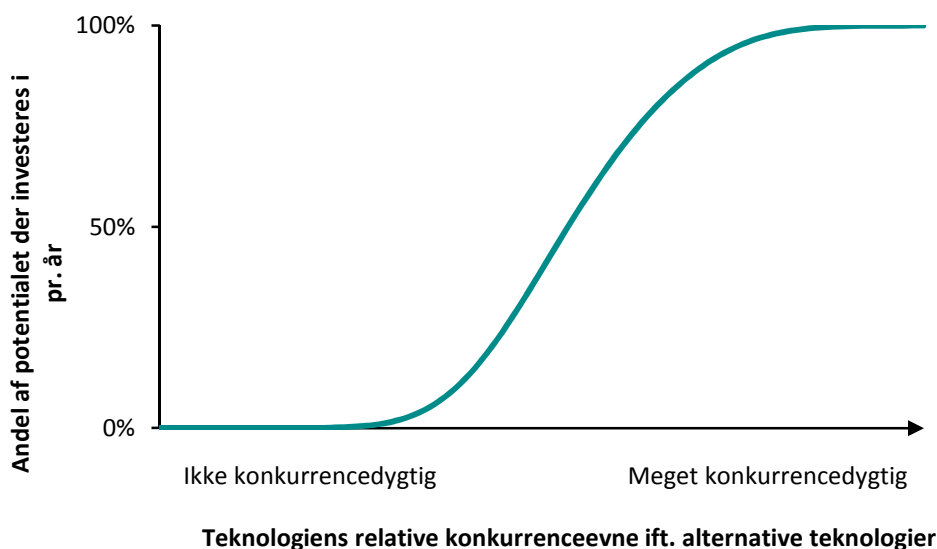
- 1) Fremskrivning af større anlæg, fx vindmøller, kraftværker og datacentre.
- 2) Fremskrivning af mindre enheder, fx solceller, elbiler og varmepumper.

For teknologierne under pkt. 1 gælder generelt, at der er en længere proces i forhold til planlægning, myndighedsgodkendelser m.v. Dette muliggør, at Energinet gennem dialog med interessenter og aktører i branchen kan vedligeholde et opdateret pipeline-estimat af kommende projekter, samt på baggrund heraf estimere udviklingen på længere sigt.

For teknologierne vedrørende pkt. 2 er der i højere grad tale om forudsigelse af større grupper af aktørers adfærd. Eksempler på dette er virksomheders køb af solceller og husstandes udskiftning af opvarmingskilde eller transportform. For disse estimerer Energinet den forventede indfasningskurve ud fra en generel S-kurve-tilgang¹, der tager højde for, at aktørerne ikke er en homogen gruppe, og at de investerer ud fra en række forskellige parametre.

¹ S-kurve-tilgangen er blandt andet beskrevet af Brian C. Twiss i publikationen *Forecasting for Technologists and Engineers: A Practical Guide for Better Decisions* [37].

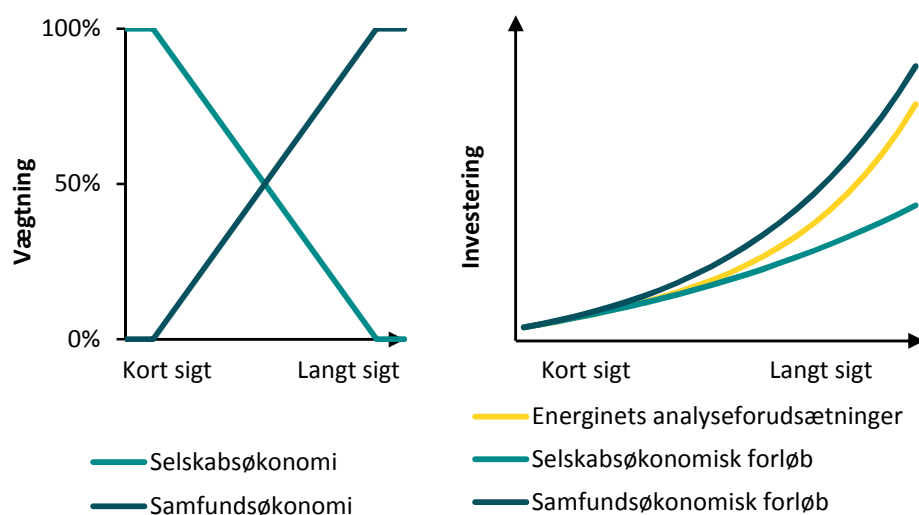
Et generisk eksempel på en S-kurve for indfasning af en teknologi er vist på Figur 1. S-kurvens form og hældning vil være forskellig fra teknologi til teknologi. En elasticitets-vurdering, hvor forbrugernes adfærdssændring estimeres ud fra historiske data, kan anvendes til at bestemme S-kurvens form og hældning. For en række teknologier, såsom elbiler, batterianlæg i husstande og varmepumper i fjernvarmen, er det historiske grundlag for at estimere elasticiteten sparsomt, da disse teknologiers udbredelse i sektoren er begrænset. Her anvender Energinet faglige vurderinger i forhold til teknologiens modenhed, evne til at dække forbrugernes behov, økonomi m.v. til at bestemme S-kurvens form og hældning.



Figur 1 Generisk eksempel på en S-kurve for indfasning af en given teknologi.

Ved at anvende S-kurven analyserer Energinet således på, hvor mange investeringer der kan forventes i en given sektor (potentialet) som funktion af konkurrenceevnen. Beregningen foretages for hvert enkelt år i planlægningsperioden, i to forløb – et med de gældende afgifter og tilskud og et uden. Sidstnævnte beregnes for at tage hensyn til rammevilkårenes langsigtede udvikling, som med en vis tilnærmelse kan forventes at gå mod at være mindre fiskalt forvredet.

Energinets forventede udvikling findes ved at koble de to udbygningsforløb. På den korte bane vægtes selskabsøkonomien højest, og på den lange bane vægtes samfundsøkonomien højest. Figur 2 viser princippet for vægtningen mellem det selskabsøkonomiske og det samfundsøkonomiske forløb samt et eksempel på, hvordan disse forløb kombineres til et forventet forløb, der anvendes i analyseforudsætningerne.



Figur 2 Princippet bag vægtningen af selskabsøkonomi og samfundsøkonomi på den korte og lange bane (venstre) og et eksempel på et udbygningsforløb for en given teknologi (højre).

2. Økonomiske nøgletal

Energinet benytter Økonomi- og Indenrigsministeriets økonomiske fremskrivning i Danmarks Konvergensprogram 2017 som kilde til de økonomiske nøgletal i analyseforudsætningerne.

Forventningerne til den gennemsnitlige realvækst for bruttonationalproduktet (BNP), inflation målt i den procentvise ændring af nettoprisindekset, samt renteniveau i slutåret for den 10-årige danske statsobligation, fremgår alle af Tabel 1.

	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040
	Årlig ændring i pct.						
Realt BNP	1,5	1,7	1,7	2,0	1,2	1,6	1,5
Nettoprisindeks	1,3	1,7	1,7	2,0	2,1	2,1	2,1
	Pct.						
Rente 10-årig dansk statsobligation	0,7	1,1	1,6	2,2	4,4	4,5	4,5

Tabel 1 Udviklingen i realt BNP, inflation udtrykt ved nettoprisindekset og den 10-årige danske statsobligationsrente fra Danmarks Konvergensprogram 2017.

Ved investeringsprojekter, hvor rentabilitetsanalysen er baseret på samfundsøkonomiske beregninger, anvendes retningslinjerne i Energistyrelsens [2] og Finansministeriets [3] vejledninger. I vurderingen af investeringsalternativer anvendes en samfundsøkonomisk kalkulationsrente [4] (diskonteringsrente), der i starten er 4 pct., men gradvist nedsættes for projekter med lang løbetid, som det er vist i Tabel 2. Den anførte samfundsøkonomiske kalkulationsrente er en realrente, det vil sige, den er renset for inflation.

Den reale samfundsøkonomiske kalkulationsrente (pct.)	
År 0-35	4 %
År 36-70	3 %
År 70 og efterfølgende år	2 %

Tabel 2 Den reale samfundsøkonomiske kalkulationsrente i pct. (diskonteringsrente).

Ved beregning af byggerenter i forbindelse med investeringsprojekter anvendes Energinets effektive rente, som afspejler den samlede finansieringsomkostning i budgetåret for Energinet. Den er som udgangspunkt baseret på et miks af 10- og 30-årige statsobligationer. Prognosen for den effektive rente, som er opgjort primo maj 2017, er vist i Tabel 3.

År	Effektiv rente til byggerenter (pct.)
2017-2018	1,60 %
2019-2022	1,75 %
2023 og frem	1,90 %

Tabel 3 Energinets effektive byggerenteprognose i pct., primo maj 2017.

Ved valutaomregninger i forbindelse med fremskrivningen af brændselspriser og CO₂-kvotepriser i analyseforudsætningerne er kurserne i Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner anvendt [5]. I forhold til disse forudsætninger har dollarkursen på kort sigt fået en lille opjustering i Danmarks Konvergensprogram

2017, men tilpasses fortsat en langsigtet kurs på 6,25 kr. pr. dollar. Valutakurserne i Danmarks Konvergensprogram 2017 fremgår af Tabel 4.

	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040
DKK/USD	6,93	6,89	6,80	6,70	6,25	6,25	6,25
USD/EUR	1,07	1,08	1,09	1,11	1,19	1,19	1,19
DKK/EUR	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44

Tabel 4 Dollar- og eurokurser fra Danmarks Konvergensprogram 2017.

3. Brændselspriser

En vigtig anvendelse af analyseforudsætningerne er at give Energinet indblik i markedsaktørernes situation og handlinger. Her er forudsætningerne om de fremtidige brændselspriser, som aktørerne indkøber brændsler efter, en afgørende parameter, og de er ligeledes en væsentlig faktor bag elpriserne i Danmark og Danmarks naboområder [6].

Priserne på de anvendte brændsler i analyseforudsætningerne er opgjort efter repræsentative forbrugssteder: for centrale kraft- eller kraftvarmeværker (an centralt værk) og for decentrale kraftvarmeværker, fjernvarmeværker og erhvervsværker (an decentralt værk). Alle priser er uden afgifter, tilskud og moms.

Alle antagelser om raffinaderiomkostninger, omkostninger til transport, lager og avancer (herunder for husholdninger og andre mindre forbrugere), samt brændværdier, valutakurser og inflation er fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger udgivet i maj 2017 [5].

Slutpriserne i Energinets analyseforudsætninger er ikke identiske med slutpriserne i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, hvilket skyldes forskelle i måden, de kortsigtede markedspriser kombineres med de langsigtede, modellerede ligevægtspriser, som beskrevet i afsnit 3.1.

I de følgende afsnit er der redegjort for kilderne til priserne på henholdsvis de fossile brændsler og biomasse, samt hvilke metoder Energinet har anvendt.

3.1 Fremskrivning af priser på kul, olie og naturgas

Udgangspunktet for priserne på de anvendte fossile brændsler (kul, olieprodukter og naturgas) er de seneste fremskrivninger fra Det Internationale Energiagentur (IEA). IEA beregner langsigtede ligevægtspriser på fossile brændsler under betingelser opstillet i en række sammenhængende scenarier for udviklingen i de globale energimarkeder, som opdateres i deres årlige publikation *World Energy Outlook*. Priserne i analyseforudsætningerne er baseret på udviklingen i det centrale scenarie "New Policies Scenario" i *World Energy Outlook 2016* [7].

Metoden til at anvende IEA's priser som udgangspunkt for fremskrivningen af priser på fossile brændsler an dansk forbrugssted er udviklet af Ea Energianalyse og kan overordnet beskrives i tre trin:

1. Fremskrivning af internationale priser på kul, råolie og naturgas ved at kombinere langsigtede ligevægtspriser fra IEA med markedets aktuelle forventninger til prisudviklingen på kort sigt.
2. Estimering af danske importpriser ved at justere de internationale priser i trin 1 med den gennemsnitlige historiske forskel mellem IEA-baserede priser og danske importpriser.
3. Estimering af tillægspriser og fradrag til fastsættelse af koblingen mellem de danske importpriser i trin 2 og danske priser an forbrugssted.

3.1.1 Trin 1: fremskrivning af internationale priser

På grund af at de aktuelle markedspriser kan have ændret sig væsentligt, siden IEA har publiceret deres fremskrivninger, og ikke mindst inden Energinet begynder at anvende dem i analyse-

forudsætningerne, kombineres de langsigtede priser fra IEA med markedets seneste forventninger i form af prisen på forwardkontrakterne i de finansielle markeder (forwardpriser) [8].

I praksis er dette trin derfor en kombination af to prisforløb: et forløb baseret udelukkende på forwardpriser (holdt konstant i faste priser efter sidst tilgængelige år) og et forløb baseret kun på IEA's priser. Forwardpriserne, Energinet har anvendt, er dagspriser fra den 29. marts 2017, og kilden er angivet i Tabel 5.

Brændsel	Børs	Produktnavn
Kul	ICE	Rotterdam Coal Futures
Råolie	ICE	Brent Crude Futures
Naturgas	ICE Endex	German GASPOOL Futures

Tabel 5 Kilder til forwardpriser i Energinets analyseforudsætninger 2017.

Hvordan IEA's priser og forwardpriserne konkret kombineres må betragtes som en vurdering af, hvor længe markedets forventninger holder i forhold til den ligevægtspris mellem udbud og efterspørgsel, som IEA skønner, er nødvendig. Under alle omstændigheder er både forwardpriserne og IEA's fremskrivninger forbundet med væsentlige usikkerheder; forwardpriserne har historisk været meget fluktuerende, og IEA's priser er, som modelpriser, underlagt forsimplinger og de usikkerheder, der er forbundet med de eksogene antagelser, IEA gør sig om den globale udvikling i scenariet.

Energinet har, sammenlignet med den oprindelige metode udviklet af Ea Energianalyse, valgt at tillægge forwardpriserne højere vægt på kort og mellemlangt sigt, som det fremgår af Tabel 6. Metoden blev også anvendt i sidste års analyseforudsætninger.

2017-2019	2020-2029	2030 og frem
100 pct. forwardpriser.	Gradvis lineær overgang	100 pct. IEA-priser.

Tabel 6 Vægtning mellem forwardpriser og IEA's langsigtede ligevægtspriser anvendt i fremskrivningen af priser på fossile brændsler.

3.1.2 Trin 2: estimering af danske importpriser

Den danske importpris er estimeret ved at tillægge den internationale pris den gennemsnitlige forskel på de historiske danske priser (beregnet ud fra energiregnskabets tabeller ENE2HA og ENE4HA fra Danmarks Statistik) og IEA-priser (fra IEA's *Energy Prices and Taxes* samt tidligere publikationer af *World Energy Outlook*). Denne forskel er beregnet for hvert brændsel i perioden 2000-2014 og fremgår af Tabel 7.

kr./GJ (2017-priser)	Prisforskel til IEA
Kul	0,32
Råolie	5,67
Naturgas	-13,40

Tabel 7 Gennemsnitlig forskel mellem historiske danske priser og historiske IEA-priser for kul, råolie og naturgas i perioden 2000-2014.

Historisk har den danske naturgaspris været 13,4 kr./GJ lavere end IEA-prisen, der er et udtryk for et europæisk gennemsnit. Dette kan forklares ved, at Danmark historisk har været nettoeksportør af naturgas og derfor ofte prissættende. I kraft af de langsigtede forventninger om, at

naturgasproduktionen i Nordsøen reduceres², vurderes det, at Danmark i stedet vil blive pris-tager. I fremskrivningen af naturgasprisen reflekteres dette ved, at prisforskellen gradvist reduceres, således at den danske importpris på naturgas er på niveau med den internationale pris i 2035. Dette er en væsentlig ændring i forhold til sidste års analyseforudsætninger og den oprindelige metode udviklet af Ea Energianalyse.

Den historiske prisforskel til IEA for kul og råolie er antaget at være konstant i faste priser for hele fremskrivningsperioden.

3.1.3 Trin 3: estimering af priser an dansk forbrugssted

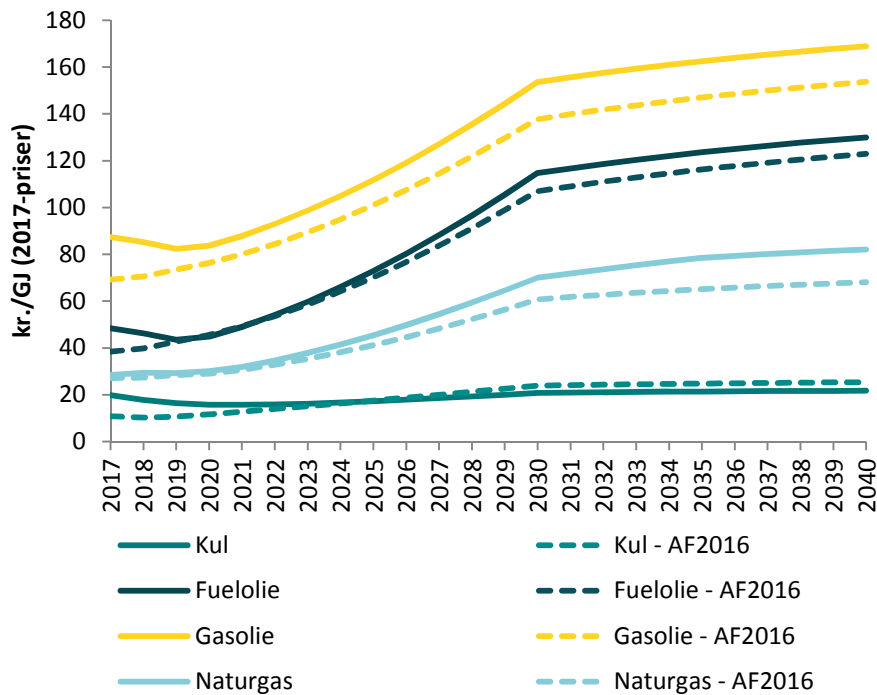
For at omregne den danske importpris til den pris, de danske markedsaktører skal betale for brændselsprodukterne, anvendes en række estimerede tillægspriser for raffinaderiomkostninger og omkostninger til transport, lager og avancer. Metoden til at estimere disse tillæg er udviklet og beskrevet af Ea Energianalyse [9]. De anvendte pristillæg i analyseforudsætningerne er fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger udgivet i maj 2017 [5] og fremgår af Tabel 8. Alle tillæg er holdt konstant i faste priser for hele fremskrivningsperioden.

kr./GJ (2017-priser)	An centralt værk	An decentralt værk
Kul	0,4	-
Fuelolie	-15,5	-
Gasolie	22,7	35,2
Naturgas	2,6	9,4
Naturgas (ekskl. sunk costs)	1,3	2,7

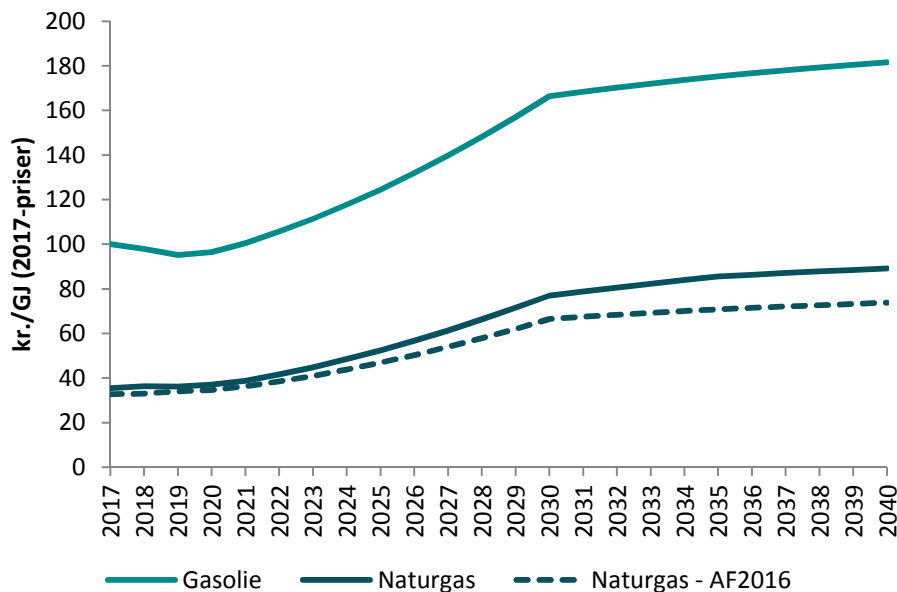
Tabel 8 Raffinaderiomkostninger og omkostninger til transport, lager og avancer for fossile brændsler anvendt i Energinets analyseforudsætninger 2017.

Slutpriserne på de anvendte fossile brændsler an centralt værk fremgår af Figur 3, mens priserne an decentralt værk fremgår af Figur 4.

² Se kapitel 11 om forbrug og produktion af naturgas.



Figur 3 Fremskrivning af priser på anvendte fossile brændsler an centralt værk for perioden 2017-2040. Alle priser er i kr./GJ (2017-priser). Naturgasprisen er inklusive sunk costs.



Figur 4 Fremskrivning af priser på anvendte fossile brændsler an decentralt værk for perioden 2017-2040. Alle priser er i kr./GJ (2017-priser). Naturgasprisen er inklusive sunk costs.

3.2 Fremskrivning af priser på halm, træflis og træpiller

Modsat fremskrivningen af priserne på de fossile brændsler så udarbejder IEA ikke en jævnlige opdateret fremskrivning af priser på fast biomasse (halm, træflis og træpiller). Af den årsag har Ea Energianalyse, for Energistyrelsen, udarbejdet en analyse af de langsigtede danske importpriser på fast biomasse [10], samt udviklet en metode til at omregne disse importpriser til

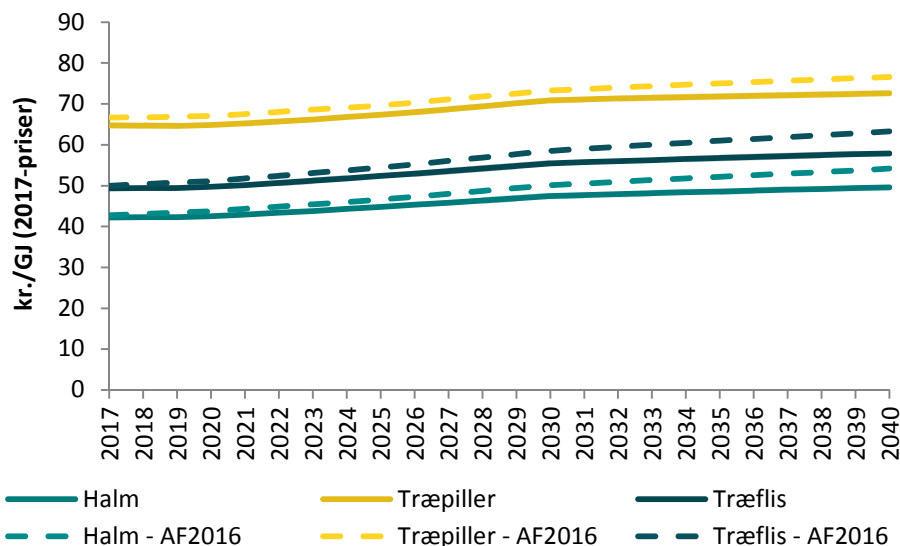
priser an dansk forbrugssted [11]. Metoden og datagrundlaget for analysen er senest blevet opdateret i 2016, hvor Ea Energianalyse blandt andet har gjort det muligt at inddrage forwardpriser på træpiller [12]. Resultatet af dette analysearbejde anvendes i Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger og er ligeledes udgangspunktet for fremskrivningen i analyseforudsætningerne.

Indledningsvist beregnes langsigtede ligevægtspriser for træflis og træpiller leveret til Danmark (importpriser) og for lokalt produceret halm og træflis. Priserne tillægges estimerede omkostninger til primært transport for at beregne slutpriserne henholdsvis an centralt værk og an decentralt værk. Denne tilgang er udførligt beskrevet i det refererede materiale fra Ea Energianalyse samt i baggrundsrapporten til Energistyrelsens basisfremskrivning 2017 [13].

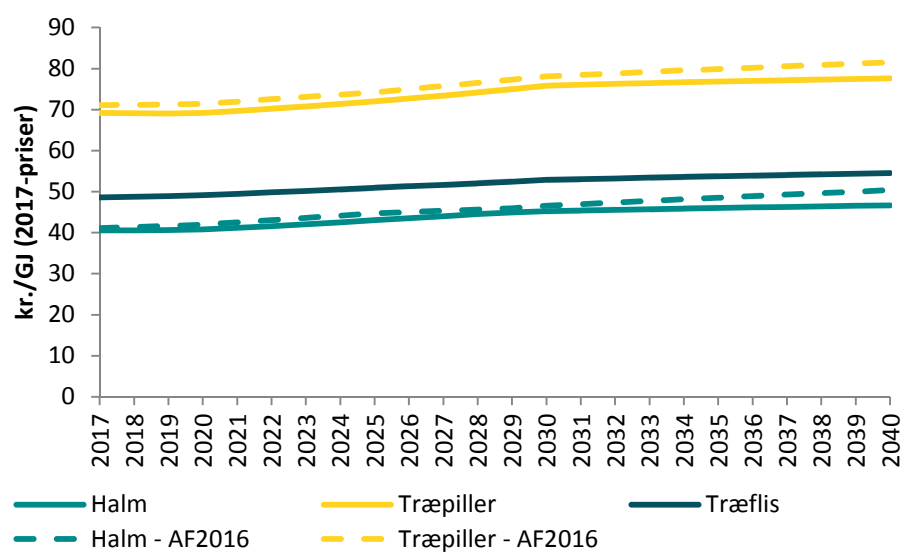
For at sikre konsistens med fremskrivningen af priser på fossile brændsler er råolieprisen i analyseforudsætningerne anvendt til at estimere omkostninger for produktion og transport af biomasse.

Energinet har derudover ikke anvendt forwardpriser på træpiller. Dette er udelukkende en konsekvens af, at Energinet ikke har haft adgang til forwardpriser på biomasse, inden priserne blev låst til denne opdatering af analyseforudsætningerne. Energinet mener, ligesom Ea Energianalyse og Energistyrelsen, at forwardpriserne er mere repræsentative for den kortsigtede pris på træpiller, og de vil blive medregnet i analyseforudsætningerne fremadrettet.

Slutpriserne for de anvendte biomassebrændsler an centralt værk fremgår af Figur 5, mens priserne an decentralt værk fremgår af Figur 6.



Figur 5 Fremskrivning af priser på anvendte biomassebrændsler an centralt værk for perioden 2017-2040. Alle priser er i kr./GJ (2017-priser).



Figur 6 Fremskrivning af priser på anvendte biomassebrændsler an decentralt værk for perioden 2017-2040. Alle priser er i kr./GJ (2017-priser).

4. CO₂-kvotepriser

I Danmark er loftet for, hvor meget CO₂ der må udledes, bestemt af EU's CO₂-kvoteordning EU ETS (European Union Greenhouse Gas Emission Trading System). Ordningen gør det muligt at handle med CO₂-kvoter og trådte i kraft i 2005, efter EU forpligtede sig til at nedbringe sin CO₂-udledning i den internationale Kyotoprotokol [14]. Historisk har CO₂-kvoteprisen varieret meget, og der er fortsat stor usikkerhed om, hvad den fremtidige pris bliver. ETS er i sin tredje periode, der løber frem til og med 2020, og meget afhænger derfor af, hvordan ordningen udvikler sig efterfølgende.

CO₂-kvotepriserne har en stor indflydelse på de relative omkostninger ved at anvende forskellige brændsler, og de er derfor med til at påvirke både markedsaktørernes handlinger og elprisen i systemet [6].

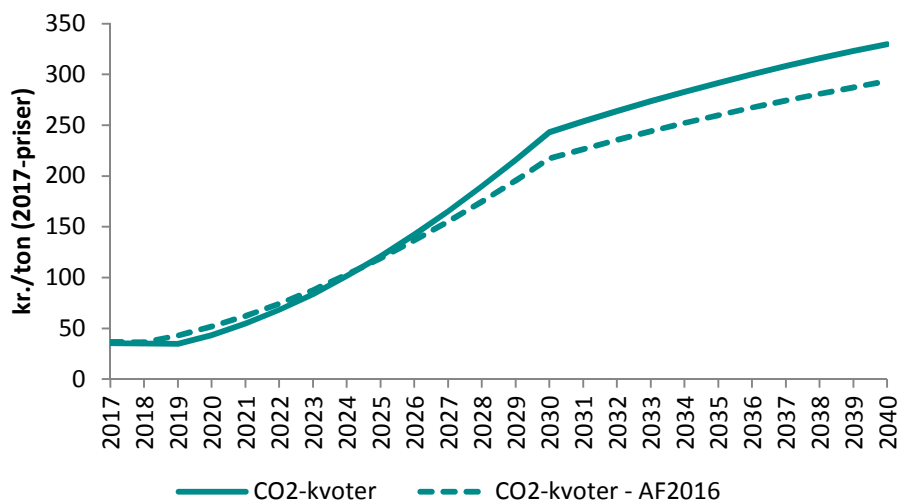
4.1 Fremskrivning af priser på CO₂-kvoter

I IEA's fremskrivninger af de globale energimarkeder i *World Energy Outlook* indgår CO₂-kvoteprisen som en af de centrale variable for opbygningen af scenarierne i publikationen. For at sikre konsistens med fremskrivningen af priser på fossile brændsler anvender Energinet CO₂-kvotepriserne i det centrale scenarie "New Policies Scenario" i *World Energy Outlook 2016*. I dette scenarie er det forudsat, at de nuværende ordninger fortsætter i resten af fremskrivningsperioden, og de suppleres med tiltag, der er annonceret, men endnu ikke iværksat [7].

I fremskrivningen af CO₂-kvotepriserne kombineres IEA's forudsætninger med markedets forventninger til prisen på forwardkontrakterne i de finansielle markeder. Der er anvendt den samme vægtning mellem forwardpriser og IEA's forudsætninger, som det er beskrevet i fremskrivningen af priser på fossile brændsler (se kapitel 3).

Forwardpriserne er dagspriser på European Emission Allowances Futures fra EEX hentet den 29. marts 2017.

De fremskrevne CO₂-kvotepriser fremgår af Figur 7.



Figur 7 Fremskrivning af CO₂-kvotepriser for perioden 2017-2040. Alle priser er i kr./ton (2017-priser).

5. Elpriser

Elprisfremskrivningen er hovedsageligt et resultat af de øvrige analyseforudsætninger og skal derfor i høj grad ses som en indikator for elsystemet som helhed.

Fremskrivningen bør anvendes med forsigtighed og skal betragtes som et muligt udfald baseret på de givne forudsætninger. Dette skyldes, at usikkerheder på parametrene i analyseforudsætningerne kan overføres til elprisen. Elprisen er særligt følsom over for faktorer, som kan være prissættende (udlandsforbindelser, forbrug, produktionskapacitet, brændselspriser og CO₂-priser). Elprisen er også følsom over for faktorer, som ikke beskrives direkte i analyseforudsætningerne, som eksempelvis afvigelser fra det meteorologiske normalår (eksempelvis såkaldte våd- og tørår). Den gennemsnitlige elpris angivet i analyseforudsætningerne dækker endvidere over stor variation i elprisen fra time til time.

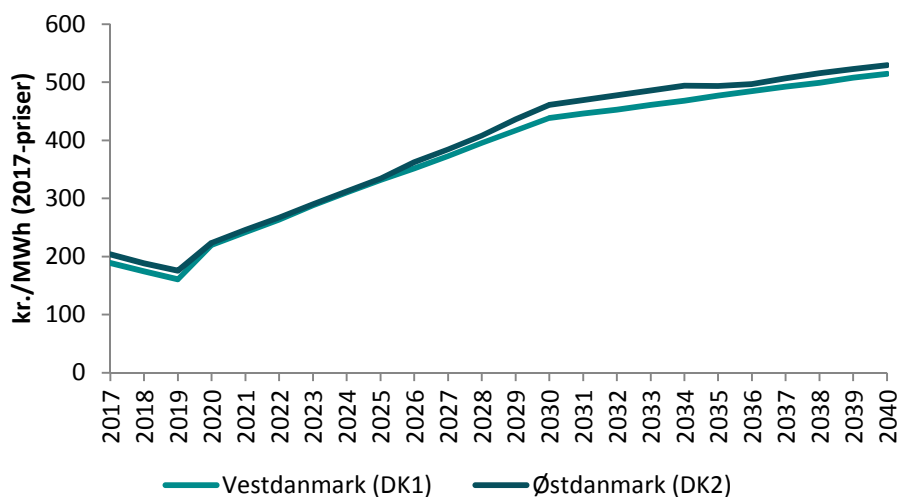
Fremskrivningen af elpriser for udlandet indgår som input til fremskrivningen af de danske elpriser.

5.1 Danske elpriser

Frem til og med 2019 er der benyttet forwardpriser fra SysPower [15] hentet den 29. marts 2017.

I perioden efter 2019 er priserne simuleret som elspotpriser i Energinets beregningsmodel Sifre [16] på baggrund af analyseforudsætningerne. Prisen er simuleret time for time i hele perioden og er gengivet i analyseforudsætningerne som et årligt gennemsnit for henholdsvis Øst- og Vestdanmark.

De gennemsnitlige årlige elpriser for Danmarks to prisområder fremgår af Figur 8.



Figur 8 Gennemsnitlige årlige elpriser for Vest- og Østdanmark. Alle priser er i kr./MWh (2017-priser).

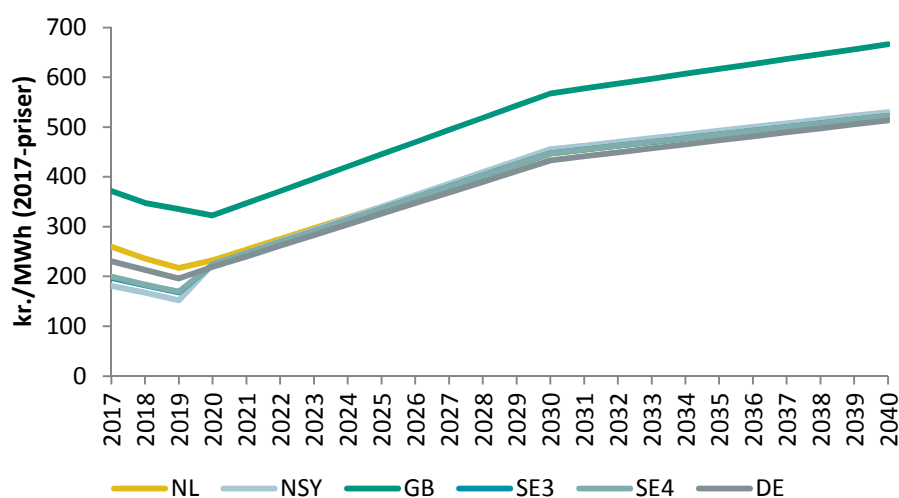
5.2 Udenlandske elpriser

Som for de danske elpriser anvendes der i perioden frem til og med 2019 forwardpriser. Forwardpriserne er hentet fra SysPower [15] den 29. marts 2017.

I perioden efter 2019 er priserne simuleret som elspotpriser i Energinets beregningsmodel BID [16] på baggrund af analyseforudsætningerne. Priserne er simuleret time for time i årene 2020, 2030 og 2040. Som beskrevet i afsnittet omhandlende udlandsdata, råder Energinet ikke over et datasæt for udlandet i 2040. Simuleringen af udlandets elpriser i 2040 er derfor baseret på en modelkørsel, hvor kun priser på brændsler og CO₂-kvoter er opdateret i forhold til 2030.

I årene mellem 2020, 2030 og 2040 er der anvendt lineær interpolation.

De gennemsnitlige årlige elpriser for Danmarks nærmeste naboer fremgår af Figur 9.



Figur 9 Gennemsnitlige årlige elpriser for Danmarks nærmeste naboer: Norge (NSY), Sverige (SE3, SE4), Tyskland (DE), Holland (NL) og Storbritannien (GB). Alle priser er i kr./MWh (2017-priser).

6. Udlandsdata

En vigtig faktor i forudsætningerne er effekter af udviklingen i både naboområder og deres naboområder. Hvor afhængig Danmark er af udlandet reflekteres direkte i elpriserne. I gennemsnit har Danmark siden 2010 haft egen elpris i 10 pct. af tiden. I de resterende timer har elprisen i Danmark været identisk med elprisen hos enten vores naboer mod nord (50 pct.), mod syd (20 pct.) eller begge retninger (20 pct.)[6].

For at imødegå dette modellerer Energinet følgende lande: Østrig, Belgien, Tjekkiet, Danmark, Estland, Finland, Frankrig, England, Tyskland, Irland, Italien, Letland, Litauen, Holland, Nordirland, Norge, Polen, Slovakiet, Spanien, Sverige og Schweiz.

I dette afsnit redegøres for datasættet, som Energinet anvender for udlandet i markedsmodelleringer til analyseforudsætningerne. Datasættet indeholder forudsætninger for både Danmark og udlandet for årene 2020 og 2030. I tillæg til dette anvendes også priserne for brændsler og CO₂-kvoter, som det er beskrevet i pågældende afsnit i analyseforudsætningerne.

Datasættet indeholder information om elforbrug, elproduktionskapacitet samt eltransmissionskapacitet for hvert enkelt land.

6.1 Elforbrug og produktionskapaciteter

Forbrug og produktionskapaciteter er baseret på data fra ENTSO-E-samarbejdet, bilaterale samarbejder samt det nordisk-baltiske modelsamarbejde i Baltic Sea Market Modelling Group (BSMMG).

Generelt relaterer tekniske og økonomiske data for kraftværker sig til ENTSO-E's Ten Year Network Development Plan 2016 (TYNDP16) og indarbejdes i høj detaljegrad på baggrund af det samarbejde, som Energinet har i ENTSO-E. Vandkraft i Norden er udelukkende baseret på detaljerede data fra det nordiske samarbejde.

Specifikt for 2020 er der udarbejdet en vurdering på baggrund af årene 2016, 2020 og 2025 i ENTSO-E's Scenario Outlook & Adequacy Forecasts fra 2015 [17] samt Expected Progress for 2020 (EP2020) fra TYNDP2016 [18]. Herudover indgår data fra bilaterale samarbejder og BSMMG.

Specifikt for 2030 er vurderingen udarbejdet med udgangspunkt i TYNDP2016 [18] samt data fra bilaterale samarbejder og BSMMG.

6.1.1 Profiler

Forbrugsprofiler er for 2020 baseret på EP2020 og for 2030 baseret på TYNDP16.

VE-produktionsprofiler er hovedsageligt baseret på Pan European Climate Database 2016 (PECD16), der er udarbejdet af DTU Risø. For at få en mere detaljeret repræsentation af vind for Danmark og nabolandene er vindprofiler udarbejdet af Energinet på baggrund af data fra DTU Risø

6.2 Transmissionskapaciteter

Transmissionskapaciteter for kontinentet er baseret på TYNDP2016 [18], og for Norden er de baseret på data fra samarbejdet fra BSMMG. Vi regner med fuld tilgængelighed på alle forbindelser på nær udlandsforbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland. Energinet og tyske Ten-

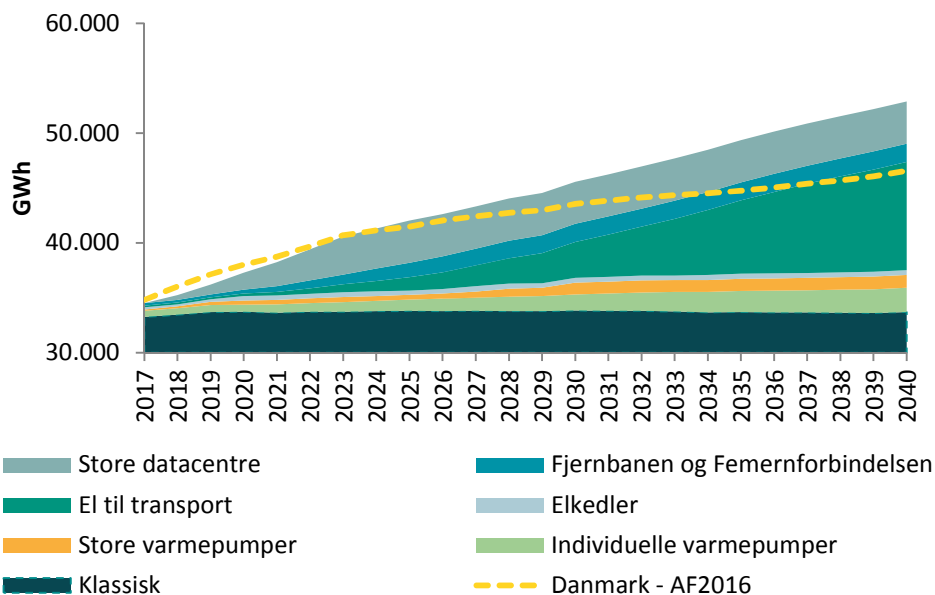
neT TSO GmbH har i samarbejde udarbejdet et detaljeret studie, hvor resultatet er de to selskabers bedste bud på, hvordan tilgængeligheden på udlandsforbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland kommer til at være i 2020 og 2030. Dette resultat er blevet brugt som input til Energinets markedsmodel.

7. Elforbrug

Det samlede elforbrug opgøres i analyseforudsætningerne i elforbruget til husholdninger og erhvervene (det klassiske elforbrug) og nye elforbrug, der forventes at komme primært som følge af elektrificering af varme- og transportsektoren og etablering af datacentre i Danmark.

Det skal understreges, at fremskrivningen af elforbruget er behæftet med mange usikkerheder, specielt hvad angår forbrugets niveau og fordeling inden for døgnet og året – karakteristika, som har afgørende betydning for Energinets planlægning af infrastrukturen. Dette skyldes især, at en stor del af tilvæksten i elforbruget forventes at komme fra nye teknologier, hvor der enten findes ingen eller kun meget begrænsede erfaringer og målinger fra systemet i dag. Energinet forventer løbende at komme med justeringer til disse fremskrivninger, efterhånden som fx datacentre etableres, og nye tal og informationer kommer ind om udviklingen i individuelle opvarmningsløsninger og elektrificeringen af transportsektoren.

Den samlede forventede udvikling i Danmarks bruttoelforbrug fremgår af Figur 10 og viser en betydelig forøgelse af elforbruget på ca. 8 TWh i 2025 i forhold til niveauet i 2016. Det svarer til en tilvækst på ca. 24 pct. Heraf udgør Energinets forventninger til datacentrenes samlede elforbrug knap halvdelen af tilvæksten, mens den øvrige halvdel udgøres af en påbegyndende elektrificering af transport og individuelle opvarmningsløsninger i husholdningerne. Dette svarer nogenlunde til Energinets forventninger i sidste års analyseforudsætninger. Efter 2025 forventes denne udvikling at fortsætte overvejende på grund af en stigning i elforbrug til let vejtransport, og tilvæksten udgør ca. 19 TWh i 2040 i forhold til niveauet i 2016, svarende til ca. 56 pct.



Figur 10 Forventet samlet årligt dansk bruttoelforbrug i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016). Bemærk, at aksen ikke går til nul.

7.1 Klassisk elforbrug

Det klassiske elforbrug dækker over elforbrug i husholdninger og erhverv. Fremskrivningen blev udarbejdet i 2016 i samarbejde med DTU Management Engineering på grundlag af output fra forbrugsmodellen EMMA [19]. EMMA er en satellitmodel til den makroøkonomiske model

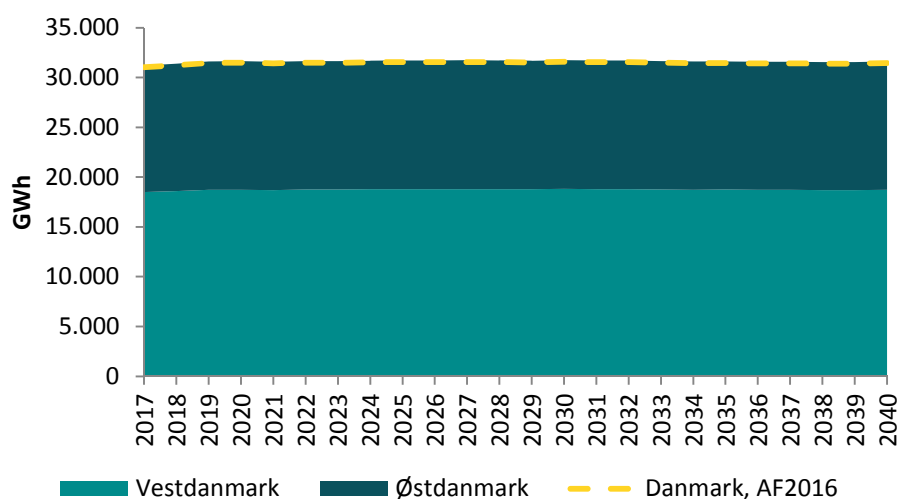
ADAM [20], som anvendes af Finansministeriet til fremskrivning af Danmarks økonomi. Fremskrivningen er ikke opdateret i år, men er justeret til det realiserede forbrugsniveau i 2016.

Grundlæggende er der tre typer af input til fremskrivningen af det klassiske elforbrug:

1. Den økonomiske udvikling, det vil sige udviklingen i produktion og privat forbrug, som fremskrives af Finansministeriet ved hjælp af ADAM-modellen. Der er taget udgangspunkt i den økonomiske udvikling beskrevet i *Danmarks Konvergensprogram 2015*.
2. Udviklingen i energipriserne. Energipriserne anvendt i analysen er fra *Energinets analyseforudsætninger 2015*.
3. Den historiske effektivitetsudvikling og de fremtidige besparelser-/effektiviseringsinitiativer. For perioden frem til 2020 tages der udgangspunkt i energispareaftalens målsætning om en samlet energibesparelse på 12,2 PJ pr. år [21]. Efter 2020 er der ikke fastsat politiske mål. Her anvendes i stedet en skønnet årlig besparelse på 8 PJ pr. år baseret på den forventede udvikling i årene 2000-2020. Besparelserne fordeles med 20 pct. på el og 80 pct. øvrig energi baseret på den historiske fordeling af besparelserne.

Summen af disse input betyder, at der for erhvervenes efterspørgsel på el forventes en årlig gennemsnitlig vækst på 0,10 pct. frem til og med 2040. For husholdningerne er den årlige gennemsnitlige vækst ca. 0,05 pct. i samme periode.

Figur 11 viser det klassiske elforbrug for Vest- og Østdanmark i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års fremskrivning. I perioden frem til 2020 stiger det samlede elforbrug for husholdningerne og erhvervene svagt, hvilket primært skal tilskrives den økonomiske udvikling i erhvervene kombineret med de aftalte energibesparelser. I perioden efter 2020 holder det klassiske elforbrug sig på et nogenlunde konstant niveau. Det skal tilskrives den mere moderate økonomiske udvikling i perioden, en forventning om højere elpriser og energibesparelserne.



Figur 11 Forventet årligt klassisk nettoelforbrug i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

7.2 Varmepumper

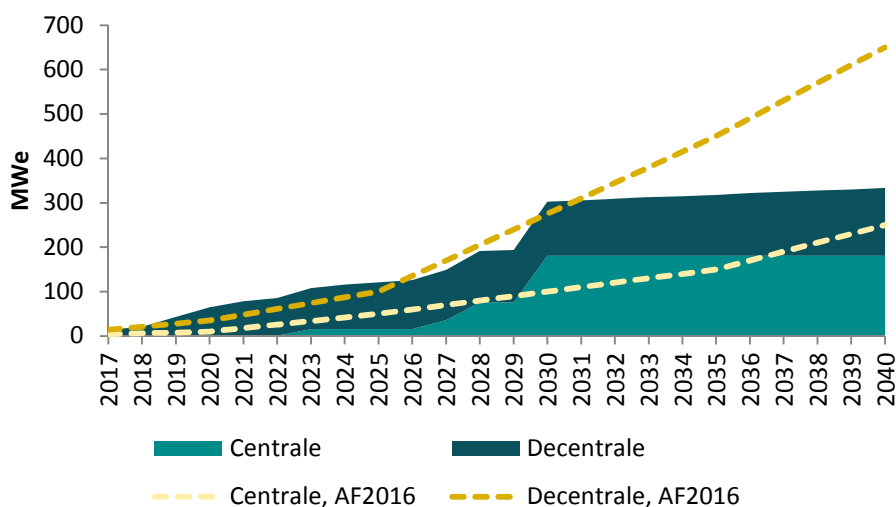
I et energisystem, som i stigende grad har behov for at integrere el fra fluktuerende vedvarende kilder, spiller varmepumper fremadrettet en rolle i forhold til varmeproduktion. Varmepumperne er samfundsøkonomisk en omkostningseffektiv og energieffektiv måde at producere varme fra vedvarende energikilder, og de er som en fleksibel elforbrugende enhed væsentlig for Energinets planlægningsarbejde.

I analyseforudsætningerne er varmepumper adskilt i to overordnede kategorier:

1. Store varmepumper, der er installeret i de større centrale fjernvarmeområder og varmepumper, der forsyner det decentrale fjernvarmenet.
2. Individuelle varmepumper til husholdninger.

7.2.1 Store varmepumper

Figur 12 viser den forventede kapacitetsudbygning for store varmepumper i fjernvarmesektoren, fordelt på centrale og decentrale varmepumper. Centrale varmepumper er store varmepumper installeret i de større danske fjernvarmeområder: København, Kalundborg, Aalborg, Aarhus, Esbjerg, Herning, Odense og TVIS (trekantområdet). Decentrale varmepumper er de øvrige (mindre) store varmepumper, der forsyner de resterende fjernvarmeområder. Disse forventes fordelt på de decentrale kraftvarmeanlæg, med ca. dobbelt så stor installeret kapacitet i Vestdanmark som i Østdanmark.



Figur 12 Forventet udvikling i elkapacitet for store varmepumper i varmesektoren sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

For de centrale værker har Energinet i foråret 2017 foretaget en selvstændig analyse af varmegrundlaget og forventet økonomi. Det vurderes i særlig grad at være i forbindelse med levetidsforlængelser af kraftværksblokkene, at der kan være mulighed for indpasning af store varmepumper i de større byer. Dette forløb vil dog være meget sensitivt for de gældende rammevilkår og teknologiudviklingen på det pågældende tidspunkt.

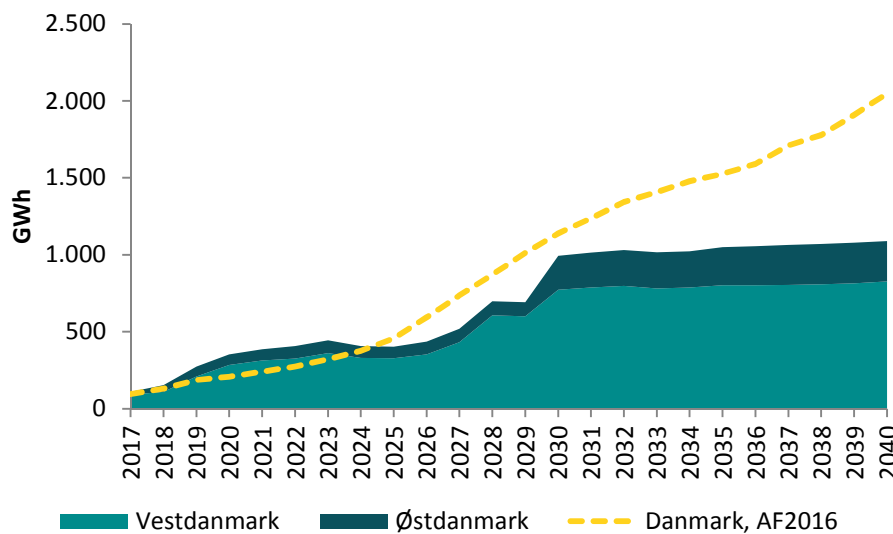
Energinet har i efteråret 2016 foretaget en intern analyse af den forventede udvikling for den decentrale varmeproduktionskapacitet. Analysen tager udgangspunkt i den generelle metode-tilgang beskrevet i afsnit 1.3. I analysen indgår mange forskellige teknologier til opfyldelse af fjernvarmeområdernes varmebehov – blandt andet er der inkluderet forventninger til hybride

gas/el-varmepumper. Kun varmepumper alene drevet af el er inkluderet i analyseforudsættningernes opgørelse af varmepumper.

For de decentrale områder viser fremskrivningen, i forhold til sidste års analyseforudsætninger, en let øget kapacitetsudbygning frem mod 2025. Dette skyldes primært effekten af udfasningen af PSO-tariffen, samt marginalt højere brændselspriser.

På længere sigt er udbygning med varmepumper i de decentrale områder dog væsentlig lavere. Det skyldes primært en ændret metodetilgang, hvor investeringer i alternative varmekilder frem mod 2030 "binder" en del af varmeproduktionen frem mod 2040. Da varmepumpen er en grundlastteknologi, vurderes den ikke at være konkurrencedygtig med eksempelvis biomassekedler, som forventes at blive installeret i relativt stor grad frem mod 2030.

Elforbruget til store varmepumper beregnes i Energinets beregningsmodel Sifre [16], da driften i høj grad afhænger af samspillet med det øvrige energisystem beskrevet i analyseforudsætningerne. Nettoelforbruget fremgår af Figur 13. Resultaterne indikerer, at benyttelsestiden falder frem mod 2025. I Vestdanmark er den højeste benyttelsestid 8.300 timer i 2018, og i Østdanmark er den højeste benyttelsestid 5.600 timer i 2017. Efter 2025 stabiliserer benyttelsestiden sig på omkring 3.000 timer (ca. 3.500 i Vestdanmark og 2.700 i Østdanmark).



Figur 13 Forventet årligt nettoelforbrug til store varmepumper i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

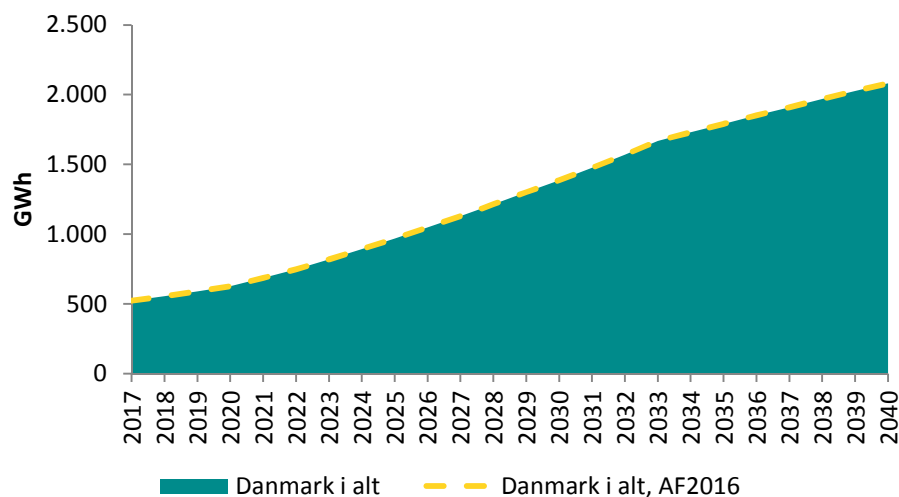
7.2.2 Individuelle varmepumper

Individuelle varmepumper er fremskrevet som et elforbrug og ikke på basis af en kapacitet, som det er tilfældet for store varmepumper. Fremskrivningen er identisk med sidste års analyseforudsætninger.

Fremskrivningen af elforbruget til individuelle varmepumper er baseret på en analyse af forløbet for omstilling af individuel opvarmning fra oliefyr til træpillefyr eller varmepumper, som Dansk Energi, DONG Energy og Energinet udarbejdede i 2013 [22]. Fremskrivningen blev i 2015 opdateret af Energinet til også at inkludere en vurdering af omstillingen til varmepumper i områder med naturgas [23].

Elforbruget til individuelle varmepumper fremgår af Figur 14 og svarer ca. til antallene angivet i Tabel 9. Bemærk at antallet er et skøn, som er underlagt forsimplede antagelser.

Varmepumperne forventes at være en blanding af eldrevne varmepumper, hybrid el/gasvarmepumper og varmepumpe/kedelhybrider.



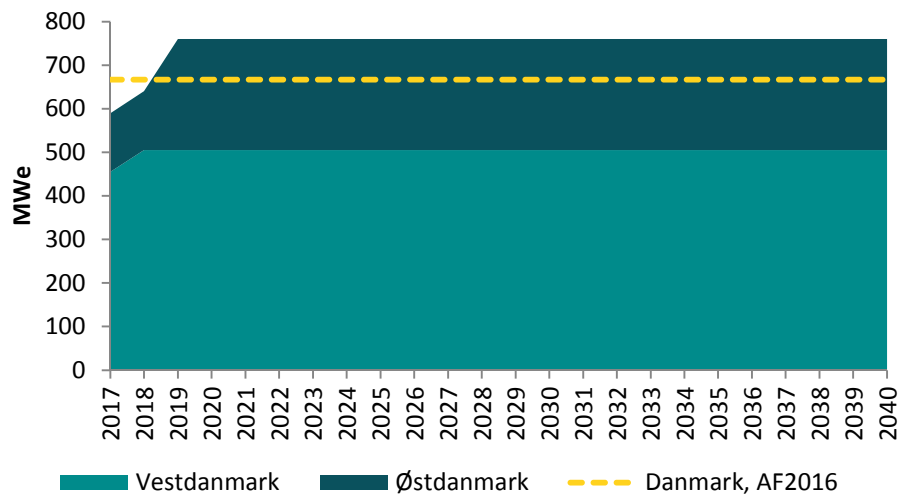
Figur 14 Forventet årligt nettoelforbrug til individuelle varmepumper i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

År	Antal (stk.)
2020	157.000
2030	434.000
2040	723.000

Tabel 9 Elforbrug til individuelle varmepumper omregnet til antal varmepumper. Antallet er et skøn, som er underlagt forsimplede antagelser.

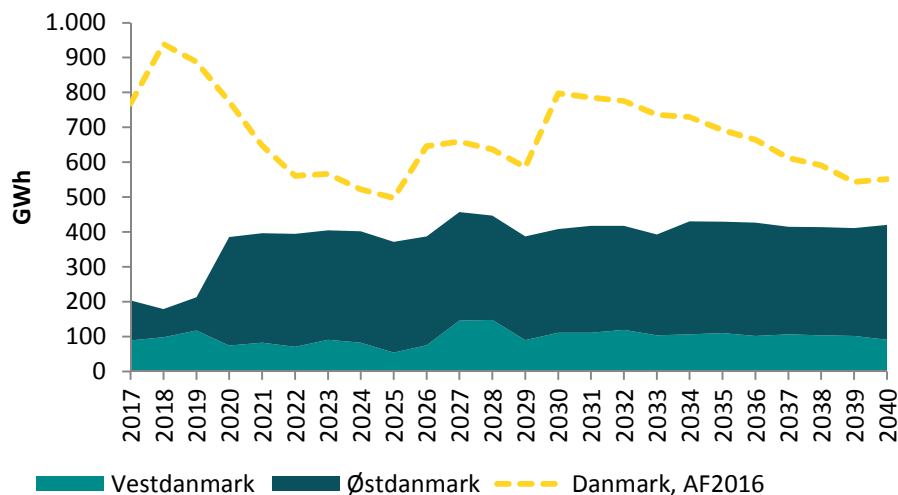
7.3 Elkedler

Primo 2017 er der en installeret elkapacitet på 590 MW elkedler i Danmark, fordelt på 455 MW i Vestdanmark og 135 MW i Østdanmark. Energinet forventer yderligere 50 MW i løbet af 2017 i Vestdanmark og 120 MW i løbet af 2018 i Østdanmark, jf. Figur 15.



Figur 15 Forventet udvikling i elkapacitet for elkedler sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

Energinet udarbejder ikke en fremskrivning af elkedler, men baserer udelukkende ny kapacitet på projekter i pipeline. Elforbruget er dannet på baggrund af simuleringer i beregningsmodellen Sifre [16], hvor elkedlerne indgår i samspil med resten af energisystemet beskrevet i analyseforudsætningerne. Det beregnede nettoelforbrug fremgår af Figur 16. Resultaterne indikerer, at benyttelsestiden for elkedler er noget lavere i Vestdanmark (ca. 100-200 timer) end i Østdanmark (ca. 1.200 timer). Dette kan til dels skyldes, at simuleringen af energisystemet ikke fanger de perioder, hvori elkedler i praksis opererer.



Figur 16 Forventet årligt nettoelforbrug til elkedler i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

7.4 Transport

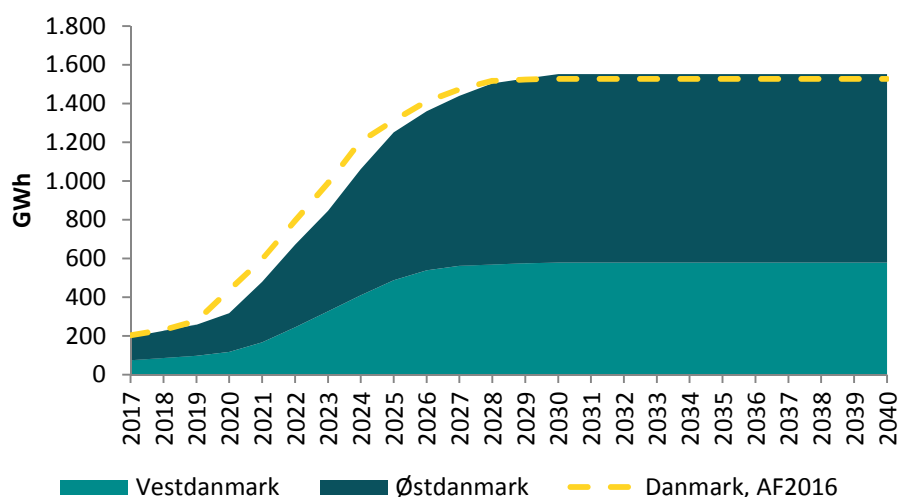
Den danske transportsektor består i dag af overvejende benzin- og dieseldrevne køretøjer og står potentielt over for en større omstilling til forbrug af el. Dette realiseres dels for jernbane-transport i form af Banedanmarks projekter for elektrificering af fjernbanen og dels for vej- og skibstransport i kraft af forventningerne til den teknologiske udvikling for batterier og eldrevne køretøjer generelt. Fremskrivningen af elforbruget til transport er essentielt, men samtidig

også behæftet med store usikkerheder, da både teknologien og rammebetingelser er i en kraftig udviklingsfase.

7.4.1 Elektrificering af fjernbanen og Femernforbindelsen

Energinet koordinerer løbende idriftsættelsestidspunkter for de enkelte tilslutningspunkter på transmissionsnettet med Banedanmark, og det er primært justeringer til disse oplysninger, som har givet anledning til mindre ændringer af elforbruget til elektrificering af fjernbanen og Femernforbindelsen i år. Femernforbindelsen er ikke Banedanmarks ansvar, og data er her p.t. Energinets bedste bud.

Elforbruget, som fremgår af Figur 17, indeholder kun eksisterende og nyt elforbrug til fjernbanen (og ikke elforbrug til S-banen og metroen). Elforbruget er beregnet ud fra et estimeret effekttræk i de enkelte tilslutningspunkter, en antagelse om en lineær indfasningsperiode på fem år, samt en årlig benyttelsestid på 2.000 timer.



Figur 17 Forventet årligt nettoelforbrug til fjernbanen og Femernforbindelsen i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

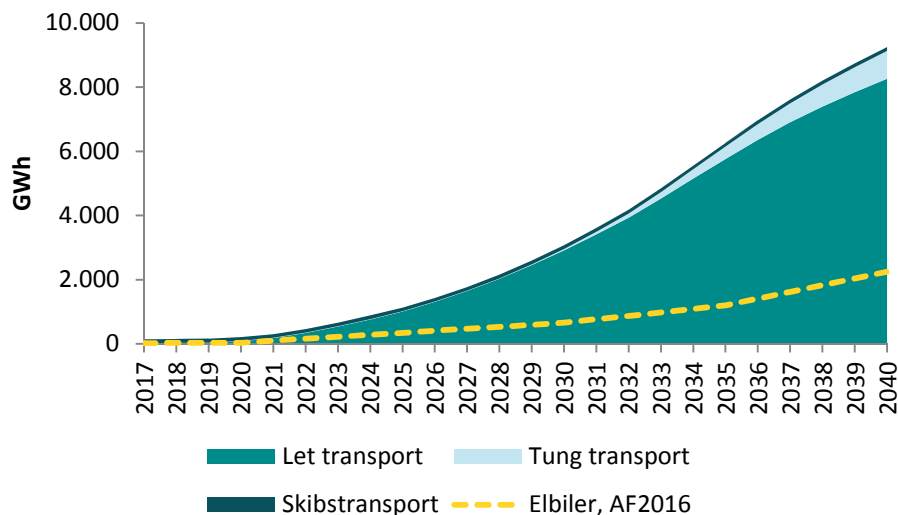
7.4.2 Vej- og skibstransport

Vej- og skibstransport inkluderer el til elbiler og opladningshybrider, el til busser og lastbiler samt el til indenrigsskibsfart.

Fremskrivningen af forbruget af el til transport er resultatet af en ny analyse udarbejdet af Energinet [24]. Analysen baserer sig på principperne beskrevet i afsnit 1.3, og sammenligner el- og gastransport med konventionel benzin- og dieseldrevet transport. På den baggrund giver analysen "et bedste bud" på, i hvor stort et omfang transportsektoren vil gøre brug af el og gas.

Den nye analyse kommer frem til et større elforbrug – især i perioden efter 2020 – end tilfældet har været i tidligere års analyseforudsætninger. Dette forklares blandt andet ved, at fremskrivningen, som noget nyt, inkluderer el til opladningshybrider, el til tung transport og ladetab, men skyldes også en forventning om, at en øget elektrificering af især persontransporten bidrager til et øget elforbrug. Fremskrivningen er meget usikker, da den i høj grad afhænger af forventninger til kommende teknologi- og infrastrukturudvikling, samt individets holdning til den ændrede transportform.

Figur 18 viser det årlige elforbrug til transport fordelt på de tre kategorier: let transport, tung transport og skibstrafik. Den bagvedliggende analyse tager udgangspunkt i et transportbehov, men afhængigt af udskiftningen i bilbestanden kan forbruget til let transport skønnes til et antal elbiler i intervallerne angivet i Tabel 10. Omregningen er dog forbundet med en del forsimplede antagelser, og antallet bør derfor anvendes med forsigtighed.



Figur 18 Forventet årligt nettoelforbrug (inklusive ladetab) i fremskrivningsperioden til person- og godstransport samt indenrigsskibsfart sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

År	Antal (stk.)
2020	8.500-20.600
2030	417.000-795.000
2040	1.840.000-2.430.000

Tabel 10 Elforbrug til transport omregnet til et skønnet antal elbiler.

7.5 Store datacentre

Energinet er i 2017 i fuld gang med at færdiggøre en række tilslutninger af de første store datacentre i Danmark. Store datacentre er en ny forbrugergruppe, som er kendetegnet ved at have et særligt stort effektbehov til drift af it-udstyr. Tilstedeværelsen og sikringen af denne effekt i elsystemet har uægtelig betydning for Energinets planlægning og behandles af den grund særskilt i Energinets analyseforudsætninger.

Fremskrivningen af datacentrenes elforbrug er forbundet med en stor usikkerhed, hvilket skal ses i lyset af, at der endnu ikke findes statistikker om denne forbrugergruppe i Danmark. Fremskrivningen reflekterer derfor Energinets bedste bud og er udarbejdet på baggrund af en række konservative vurderinger og antagelser:

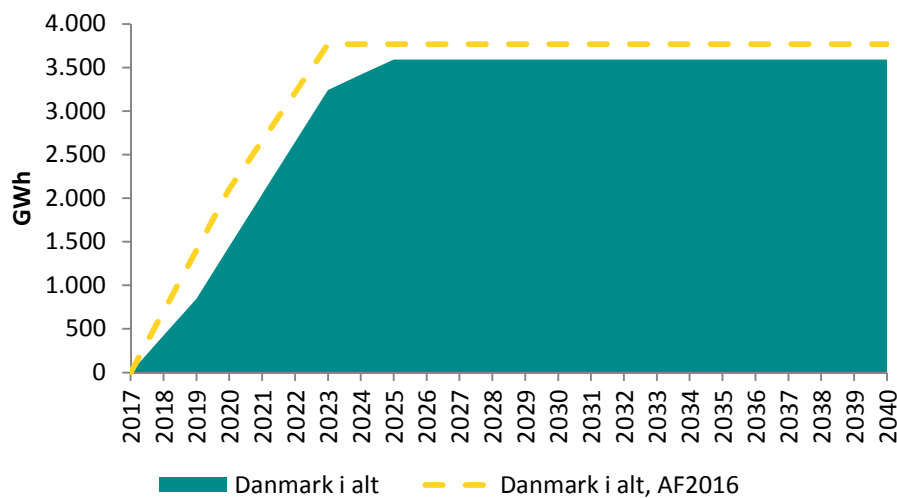
- Kun projekter, hvor der findes en tilslutnings- og etableringskontrakt, er medregnet i analyseforudsætningerne. Der er yderligere projekter i pipeline, men detaljer såsom placering (herunder hvilket land) og størrelse gør, at de er for usikre at planlægge efter.
- Alle datacentre antages opført i Vestdanmark på baggrund af datacentrenes høje krav til elforsyningssikkerhed og den historisk lave elpris.

- Datacentrene forventes at blive udbygget i etaper, hvilket gradvist øger effektbeholdet. Energinet har skønnet en lineær udbygningstid på fem år for alle datacentre.
- Elforbrugets profil er antaget at være konstant med en benyttelsestid på 8.760 timer. Der tages dermed ikke højde for udsving i elforbruget som følge af variationer i fx dataefterspørgsel eller døgn- og sæsonmønstre.

Energinet forventer at justere de ovenstående antagelser, efterhånden som datacentrene går i drift i de kommende år. Energinet er desuden både i løbende dialog med de enkelte forbrugere og i færd med at bestemme en metode til estimering af det kollektive fremtidige elforbrug til netop denne forbrugergruppe.

Grundet Energinets tilgang til fremskrivning af store datacentres elforbrug viser fremskrivningen en gradvis udbygning frem til 2025, hvorefter forbruget holdes konstant i den resterende del af fremskrivningsperioden. Dette forløb er ikke et udtryk for, at Energinet forventer udviklingen stopper efter 2025, men skyldes, at Energinet ikke har et tilstrækkeligt grundlag for at skønne en udvikling ud over de projekter, der på nuværende tidspunkt er vurderet sandsynlige.

Det samlede nettoelforbrug til store datacentre er estimeret til i 2025 at udgøre ca. 3,6 TWh i Vestdanmark og fremgår af Figur 19. Dette er ca. 0,2 TWh lavere end i sidste års analyseforudsætninger, hvor elforbruget i 2023 udgjorde ca. 3,8 TWh, og skyldes primært justeringer til projektporteføljen. Denne forskel betragter Energinet dog som marginal i forhold til den usikkerhed, der er forbundet med fremskrivningen.



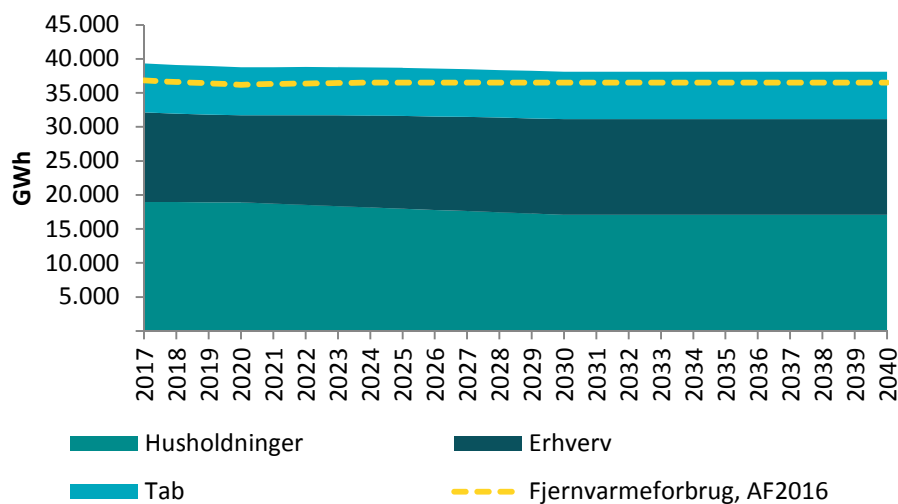
Figur 19 Forventet årligt nettoelforbrug til store datacentre i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

8. Fjernvarmeforbrug

Energinet udarbejder ikke fremskrivninger af fjernvarmeforbruget, men anvender Energistyrelsens fremskrivning af Danmarks fjernvarmeforbrug i Basisfremskrivning 2017 [13].

Udviklingen i fjernvarmen er væsentlig for Energinets planlægning, dels fordi kraftvarmeproduktionen udgør en stor del af både den danske elproduktion og det danske gasforbrug og dels på grund af den pågående elektrificering i varmesektoren. Det er derfor nødvendigt at repræsentere fjernvarmeområdernes varmebehov for på realistisk vis at afspejle energisystemet i Energinets beregningsmodeller.

Fjernvarmeforbruget er fremskrevet af Energistyrelsen til 2030, hvorefter Energinet har antaget et konstant forbrug frem til 2040. Fjernvarmeforbrugets fordeling i henholdsvis Øst- og Vestdanmark og i de enkelte varmeområder antages i analyseforudsætningerne at følge den historiske fordeling.



Figur 20 Det forventede fjernvarmeforbrug i perioden 2017-2040 sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016). Baseret på Energistyrelsens Basisfremskrivningen 2017 for 2017-2030. Efter 2030 antages forbruget konstant.

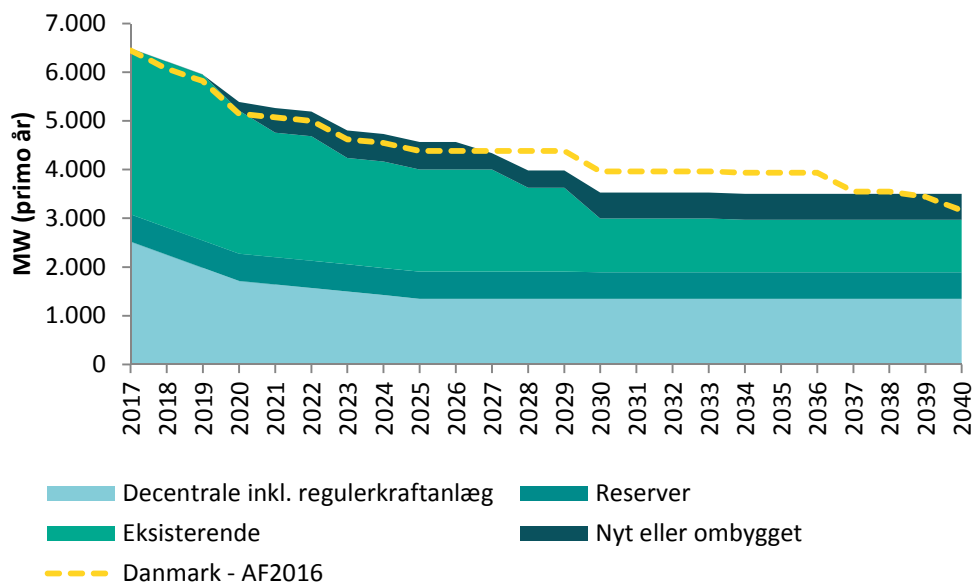
9. Produktionsanlæg

9.1 Kraftværker

Energinets fremskrivning af den centrale og decentrale kraftværkskapacitet bygger primært på de danske kraftværksejeres egne udmeldinger om planer for udbygning, ombygning (herunder levetidsforlængelse og/eller biomassekonvertering) og lukning.

For anlæg, hvor fremtidsplanerne er ukendte, har Energinet udarbejdet et skøn, hvilket naturligvis forbinder fremskrivningen med en hel del usikkerheder.

Figur 21 viser en oversigt over den driftsklare centrale og decentrale kraftværkskapacitet i fremskrivningsperioden. En detaljeret oversigt over den installerede produktionskapacitet opdelt i Vest- og Østdanmark findes i regnearket [1].



Figur 21 Energinets forventning til udviklingen i kraftværkernes nominelle elkapacitet i Danmark i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016). Kapaciteterne er opdelt efter eksisterende centrale anlæg, nye eller ombyggede centrale anlæg, centrale reserver og decentrale anlæg inklusive regulerkraftanlæg.

I den produktionskapacitet, der indgår i Energinets analyser, tages der hensyn til, at der for de fleste af anlæggene er forskel på anlæggenes nominelle ydeevne og den elproduktion, der i praksis er til rådighed. Blandt andet tages der højde for kraftvarmelevering ved at reducere anlæggenes nominelle ydeevne.

Ud over at dække forbruget medvirker produktionskapaciteten også til at dække behovet for systemydelse.

9.1.1 Centrale anlæg

Mange danske centrale kraftværker er i disse år enten i færd med eller planlægger biomassekonvertering af de gamle fossilfyrede blokke.

I Vestdanmark forventes arbejdet med ombygningen af Skærbækværkets blok 3 til træflisfyring at være færdig til næste varmesæson, mens Studstrupværkets blok 3 er blevet levetidsforlænget og konverteret til at fyre med træpiller i 2016. Herningværket er over flere omgange ombygget til primært at fyre med træflis, mens Fynsværkets blok 8 fyrer med halm.

I Østdanmark opføres i dag nye træflisfyrede biomasseanlæg på Amagerværket og Asnæsværket, som skal erstatte de eksisterende, kulfyrede blokke. Avedøreværkets blok 1 er omlagt til at fyre med træpiller i stedet for kul i 2016, mens både Amagerværkets blok 1 og Avedøreværkets blok 2 allerede er biomassefyrede. Rønneværket på Bornholm har ligeledes fået mulighed for at fyre udelukkende med træflis i modtryksdrift.

For anlæg, hvor fremtidsplanerne er ukendte, er udviklingen vurderet ud fra muligheden for at investere i nye anlæg eller levetidsforlænge på baggrund af de enkelte værkers varmegrundlag og forventede økonomi. En detaljeret beskrivelse af Energinets metode til vurdering af den centrale kraftværkskapacitet findes i baggrundsnotatet *Metode for Energinet.dk's forventninger til kraftværksudviklingen i Danmark* [25].

Energinet har i foråret 2017 opdateret vurderingen baseret på resultater fra Energinets beregningsmodel Sifre [16] med udgangspunkt i sidste års analyseforudsætninger. Dette har samlet set ført til en reduktion i den centrale elkapacitet på længere sigt sammenlignet med tidligere, jf. Figur 21. I vurderingen er der også taget højde for muligheden for at etablere en varmepumpe til at dække varmebehovet, som beskrevet i afsnit 7.2.1.

Reduktionen skyldes, at en stor del af værkerne forventes at omlægge til biobrændsel i perioden frem til 2040 med en lavere elkapacitet til følge, da fokus vil være på at levere billig og CO₂-neutral varme. Det er forudsat, at værkernes levetid som minimum forlænges med 15 år fra ombygningstidspunktet.

Fremskrivningen er i sin natur forbundet med meget stor usikkerhed, og den tager fx ikke højde for ændringer eller begrænsninger i kraftværkernes omgivelser, som kan have indflydelse på levetiden, medmindre der foreligger en endelig afgørelse. Derudover er der noget kapacitet, hvor det er usikkert, om kraftværket lukkes eller konverteres.

9.1.2 Decentrale anlæg

Den samlede installerede kapacitet på de decentrale kraftvarmeværker udgjorde primo 2016 ca. 2,5 GW fordelt på ca. 1.000 større eller mindre anlæg.

Det er meget uvist, hvordan udviklingen for de decentrale kraftvarmeanlæg vil ske. Meget afhænger af tilskudsordningen, som ophører ultimo 2018, og kommunale planer om fossilfri varmeproduktion. Derudover er mange af de decentrale værker ved at nå slutningen af deres levetid, hvilket betyder, at anlægsejerne står over for at skulle beslutte, om den nuværende kraftvarmeproduktion skal fastholdes i de kommende år.

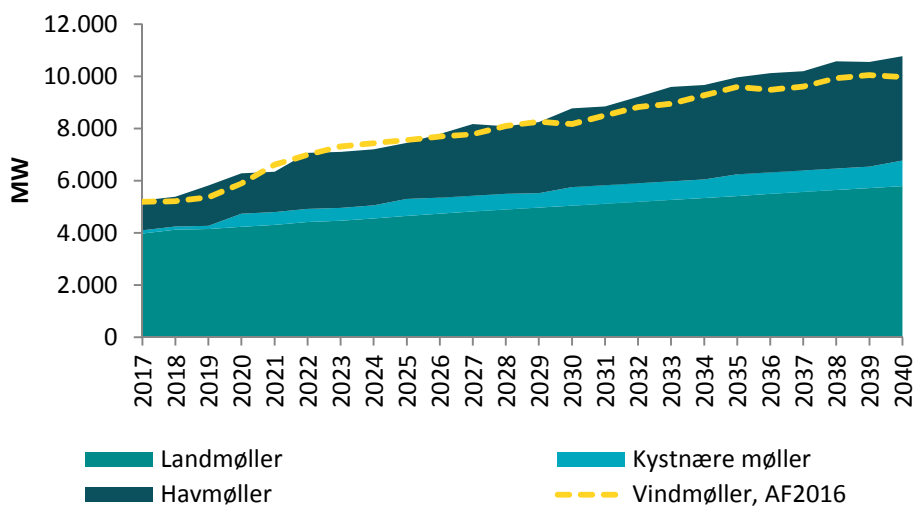
Energinet forventer en reduktion i den decentrale elkapacitet frem mod 2025 på knap 50 pct. Reduktionen skyldes primært lukning af mange små naturgasfyrede anlæg. På de større naturgasfyrede anlæg forventes det, at en hovedrenovering vil kunne betale sig og dermed medføre en levetidsforlængelse. Den affaldsfyrede kapacitet er antaget fastholdt, mens udviklingen for de øvrige decentrale anlæg antages at følge de naturgasfyrede anlæg.

9.2 Vindmøller

Det danske elsystem er i høj grad baseret på produktionen fra vindmøller. Der installeres fortsat betydelige mængder ny kapacitet, samtidig med at en del af den allerede installerede kapacitet når sin tekniske levetid. Fremskrivningen er derfor både en fremskrivning af opsætning og nedtagning af land-, kyst- og havmøller tilknyttet det danske elnet.

Forventningen til nedtagning er fastholdt fra sidste års analyseforudsætninger. Opsætningen er derimod justeret, så der installeres mindre kapacitet på land, men derimod mere kapacitet ved kyst og på hav. Samlet set er vindmøllekapaciteten på den lange bane en smule større end forventningen var i analyseforudsætningerne 2016.

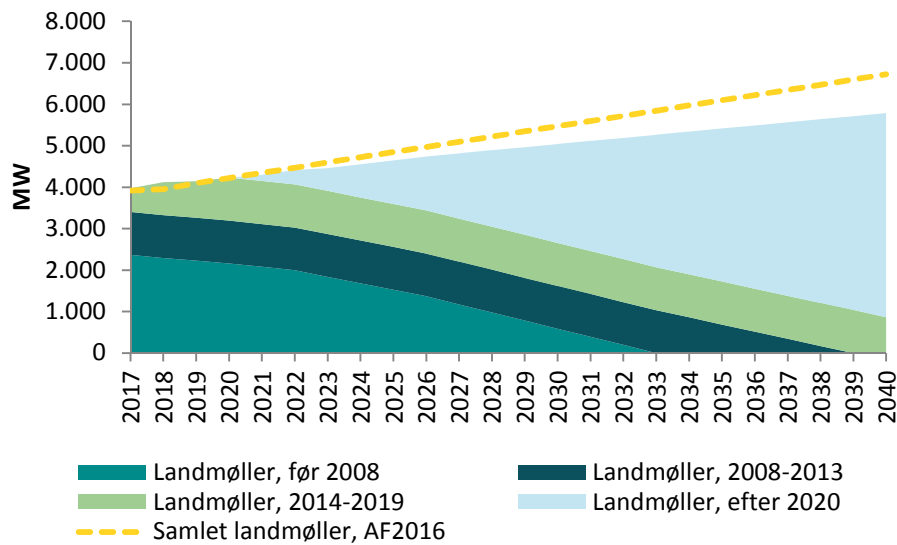
Figur 22 viser den forventede installerede kapacitet for landmøller, kystnære møller og havmøller i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger.



Figur 22 Forventet udvikling i kapaciteten for vindmøller sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

9.2.1 Landmøller

Figur 23 viser forventet installeret kapacitet af landmøller opdelt i forhold til opstillingsperiode. Til sammenligning er fremskrivningen i sidste års analyseforudsætninger også vist.



Figur 23 Forventet udvikling i kapaciteten for landmøller i forhold til opstillingsperiode, sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

Fremskrivningen af landmøller er meget usikker. Den nuværende landmøllestøtte på 25 øre/kWh oven i markedsprisen i ca. syv år udløber pr. februar 2018, og der er ikke taget politisk beslutning om en fremtidig støttemodel for landmøller. Energinet forventer, at den kommende støttemodel bliver en form for udbudsmodel – eventuelt med undtagelse for små parker med seks møller eller færre. Det er stadig usikkert, hvornår en endelig politisk beslutning om et nyt støttesystem for landmøller foreligger, og det er derfor ikke utænkeligt, at der kan komme en periode fra den gamle model udløber i februar 2018, til en eventuel ny støttemodel træder i kraft. Dette er reflekteret i analyseforudsætningerne gennem en mindre udbygning af landmøller i den nærmeste årrække.

På den lange bane er fremskrivningen reduceret i forhold til analyseforudsætningerne 2016. Dette skyldes især de betydelige prisreduktioner på både havmøller, kystnære møller og store solcelleprojekter, vi har set i Danmark i 2016, som viser, at der er kommet økonomisk realistiske alternativer til et stort antal landmøller fremadrettet.

Nedtagningstakten for landmøller er identisk med sidste års fremskrivning og bygger på hovedforløbet i Energinets analyse af nedtagning af gamle landmøller fra foråret 2016 [26]. Den faktiske nedtagning i 2016 matchede meget godt forventningen i sidste års analyseforudsætninger.

Der forventes en vis bufferkapacitet i forhold til nettoopsætningen, så en mindre bruttoopsætning end antaget i analyseforudsætningerne i nogen grad vil udlignes af en tilsvarende lavere nedtagning af gamle møller. Fremskrivningen af den akkumulerede landmøllekapacitet forventes således mere robust end fremskrivningen af bruttoopsætningen isoleret set.

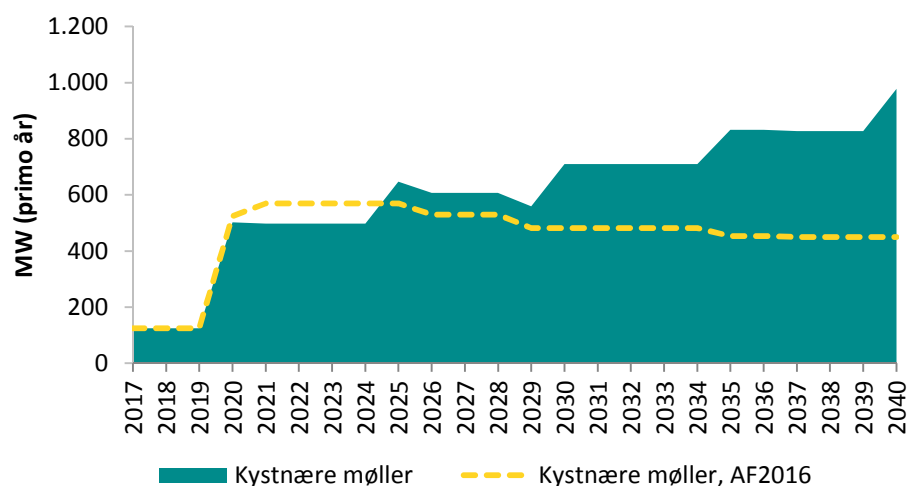
Tabel 11 viser den forventede opsætning af landmøller i årene frem til og med 2040 med angivelse af de væsentligste antagelser og afgørende faktorer.

Periode	Mængde (MW/år)	Baggrund
2017	220 (brutto)	Flest mulige vedtagne projekter i pipeline antages realiseret under den gamle støtteordning.
2018	95 (brutto)	Kun meget få projekter idriftsat dette år efter februar 2018.
2019-2020	150 (brutto)	Fra 2019 antages en ny landmøllestøtteordning etableret. Opsætningen dækkes overvejende af udbud og eventuelt pulje til mindre projekter (seks møller eller færre).
2021-2022	200 (brutto)	Afhænger af hvilken kapacitet man ønsker at udbyde i forbindelse med perioden for en ny energiaftale. Kapaciteten inkluderer en formodning om, at en del projekter kan finansieres uden om et statsligt støttesystem.
2023-2025	250 (brutto)	En vis sandsynlighed for cross-border projekter (som følge af EU's vinterpakke) samt en forventning om billigere landmøller (så flere projekter realiseres uden statslig støtte) øger opsætningen i denne periode i forhold til årene før.
2026-2040	75 (netto)	Det forventes, at landmøller i stadig større grad vil kunne klare sig helt uden støtte. Det er derfor i højere grad befolkningsviljen til landmøller og merprisen for mindre landskabsændrende alternativer som havmøller og solceller, der kan forventes at afgøre udbygningstakten.

Tabel 11 Forventet opsætning af landmøller i fremskrivningsperioden, med angivelse af afgørende faktorer for opsætningen det/de pågældende år.

9.2.2 Kystnære møller

Figur 24 viser installeret kapacitet af kystnære møller i fremskrivningsperioden sammenlignet med fremskrivningen i sidste års analyseforudsætninger.



Figur 24 Forventet udvikling i den samlede kapacitet for kystnære møller sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016)

Distinktionen mellem kystnære møller og havmøller er lidt arbitrær. Historisk kan det give god mening, at de små mølleparker meget tæt på land i størrelsesordenen 4-40 MW og med direkte ilandføring har fået sin egen betegnelse. Men som man kan se med de statsligt udbudte kystmølleprojekter, der blev vundet af Vattenfall med Vesterhav Syd (170 MW) og Vesterhav Nord (180 MW) i 2016, kan omkostningseffektive kystnære mølleparker sagtens være i samme størrelsesorden som havmølleparker. Betegnelsen havmølleparker i Danmark har desuden

historisk betydet statsligt udbudte parker med ilandføring og offshore transformerstation forestået af Energinet på vegne af staten.

Den historisk mere tydelige forskel mellem kystnære mølleparker og havmølleparker kan fremadrettet forventes at blive mere sammenflydende. Der er i årets analyseforudsætninger ikke lagt op til en gennemgående ny terminologi for kystnære møller, men den tidligere betegnelse "Kystnære møller uden for udbud" er blevet erstattet af "Kystnære møller (kommunalt/lokalt forankret)".

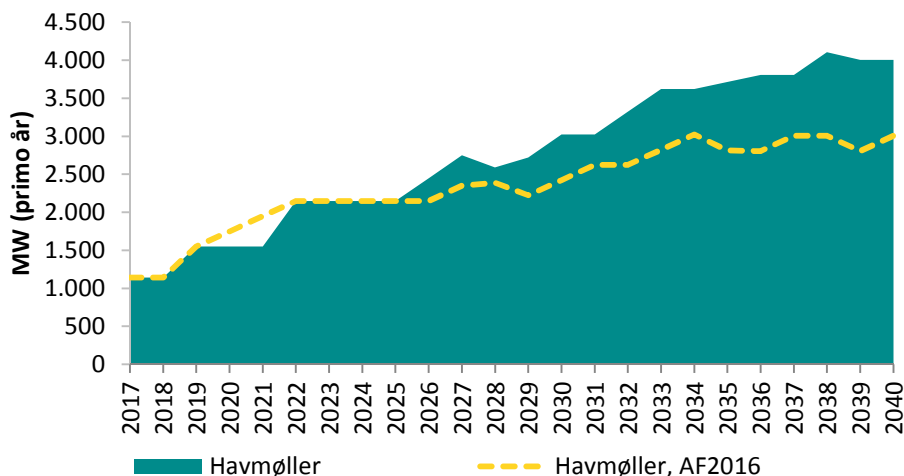
Kystnære møller opjusteres i forhold til sidste år. Det sker med 100 MW nye møller i Østdanmark og 50 MW nye møller i Vestdanmark i hvert af årene 2025, 2030, 2035 og 2040. Opjusteringen sker netop i kategorien "Kystnære møller (kommunalt/lokalt forankret)". Her forventes specielt Københavns Kommune gennem HOFOR at afsøge muligheden for større kystnære parker i Øresund omkring København. I Vestdanmark har Sønderborg planer på tegnebrættet – og med nye, lavere priser på havmøller, kan andre større kystkommuner også tænkes at få interesse i lokale "kystnære" projekter.

Til gengæld synes det ikke længere realistisk, at de to gange 25 MW "Kystnære møller uden for udbud", som indgik på den forholdsvis korte bane i 2021 i sidste års analyseforudsætninger, vil blive realiseret, og medregnes derfor ikke længere.

Vurderingen er forbundet med store usikkerheder og afspejler en gennemsnitlig, sandsynlighedsvægtet forventning. Idriftsættelse hvert femte år i runde år (primo) er valgt, da det ofte er i disse runde år, at kommunerne har fastsat grønne målsætninger.

9.2.3 Havmøller

Figur 25 viser installeret kapacitet af havmøller i fremskrivningsperioden sammenlignet med fremskrivningen i sidste års analyseforudsætninger.



Figur 25 Forventet udvikling i den samlede kapacitet for havmøller, sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

Især de betydelige prisreduktioner på havmøller (og kystnære møller), der er observeret siden analyseforudsætninger 2016, har medført en opjustering af forventningerne til havmøller i forhold til fremskrivningerne sidste år.

De observerede prisreduktioner på havmøller i 2016, både i Danmark og nabolande, kommer også til at medføre en prisreduktion på havmøller i teknologikataloget, hvor afsnittet vedrørende havmøller er under opdatering i først halvår af 2017.

Som udgangspunkt er der ikke ændret ved antal og placering af havmølleparker i forhold til sidste års analyseforudsætninger, men alle havmølleparker efter Kriegers Flak er blevet fremrykket ét år, således at der efter Kriegers Flak når at blive fuldt idriftsat to havmølleparker frem til primo 2030. Denne fremrykning er fundet realistisk, da 2030 i løbet 2016 er blevet et væsentligt år for energipolitiske målsætninger i forhold til udbygning af vedvarende energi. Der forventes således en ny havmøllepark hvert tredje år fra primo 2027 og fremefter.

Kapaciteten på de fremtidige havmølleparker efter Kriegers Flak er ligeledes blevet opjusteret i forhold til sidste års analyseforudsætninger, således at alle havmølleparker efter Kriegers Flak antages at have en størrelse på 600 MW.

Regeringen har varslet en opdateret analyse på fremtidige placeringer af havmølleparker. Energinet afventer denne rapport, inden eventuelt nye placeringer af havmølleparker inkluderes i analyseforudsætningerne.

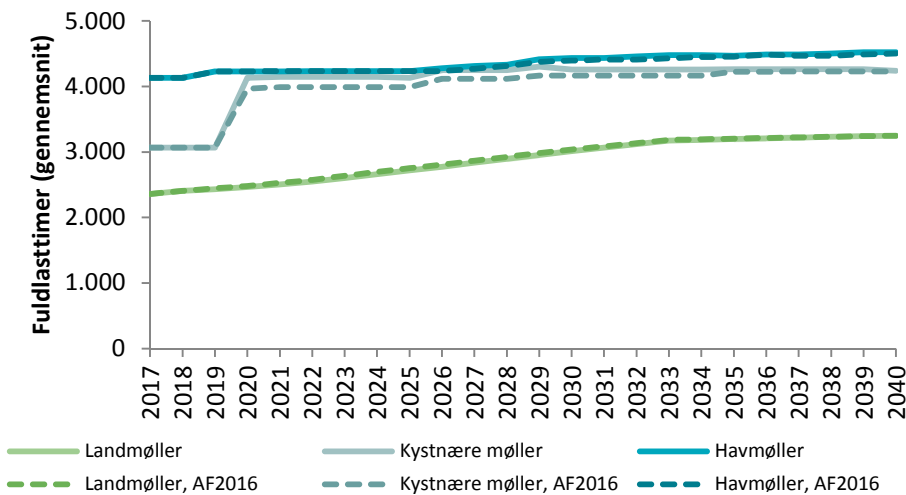
9.2.4 Fuldlasttimer

For at kunne regne forventet kapacitet om til produceret energi er det nødvendigt med et estimat for antallet af fuldlasttimer for de forskellige vindmøllekategorier.

Antallet af årlige fuldlasttimer (eller den årlige kapacitetsfaktor) for vindmøller afhænger primært af, hvor stor mængde vindenergi der i et normalår rammer møllevingernes omskrevne areal i forhold til kapaciteten på vindmøllens generator. Moderne vindmøller har typisk flere fuldlasttimer end ældre møller på samme placering. Primært på grund af højden (højere vindhastigheder) og længere vinger i forhold til generatorstørrelse.

For allerede opstillede vindmøller bliver fuldlasttimerne estimeret ud fra den historiske produktion, hvor der korrigeres til et vindmæssigt normalår. For fremtidige vindmøller, estimeres fuldlasttimerne ud fra forventet placering og forventet fremtidigt mølledesign, jf. teknologikataloget. Antallet af fuldlasttimer for de forskellige vindmøllekategorier er identisk med sidste års analyseforudsætninger, hvor der blev foretaget en større intern analyse af de benyttede fuldlasttimetal.

Figur 26 viser udviklingen i analyseforudsætningernes gennemsnitlige årlige fuldlasttimer for en møllekategori. For alle møllekategorier er forventningen, at de gennemsnitlige fuldlasttimer stiger med årene, efterhånden som møllebestanden udskiftes med nyere og større møller.



Figur 26 Skønnet antal fuldstimer for landmøller, kystnære møller og havmøller i frem-skrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016). Timerne angiver et årligt gennemsnit for en mølle i hver af de tre møllekategorier.

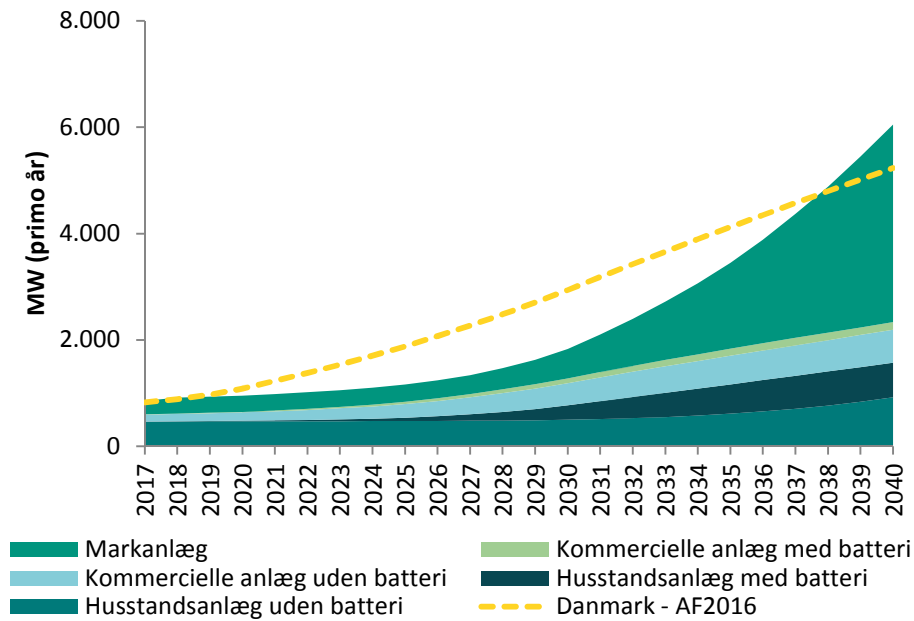
9.3 Solceller

I Danmark er der pr. 1. januar 2017 installeret ca. 850 MW solceller [27]. Mange af disse solceller er små husstands anlæg, som grundet en gunstig subsidieordning blev installeret i perioden 2011-2013. Således var der installeret ca. 400 MW ultimo 2013. Ordningen blev ændret i december 2012, og solcellerne har i perioden frem til i dag haft en mindre stigning. Dette inkluderer en forholdsvis stor udbygning ultimo 2015, hvor 140 MW markanlæg blev installeret alene i sidste kvartal af året. I 2016 kom der netto ca. 70 MW solceller til. Denne noget moderate vækst skal ses i lyset af, at folketinget den 3. maj 2016 vedtog et lovindgreb, der lukkede den såkaldte 60/40-støtteordning til solceller [28], samt et lovindgreb igen d. 19. december 2016 [29] som medførte lukning af en ellers planlagt overgangsordning. Samlet blev der umiddelbart inden lukningerne søgt om støtte via de to ordninger til opførelse af i alt ca. 5 GW solceller.

Derudover oplever solcellerne et stort teknologiprisfald med en forventet reduktion i produktionsomkostningerne på et solcelleanlæg frem mod 2030 på ca. 30 pct. [30].

Fremskrivningen af den forventede udvikling i solcellekapaciteten er i år opdateret med udgangspunkt i en analyse udarbejdet af Energinet i 2016, der belyser udviklingen i solceller og batterier frem til 2040 [31]. Analysen baserer sig på principperne beskrevet i afsnit 1.3. Fremskrivningen i analyseforudsætningerne er opdateret med diverse rettelser og tilføjelser til analysen.

Figur 27 viser den forventede udvikling i solcellekapacitet i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger.



Figur 27 Forventet udvikling i den samlede kapacitet for solceller i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

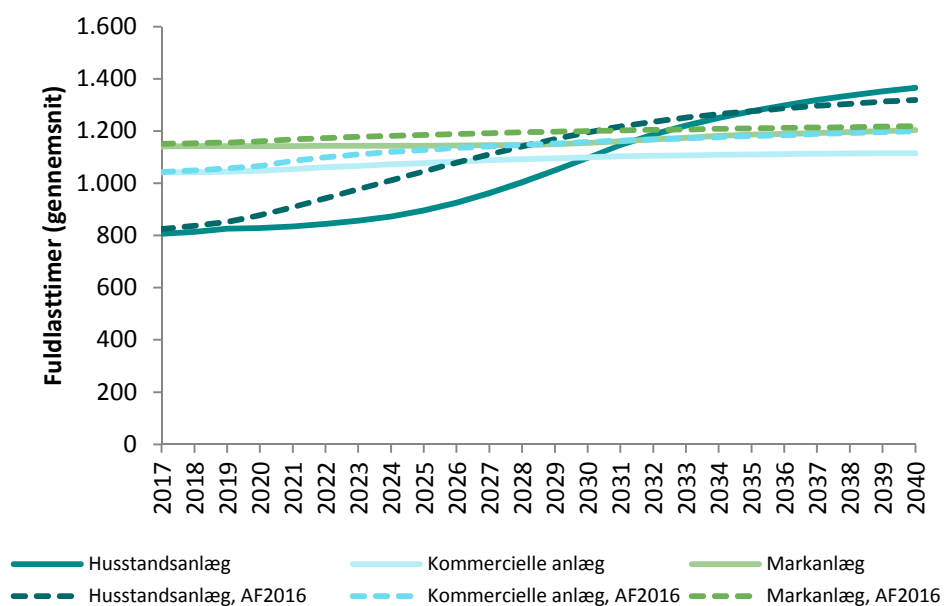
9.3.1 Fuldlasttimer

Som det er tilfældet for vindmøller, er det nødvendigt med et estimat for antallet af fuldlasttimer for de forskellige solcellekategorier.

Antallet af årlige fuldlasttimer for solceller afhænger primært af, hvor stor solindstrålingen forventes at være i et normalår. Moderne solceller har typisk flere fuldlasttimer end ældre solceller på samme placering. Dette skyldes primært forbedret teknologi, herunder en stadig stigende evne til at udnytte indirekte indstråling. Fremadrettet forventes det også, at inverteren vil indrettes således, at antallet af fuldlasttimer på det samlede anlæg øges. Dette gøres ved at installere flere solcellepaneler bag ved inverteren uden at øge inverterens kapacitet. Dette vil bidrage til en øget årsproduktion, uden at kapaciteten øges (da inverteren herved bliver en "flaskehals" på en skyfri sommerdag og dermed begrænser kapaciteten).

For allerede opstillede solceller bliver antallet af fuldlasttimer estimeret ud fra den historiske produktion. For fremtidige solceller estimeres fuldlasttimerne ud fra et forventet fremtidigt design, jf. blandt andet teknologikataloget.

Figur 28 viser analyseforudsætningernes gennemsnitlige antal årlige fuldlasttimer for danske solceller. For alle anlægsstørrelser er forventningen, at det gennemsnitlige antal fuldlasttimer stiger med årene, efterhånden som der investeres i flere nye solceller. For alle anlægsstørrelser er der anvendt konservative estimater for antallet af fuldlasttimer. Det ses, at især nye husstands anlæg udviser en stor stigning i antallet af fuldlasttimer. En lignende udvikling kan også vise sig at være tilfældet for både kommercielle anlæg og markanlæg. Imidlertid er datagrundlaget for disse anlægsstørrelser fortsat begrænset, hvorfor analyseforudsætningerne forudsætter en mere konservativ udvikling.



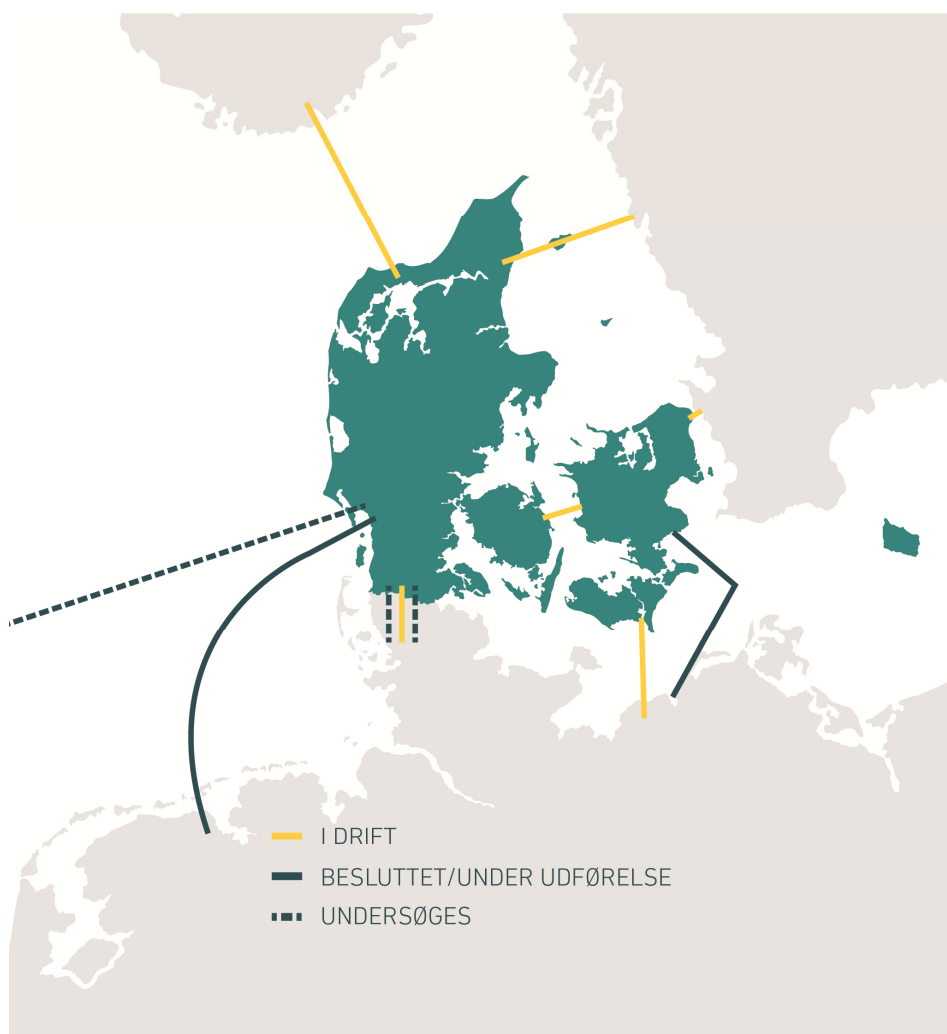
Figur 28 Skønnet antal fuldlasttimer for danske solceller i fremskrivningsperioden sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016). Timerne angiver et årligt gennemsnit for et anlæg i hver af de tre kategorier: husstands anlæg, kommercielle anlæg og markanlæg.

10. Udlandsforbindelser

Danmarks elsystem er i dag forbundet til Tyskland, Sverige og Norge, hvilket muliggør en optimal udnyttelse af produktionskapaciteten på tværs af de forbundne regioner. Forbindelserne har stor indflydelse på interaktionen mellem produktion og forbrug i de forbundne systemer. I fremtiden vil det danske elnet i endnu højere grad være forbundet til de omkringliggende lande.

I det følgende beskrives eksisterende og planlagte udlandsforbindelser mellem Danmark og Danmarks nabolande, som indgår i Energinets analyseforudsætninger. Værdierne for import- og eksportkapacitet udtrykker den maksimale handelskapacitet (maximum net transfer capacity, forkortet NTC) frigivet til markedet. De angivne kapaciteter tager derfor højde for nettab [32].

Figur 29 viser de eksisterende og planlagte danske udlandsforbindelser, som er inkluderet i analyseforudsætningerne inklusive Storebæltsforbindelsen.



Figur 29 Eksisterende og planlagte danske udlandsforbindelser inkluderet i Energinets analyseforudsætninger. Bemærk, at forbindelsen mellem Sverige og Bornholm ikke indgår i analyseforudsætningerne.

10.1 Udlandsforbindelser i Vestdanmark

Det vstdanske elsystem er forbundet med en vekselstrømsforbindelse til kontinentet, som drives som et synkront område med samme frekvens. Forbindelsen til Tyskland består af fire vekselstrømsforbindelser. Eksportkapaciteten er 1.640 MW, og importkapaciteten er 1.500 MW. Begrænsningen i importretningen skyldes, at en del af kapaciteten holdes utilgængelig for markedet, for det tilfælde at der sker udfald af andre dele af elsystemet, og der derfor bliver behov for at importere el fra Tyskland. I eksportretningen er kapaciteten begrænset af interne flaskehalse i det nordtyske elnet [33]. Begrænsningen kan variere kraftigt, og Energinet modellerer derfor flaskehalsen over tid. Metoden er beskrevet i et baggrundsnotat til analyseforudsætningerne [34]³.

Det vstdanske elsystem er forbundet til Sverige og Norge med jævnstrømsforbindelser. Forbindelsen til Sverige, Konti-Skan, består af to jævnstrømsforbindelser med en samlet eksportkapacitet på 740 MW og importkapacitet på 680 MW. Ud over dækning af nettab skyldes forskellen et hensyn til historiske dimensioneringskriterier i forhold til forsyningssikkerhed ved udfald af forbindelsen [32].

Forbindelsen til Norge, Skagerrak, består af fire jævnstrømsforbindelser. Forbindelsen blev udvidet i 2014, og den samlede kapacitet er nu 1.632 MW i begge retninger.

I fremtiden vil det Vstdanske elsystem i endnu højere grad blive forbundet til udlandet.

Energinet planlægger sammen med den hollandske TSO, TenneT, en elforbindelse til Holland, COBRACable, som vil komme til at bestå af en jævnstrømsforbindelse med en overføringskapacitet på 700 MW. Forventet idriftstagelse er i løbet af 2019, og første hele driftsår vil derfor være 2020.

Energinet har indgået et samarbejde med tyske TenneT TSO GmbH om en opgradering af den nuværende forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland. Dette skal øge overføringskapaciteten i begge retninger til 2.500 MW, og samtidig øge rådigheden på forbindelsen væsentligt. Udvidelsen forventes at have første hele driftsår i 2021. Det forventes, at der fortsat, i hele fremskrivningsperioden, vil være begrænsninger i eksportretningen grundet flaskehalse i det tyske net.

Sammen med National Grid Interconnector Holdings Ltd. planlægger Energinet etablering af en 1.400 MW jævnstrømsforbindelse til England. Projektet kaldes Viking-Link, og forbindelsen forventes at have første hele driftsår i 2023. Samtidigt planlægger Energinet i samarbejde med TenneT TSO GmbH etablering af Vestkystforbindelsen, som er en vekselstrømsforbindelse fra Endrup (øst for Esbjerg) til grænsen, der vil øge den maksimale handelskapacitet over den dansk-tyske grænse fra 2.500 MW til 3.500 MW. Viking-Link og Vestkystforbindelsen er gensidigt afhængige, og Vestkystforbindelsen forventes derfor ligesom Viking-Link at have første hele driftsår i 2023.

³ Den 14. juni 2017 indgik det danske Energi-, Forsynings- og Klimaministerium en aftale med det tyske Økonomi- og Energiministerium om et minimumsniveau for kapacitet til rådighed for handel på forbindelsen. Energinet undersøger, hvordan der i anvendelsen af analyseforudsætningerne skal tages højde for denne aftale.

10.2 Udlandsforbindelser i Østdanmark

Det østdanske elsystem er forbundet med en vekselstrømsforbindelse til det øvrige nordiske system, som drives som et synkront område med samme frekvens. Øresundsforbindelsen til Sverige består af seks vekselstrømsforbindelser med en samlet eksportkapacitet på 1.700 MW og en importkapacitet på 1.300 MW. Importkapaciteten er begrænset på grund af flaskehalse i det svenske net. Øresundsforbindelsen står i fremtiden foran en større renovering, da levetiden på kablerne er opbrugt. Det forventes ikke, at denne levetidsforlængelse vil få betydning for den langsigtede overføringskapacitet.

Det østdanske elsystem er desuden forbundet til Tyskland med en jævnstrømsforbindelse, Kontek, som har en eksportkapacitet på 585 MW og en importkapacitet på 600 MW. Forskellen i kapaciteten skyldes dækning af nettabet [32].

I fremtiden vil Østdanmark og Tyskland forbindes gennem verdens første havbaserede elnet på Kriegers Flak i Østersøen. Jævnstrømforbindelsen Kriegers Flak har en overføringskapacitet på 400 MW i begge retninger og forventes at have første hele driftsår i 2019. Forbindelsens eksport- og importkapacitet vil være begrænset af elproduktionen fra havmølleparken Kriegers Flak⁴.

Desuden er Bornholm forbundet til Sydsverige med en vekselstrømsforbindelse, som har en kapacitet på 60 MW i begge retninger. Denne forbindelse inkluderes normalt ikke i Energinets modelberegninger af Østdanmarks elsystem, og forbindelsen er ikke en del af analyseforudsætningerne.

10.3 Storebæltsforbindelsen

Vest- og Østdanmark er forbundet med en jævnstrømsforbindelse, Storebæltsforbindelsen. Forbindelsen er selvsagt ikke en egentlig udlandsforbindelse, da den forbinder de to danske prisområder. Dog drives den på samme måde og indgår også i markedet på de samme vilkår som de øvrige udlandsforbindelser. Storebæltsforbindelsen blev sat i drift august 2010. Kapaciteten fra Vest- til Østdanmark er 590 MW, og i modsat retning er kapaciteten 600 MW. Forskellen i kapacitet skyldes dækning af nettab [32].

⁴ Den danske havmøllepark på Kriegers Flak forventes at have en kapacitet på 600 MW, hvilket også er den maksimale overføring, som ilandføringen kan håndtere. De tyske havmølleparker har en kapacitet på ca. 340 MW, imens deres ilandføring muliggør overføring af op til 400 MW. Udlandsforbindelsen Kriegers Flak muliggør overføring af op til 400 MW mellem Østdanmark og Tyskland. Forbindelsens frigjorte handelskapacitet (time for time) bestemmes af restkapaciteten i ilandføringerne, når den forventede vindmølleproduktion er fraregnet [38].

11. Gasdata

Gasforbrug og -produktion står over for en omvæltning, i takt med at samfundet omstilles til vedvarende energikilder. Forbruget af fossil gas vil aftage, men samtidig vil produktionen af vedvarende gas stige. En fremskrivning af centrale gasdata er en forudsætning for, at Energinet kan være på forkant med de udfordringer, der opstår i denne omstilling. Gasdata er delt op i fire dele: forbrug, produktion, import og eksport, samt forbindelser til udlandet.

Energinets gasprognose i analyseforudsætninger fra 2016 er opdateret. En af de væsentligste ændringer skyldes DUC's (Dansk Undergrunds Consortiums) aftale fra 22. marts 2017 med regeringen om genopbygning af Tyra-feltet. Aftalen medfører, at al produktion fra Tyra og tilknyttede felter ophører i december 2019. Gasproduktionen forventes igen i drift i marts 2022.

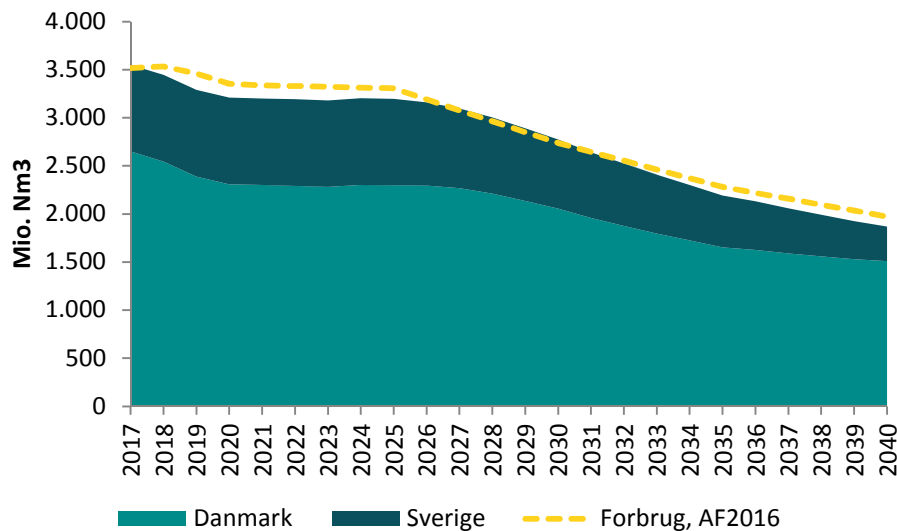
11.1 Forbrug

Gasforbruget i Danmark frem mod 2040 omfatter forbrug til el-, kraftvarme- og fjernvarme-produktion, individuel opvarmning i husholdninger, erhverv og transport. Sverige er afhængig af Danmark som gasleverandør, da den eneste gastransmissionsledning til Sverige er fra Danmark.

Naturgasforbruget og det samlede gasforbrug i Danmark forventes at være faldende i perioden, mens forbruget af gas baseret på vedvarende kilder (VE-gas) vil være stigende. I analyseforudsætningerne er angivet forbruget af naturgas og VE-gas (opgraderet gas til naturgaskvalitet) i det danske gassystem (Exit Zonen). Forbruget af naturgas i Nordsøen og forbruget af rå biogas (ikke opgraderet) medregnes ikke.

Fremskrivningen af gasforbruget til produktion af el, kraftvarme og fjernvarme er baseret på resultater fra Energinets beregningsmodel Sifre opstillet med analyseforudsætningerne. Gasforbruget til husholdninger og erhverv er baseret på Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 [13] samt Energinets analyser af gassens rolle i den grønne omstilling fra 2015 [35]. Transportsektorens gasforbrug er baseret på resultaterne i Energinets nye analyse af el og gas i transport [24]. Årsforbruget det første år i fremskrivningsperioden er fastlagt ved en prognose baseret på det faktiske forbrug i de første måneder af 2017.

Figur 30 viser gasforbruget i Danmark og Sverige i fremskrivningsperioden sammenlignet med fremskrivningen i analyseforudsætningerne 2016. Forbrugsfremskrivningen er generelt meget usikker.



Figur 30 Forventet gasforbrug i Danmark og Sverige, sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016).

På kort sigt forventes gas til el- og fjernvarmesektoren reduceret som følge af mulig lukning af decentrale værker. Tendensen kan modvirkes i nogen grad af lave gaspriser, men på længere sigt forventes omstillingen til vedvarende energi i el- og fjernvarmesektoren at resultere i et betydeligt lavere gasforbrug.

Gasforbruget til individuel opvarmning forventes svagt reduceret på kort sigt og frem til 2025-2030 grundet energibesparelser og konvertering til andre opvarmningsformer. Efterfølgende reduceres det yderligere i takt med omstillingen til vedvarende energi.

Erhvervslivets gasforbrug forventes at være stort set uændret de første 10 år, hvorefter omstillingen til vedvarende energi også her medfører faldende forbrug. Industriens anvendelse af gas er følsomt overfor konjunkturer og kan reduceres på grund af konvertering eller ændring i antallet af produktionsvirksomheder.

Der er væsentlig usikkerhed omkring udviklingen i transportsektoren. I henhold til Energinets nye analyse af el- og gasforbrug til transport vil gas til let og tung vejtransport vokse betydeligt frem til ca. 2030-2035. Gas til skibstransport vil være voksende i hele fremskrivningsperioden. Efter 2030-2035 vil gas til vejtransport aftage igen, i takt med at el bliver mere konkurrencedygtig.

Det svenske forbrug antages i perioden 2017-2025 at være lidt højere end på det nuværende niveau. Herefter antages det at falde blandt andet på baggrund af forventninger om øget produktion af biogas i Sverige ligesom i Danmark.

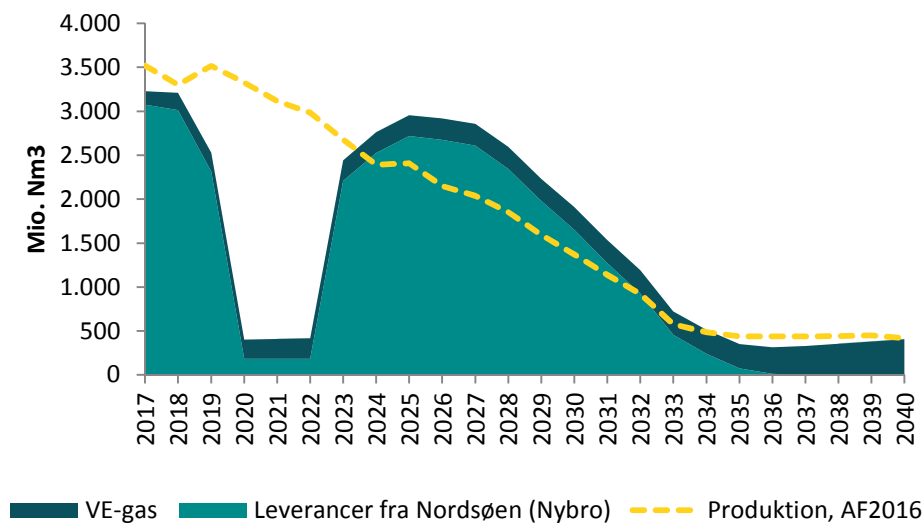
11.2 Produktion

Forventningen om genopbygning af Tyra-feltets anlæg i 2022 er afgørende for fremskrivningen af gasproduktionen.

De forventede leverancer fra Nordsøen er baseret på Energistyrelsens fremskrivning af Danmarks olie- og gasproduktion fra april 2017 [36]. Her forventes den samlede produktion af

naturgas (forventede reserver) i Nordsøen at være på niveau med i dag frem til 2019, hvorfra den forventes at være markant reduceret i årene efter. Fra Tyra-feltets genopbygning i 2022 stiger produktionen igen og forventes i perioder at overstige niveauet i dag. Fra 2027 aftager produktionen gradvist fremadrettet.

Forventningen til biogasproduktionen er afstemt med forventningen til det danske forbrug, der er vurderet på basis af Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 [13] samt Energinets analyser af gassens rolle i den grønne omstilling fra 2015 [35]. Eventuel fremtidig produktion af syntese-gas fra termisk forgasning samt elektrolyse-gas indgår ikke i analyseforudsætningerne.



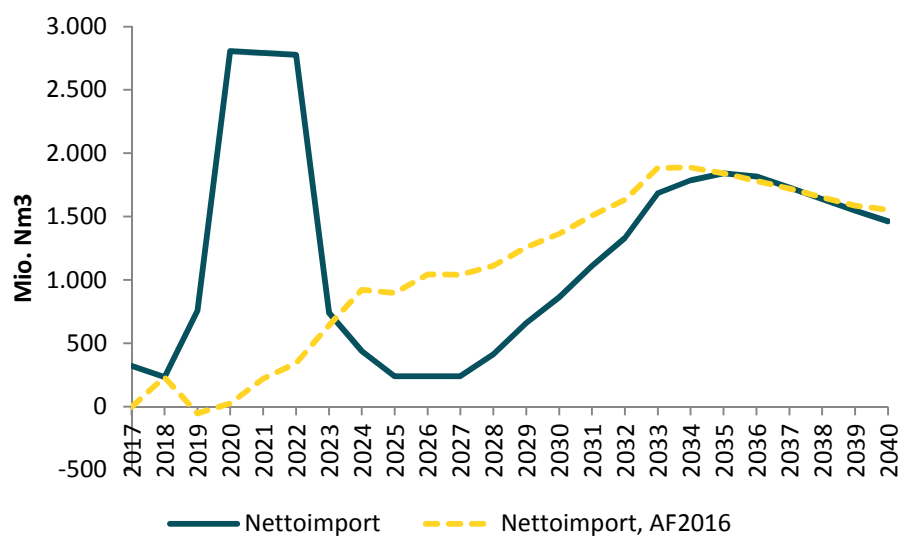
Figur 31 Forventet produktion fra Nordsøen og VE-gasser sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016). Figuren viser alene den del af VE-gas-produktionen (fx opgraderet biogas), der afsættes via gassystemet.

11.3 Import og eksport

Historisk har Danmark været nettoeksportør af gas, og det forventes at fortsætte. Med de nuværende tilgængelige ressourcer forventes Danmark at være nettoeksportør frem til 2032. I årene 2020 og 2021, mens renoveringen af Tyra-feltets anlæg pågår, forventes Danmark dog at være nettoimportør af gas.

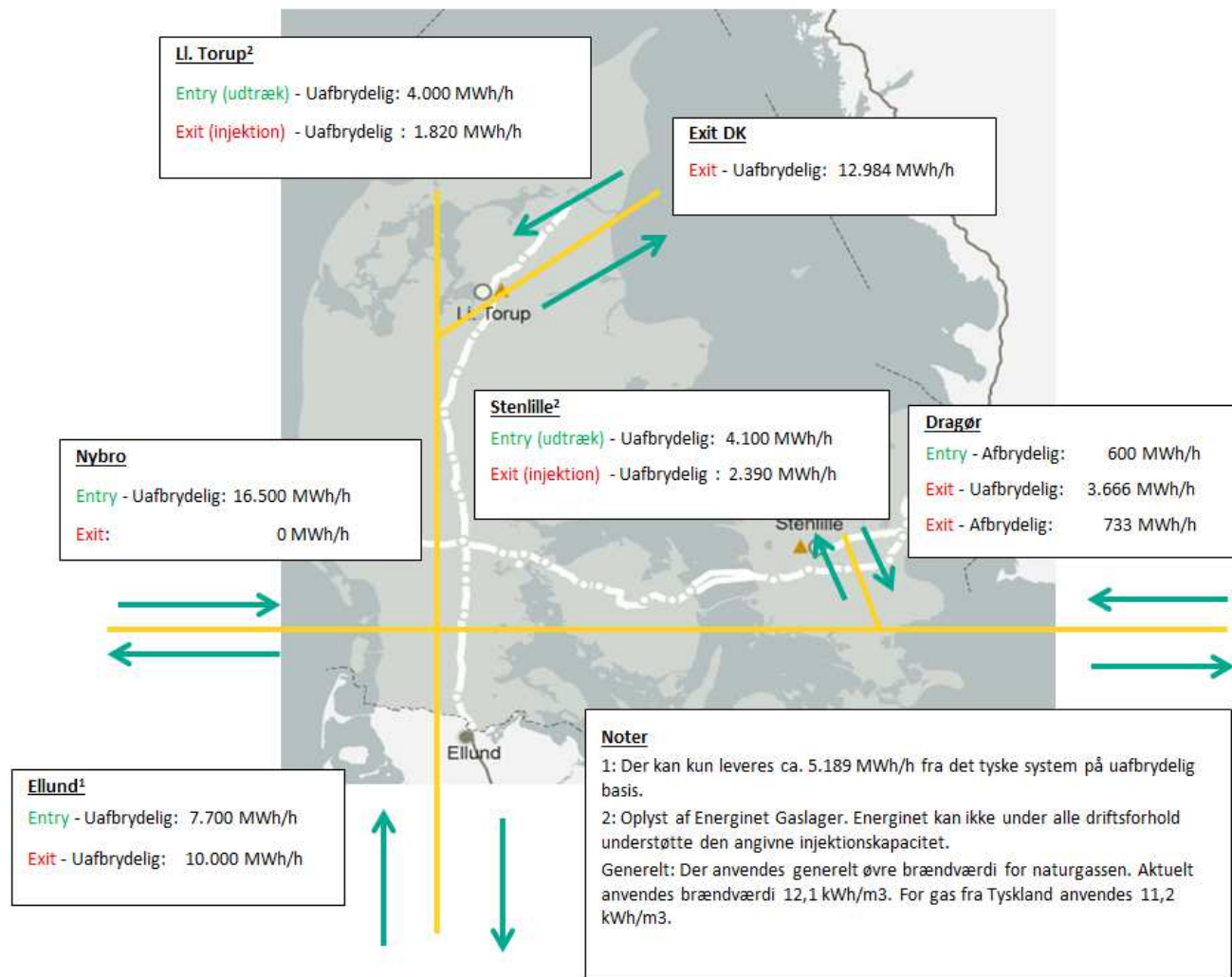
I år, hvor Danmark samlet set er nettoeksportør af gas, kan der stadig være perioder, hvor Danmark importerer gas. Som det har været historisk, forventes al import i fremskrivningsperioden at komme fra Tyskland.

Figur 32 viser den årlige balance for gasudveksling mellem Danmark og Tyskland. Positive værdier indikerer, at Danmark importerer mere gas i et givent år, end der eksporteres til Tyskland. Eksporten til Holland er ikke vist, da gasleverancer til Holland ikke influerer på det danske transmissionsnet. Det skal her bemærkes, at det er meget usikkert, hvorvidt eksporten af naturgas fra Nordsøen sker til Holland eller til Tyskland gennem Danmark.



Figur 32 Nettoimport af naturgas fra Tyskland i fremskrivningsperioden, sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2016). Positive tal indikerer import.

11.4 Gasforbindelser



Figur 33 Gasforbindelser i det danske gastransmissionssystem.

12. Netplanlægningsforudsætninger

12.1 Netplanlægningsmodeller

Med udgangspunkt i analyseforudsætningernes fremskrivninger af forbrug, produktionskapacitet og kapacitet til naboområderne fastlægges mere detaljerede lokale forhold til brug for netplanlægning. For hver enkelt station i transmissionsnettet fastlægges aktuel og fremskrevet indføddning og optag.

Transmissionsnettet planlægges på baggrund af effektbetragtninger. Det vil sige, at øjeblikssituationer med dimensionerede maksimale og minimale karakteristika skal fastlægges.

Analyseforudsætningerne omfatter såvel specificeret som uspecificeret forbrug og produktionskapacitet. De specificerede forudsætninger indeholder informationer om effektværdi og tilslutningspunkt, mens de uspecificerede forudsætninger er overordnede systemværdier.

De specificerede forudsætninger omfatter de centrale kraftvarmeanlæg, havvind og kystnær vindkraft, decentral kraftvarme, forbrug til store datacentre, forbrug til elektrificering af banen og udlandsforbindelser. Disse forudsætninger indgår uden yderligere behandling direkte i netplanlægningsmodellerne.

De uspecificerede forudsætninger omfatter:

- På forbrugssiden det grundlæggende forbrug der inkluderer det klassiske forbrug samt forbrug til individuelle varmepumper og elbiler.
- På produktionssiden vindkraft på land og solceller.

Hvad angår disse forudsætninger, er der fastlagt metoder for omregning til effektværdier og for fordeling ud på de enkelte stationer.

12.2 Fra energi til effekt

Netplanlægningen er baseret på effektbetragtninger fremfor energibetragtninger, for at få et billede af hvorledes transmissionssystemet kan blive påvirket til ethvert tidspunkt. I planlægningen anvendes en række effektbalancer ud fra forudsætninger om effektforsøg, -produktion og -overførsel via handelsforbindelserne. Det betyder, at energifremskrivningerne for forbruget skal omregnes til effektværdier. Der arbejdes både med en maksimal og minimal påvirkning på systemet fra effektforsøget.

Det antages, at det grundlæggende energiforsøg, der anvendes til beregning af effektværdier, omfatter det klassiske forbrug samt forbrug til individuelle varmepumper og 25 pct. af energiforsøget fra elbiler. I det østdanske energiforsøg er energiforsøget på Bornholm fratrasket.

12.2.1 Maksimalt effektforsøg

Det grundlæggende energiforsøg omregnes til en maksimal effektværdi ud fra en benyttelsestid, der er fastlagt ud fra historiske målinger af energiforsøg og det maksimale timeforsøg (MWh/h).

Den maksimale effektværdi, der anvendes til netplanlægning, repræsenterer en 10-års vinter, og den benyttelsestid, der anvendes til omregningen, er således den mindste værdi for de

seneste 10 år. Benyttelsestiden til beregning af maksimal effektværdi er uændret siden sidste år.

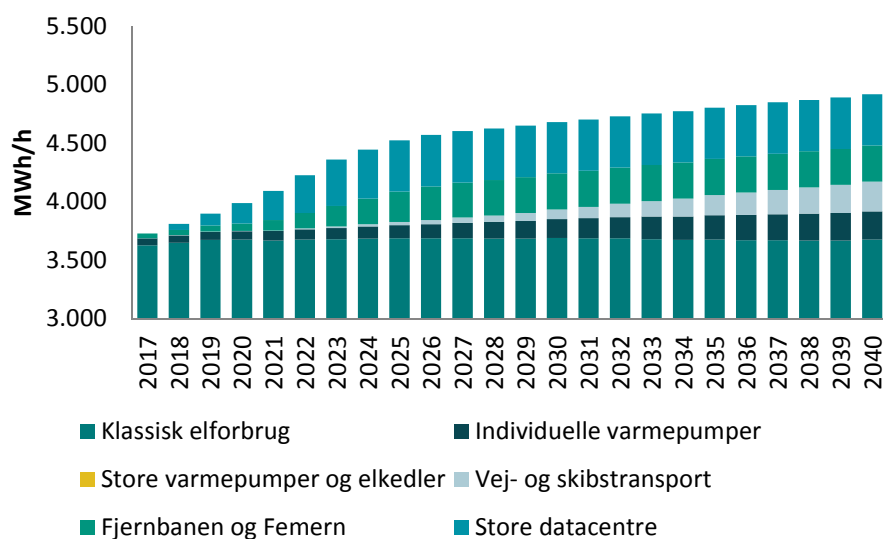
År	Vestdanmark			Østdanmark		
	Årsforbrug	Maks. effekt	Benyttelsestid	Årsforbrug	Maks. effekt	Benyttelsestid
	TWh	MWh/h	h	TWh	MWh/h	h
2007	21,6	3.767	5.733	14,5	2.669	5.438
2008	21,6	3.748	5.769	14,5	2.660	5.442
2009	20,6	3.677	5.590	14,1	2.614	5.375
2010	21,1	3.743	5.643	14,4	2.615	5.497
2011	20,7	3.665	5.650	13,9	2.556	5.434
2012	20,4	3.677	5.560	13,7	2.559	5.354
2013	20,1	3.563	5.643	13,5	2.521	5.341
2014	20,1	3.541	5.683	13,3	2.500	5.327
2015	20,3	3.427	5.925	13,3	2.337	5.695
2016	20,5	3.672	5.591	13,4	2.444	5.504
Benyttelsestid 2017			5.560			5.327

Tabel 12 Målinger af forbrug til beregning af benyttelsestid for fastlæggelse af det maksimale effektforbrug.

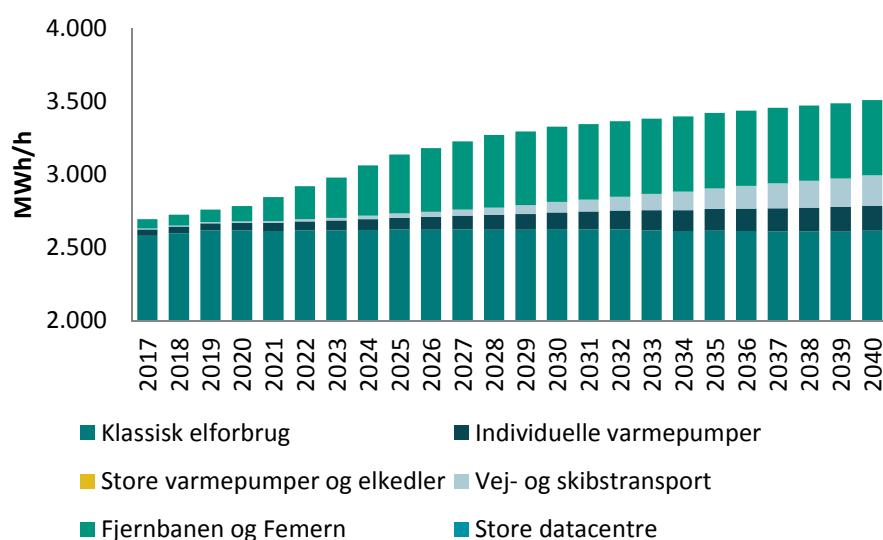
I omregningen til effekt tillægges endvidere 2 pct. til den maksimale effektværdi for at inkludere de effektspidser, der kan opstå indenfor den enkelte time.

Det øvrige forbrug omfatter forbrug fra de store datacentre, forbrug til jernbanen og forbrug til store varmepumper og elkedler. Forbruget til datacentre og jernbanen er specificeret med et maksimalt effekttæk og konkrete tilslutningspunkter. Benyttelsestiderne er henholdsvis 8.760 timer og 2.000 timer. Dette maksimale effekttæk antages at påvirke effektspidserne med 100 pct. Forbruget til store varmepumper og elkedler antages ikke at påvirke effektspidserne.

Udviklingen i den maksimale effektværdi til brug i planlægningen af transmissionsnettet fremgår af Figur 34 og Figur 35.



Figur 34 Udviklingen i det maksimale effektforbrug i Vestdanmark.



Figur 35 Udviklingen i det maksimale effektforbrug i Østdanmark.

12.2.2 Minimalt effektforbrug

Energifremskrivningen af det grundlæggende forbrug omregnes til en minimal effektpåvirkning ud fra en benyttelsestid, der er fastlagt ud fra historiske målinger af energiforbrug og det minimale effektforbrug (MWh/h). Den minimale effektværdi, der anvendes til netplanlægning, repræsenterer en 10-års sommer, og den benyttelsestid, der anvendes til omregningen, er den største benyttelsestid, der er beregnet for de seneste 10 år.

År	Vestdanmark			Østdanmark		
	Årsforbrug	Min. effekt	Benyttelsestid	Årsforbrug	Min. effekt	Benyttelsestid
	TWh	MWh/h	h	TWh	MWh/h	h
2007	21,6	1.384	15.608	14,5	915	15.857
2008	21,6	1.301	16.621	14,5	922	15.705
2009	20,6	1.266	16.234	14,1	892	15.747
2010	21,1	1.309	16.132	14,4	906	15.862
2011	20,7	1.306	15.857	13,9	897	15.490
2012	20,4	1.209	16.911	13,7	873	15.691
2013	20,1	1.353	14.857	13,5	898	15.001
2014	20,1	1.373	14.662	13,3	898	14.827
2015	20,3	1.365	14.878	13,3	886	15.021
2016	20,5	1.331	15.430	13,4	883	15.245
Benyttelsestid 2017			16.911			15.862

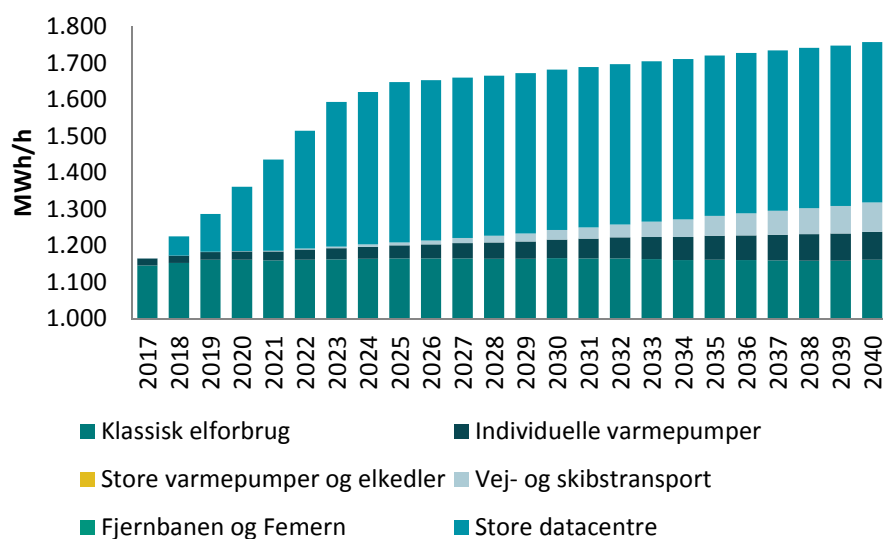
Tabel 13 Målinger af forbrug til beregning af benyttelsestid for fastlæggelse af det minimale effektforbrug.

Der har ikke tidligere været beregnet en benyttelsestid til fastlæggelse af minimal effektforbrug. Minimal effektværdien udgør historisk mellem ca. 35 pct. og 40 pct. af maksimalværdien.

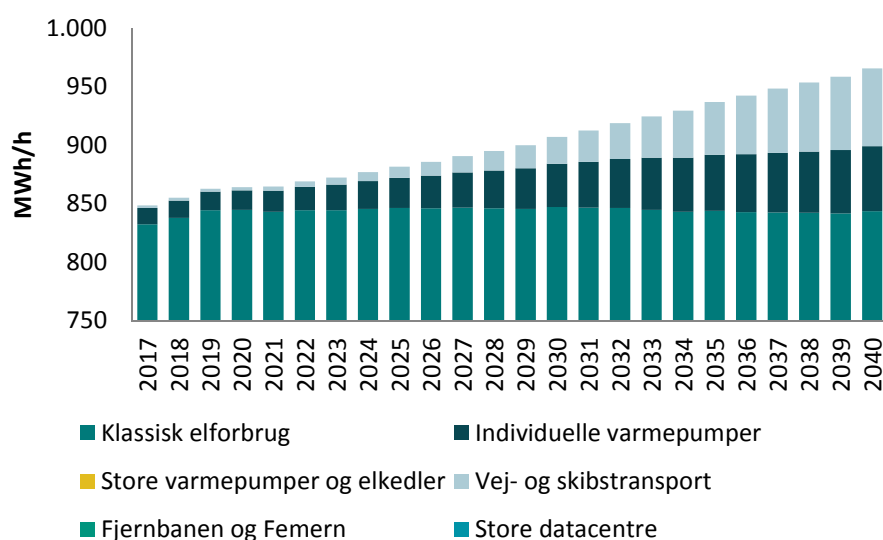
I omregningen til effekt fratrækkes endvidere 2 pct. fra minimumsværdien for at inkludere de udsving, der kan opstå indenfor den enkelte time.

Det øvrige forbrug omfatter forbrug fra de store datacentre, forbrug til fjernbanen og forbrug til store varmepumper og elkedler. Det maksimale effektræk fra datacentrene er altid til stede, mens effektrækket fra jernbanen kun har en benyttelsestid på ca. 2.000 timer. Derfor antages det, at det maksimale forbrug fra datacentre påvirker effektminimum, mens forbruget fra fjernbanen og Femernforbindelsen ikke gør det. Forbruget til store varmepumper og elkedler antages heller ikke at påvirke effektminimum.

Udviklingen i den minimale effektværdi fremgår af Figur 36 og Figur 37.



Figur 36 Udviklingen i den minimale effektpåvirkning i Vestdanmark.



Figur 37 Udviklingen i den minimale effektpåvirkning i Østdanmark.

12.3 Stationsområdeforbrug

Fastlæggelse af det uspecificerede forbrug på de enkelte stationer (stationsområdeforbruget) til netplanlægning sker i to skridt:

1. Fastlæggelse af udgangspunkt
2. Fremskrivning

Forbruget opgøres i MW og viser det stationsområdeforbrug, der forekommer, når områdeforbruget i henholdsvis Vest- og Østdanmark er maksimalt. Det vil sige, at det ikke nødvendigvis er stationens maksimale værdi.

12.3.1 Fastlæggelse af udgangspunkt

Metoderne for fastlæggelse af udgangspunktet er i øjeblikket forskellig i Vestdanmark og Østdanmark. Årsagen er primært, at der er forskellig adgang til målinger for beregning af stationsområdeforbruget. Fælles for metoderne er dog følgende:

- Når Energinet har fastlagt et bud på stationsområdeforbruget, sendes det til kvalitets-tjek hos de regionale netselskaber og justeres i henhold til eventuelle tilbagemeldinger.
- Stationsområdeforbruget er skaleret, så summen af alle er lig med det maksimale effektforbrug i henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark

I Vestdanmark er udgangspunktet for stationsområdeforbruget beregnet på baggrund af statistiske analyser af målinger 5 år tilbage. Derudover er den aktuelle sammensætning af forbrugstyper fastlagt pr station. Forbrugstyperne omfatter landbrug, industri, servicefag og hushold.

Det aktuelle stationsområdeforbrug i Østdanmark er fastlagt med udgangspunkt i værdierne fra de seneste netplanlægningsforudsætninger fra 2016.

12.3.2 Fremskrivning

Stationsområdeforbruget i Vestdanmark er fremskrevet med differentierede vækstfaktorer, bestemt af de enkelte stationers aktuelle sammensætning af forbrug til boliger, landbrug, industri, privat og offentlig service.

Fremskrivningen af stationsområdeforbruget i Østdanmark er opdelt i en fremskrivning for Københavnsområdet og en fremskrivning for det øvrige Sjælland.

I Københavnsområdet er der taget hensyn til nyt forbrug som følge af konkrete planer om byudvidelser. For resten af Sjælland fordeles fremskrivningen jævnt med en fælles vækstfaktor.

12.4 Produktionskapacitet

Den aktuelt installerede vindkraft hentes direkte fra målinger. Den lokale fremskrivning er baseret på en analyse af den tilgængelige plads til møllerne sammenholdt med den kompensationsbetaling, der skal betales for at etablere landmøllerne og den potentielle vindproduktion for placeringen. Det betyder, at udviklingen primært vil ske på områder langs den jyske vestkyst og på Lolland/Falster.

Den installerede effekt på solceller fordeles og fremskrives efter stationsområdeforbruget.

12.5 Opstilling af planlægningsbalancer

Til brug for netplanlægning anvendes en række foruddefinerede standard planlægningsbalancer, der sammen med Energinets netdimensioneringskriterier er nødvendige, når transmissionsnettets begrænsninger skal undersøges, og løsningsalternativers tilstrækkelighed vurderes. Planlægningsbalancerne understøtter analyser af nettets tilstrækkelighed under givne krav til forsyningssikkerhed, indpasning af vedvarende energi (VE) og markedsfunktion både systemmæssigt og lokalt.

Planlægningsbalancerne er opstillede med realistiske, men for systemet belastende, sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling med nabolandene. Sammensætningerne er identificerede ud fra statistiske analyser af vores markedsbalancer (beregnet ved hjælp af be-

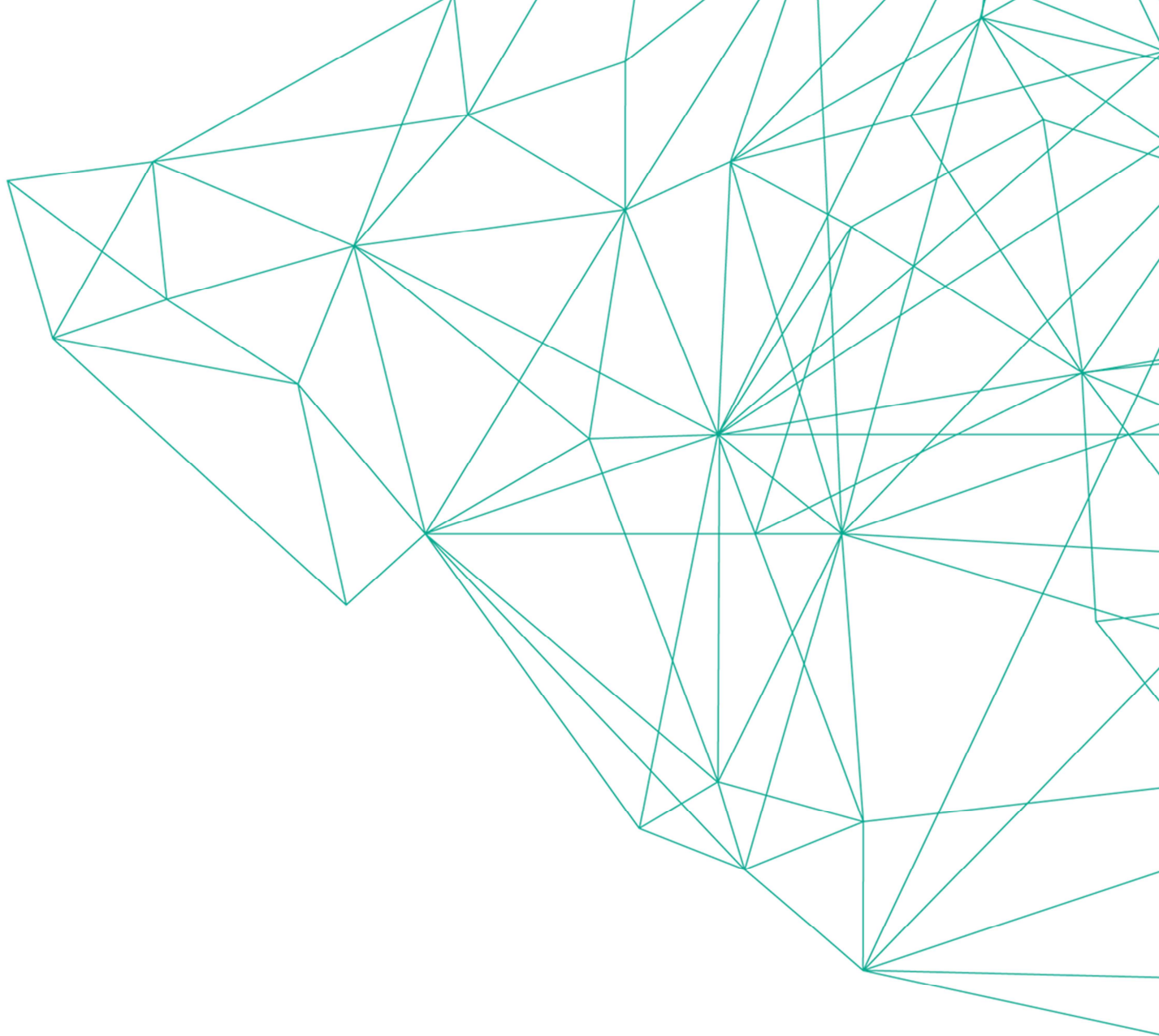
regningsmodellen Sifre), der indeholder en balance for hver time for et givent år. Standard balancerne er opdelt i system- og områdebalancer:

Udgangspunkt for systembalancer	Udgangspunkt for områdebalancer
- Forsyningssikkerhed, beskrevet ved situationer med et højt forbrug. - Udnyttelse og indpasning af VE, beskrevet ved situationer med stor produktion fra VE. - Udnyttelse af udlandsforbindelser, beskrevet ved situationer med maksimal transit gennem systemerne. - Sikring af Mvar-balancen, beskrevet ved en situation med lavt forbrug og stor decentral kraftvarmeproduktion.	- En generel stor indføddning i 400 kV-nettet og dermed store transporter fra transmissions- mod distributionsnettet. - En generel stor indføddning i distributionsnettet og dermed store transporter fra distribution- mod transmissionsnettet. - Områdespecifikke balancer med lokalt produktionsunderskud. - Områdespecifikke balancer med lokalt produktionsoverskud.

Referenceliste

- [1] Energinet, 2017. [Analyseforudsætninger - regneark](#)
- [2] Energistyrelsen, 2017. [Samfundsøkonomiske analysemetoder](#)
- [3] Finansministeriet, 1999. [Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger](#)
- [4] Finansministeriet, 2013. [Faktaark om ny og lavere samfundsøkonomisk diskonteringsrente](#)
- [5] Energistyrelsen, 2017. [Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner](#)
- [6] Energinet, 2016. [Hvad påvirker elpriserne i Danmark?](#)
- [7] International Energy Agency, 2016. [World Energy Outlook 2016](#)
- [8] Ea Energianalyse, 2014. [Update of Fossil Fuel and CO2 Price Projection Assumptions - Convergence Pathway](#)
- [9] Ea Energianalyse, 2014. [Welfare Economic Prices of Coal, Petroleum Products and Natural Gas - Update of Add-ons to International Forecasts for Projection of Danish Prices at Consumption](#)
- [10] Ea Energianalyse, 2013. [Analysis of biomass prices, future Danish prices for straw, wood chips, and wood pellets "Final Report"](#)
- [11] Ea Energianalyse, 2014. [Biomassepriser an forbrugssted](#)
- [12] Ea Energianalyse, 2016. [Socioeconomic biomass prices, Update of 2013 "Analysis of biomass prices" & 2014 "Biomassepriser an forbrugssted" reports](#)
- [13] Energistyrelsen, 2017. [Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017](#)
- [14] European Commission, 2017. [The EU Emissions Trading System \(EU ETS\)](#)
- [15] SKM Market Predictor, 29. Marts 2017. [SYSPOWER 3.0](#)
- [16] Energinet, 2017. [Energinets beregningsmodeller](#)
- [17] ENTSO-E, 2015. [Mid Term Adequacy Forecast - Previous Versions, SO&AF 2015](#)
- [18] ENTSO-E, 2016. [TYNDP2016 Market Modelling Data](#)
- [19] Energistyrelsen, 2010. [EMMA10, Energi- og miljømodeller til ADAM](#)
- [20] Danmarks Statistik, marts 2012. [ADAM - en model af dansk økonomi](#)
- [21] Energistyrelsen, november 2012. [Aftale af 13. november 2012 om energiselskabernes energispareindsats](#)
- [22] Dansk Energi, DONG Energy og Energinet, juli 2013. [Varmepumper i Danmark - Udviklingsforløb for omstillingen af oliefyr frem mod 2035](#)
- [23] Energinet, december 2015. [Udviklingsforløb for omstilling af individuelle opvarmningsløsninger frem mod 2035 v. 2.0](#)
- [24] Energinet, IKKE UDGIET. El og gas til transport
- [25] Energinet, august 2014. [Baggrundsnotat omhandlende metode for Energinet.dk's forventninger til kraftværksudviklingen i Danmark](#)
- [26] Energinet, juni 2016. [Nedtagning af gamle landmøller](#)
- [27] Energinet, 2017. [Data om energisystemet – Graf for solceller i Danmark](#)
- [28] Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, maj 2016. [Folketinget har vedtaget hasteindgreb mod solcelleordning](#)
- [29] Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, december 2016. [Overgangsordning for solceller suspenderes hurtigst muligt efter uventet stormløb på ordningen](#)
- [30] Energistyrelsen, 2015. [Teknologikatalog, Elproduktion - ikke termiske processer 2015](#)
- [31] Energinet, maj 2016. [Solceller og batterier i Danmark, version 2](#)

- [32] Energinet, 2014. [Nettab på udlandsforbindelser](#)
- [33] TenneT, juli 2012. [Determination of Transfer Capacity at trade relevant Cross-Border Interconnections of TenneT TSO GmbH](#)
- [34] Energinet, 2014. [Metode til at håndtere interne flaskehalse i Tyskland ved hjælp af Energinet.dk's markedsmodeller](#)
- [35] Energinet, november 2015. [Gassens rolle i omstillingen](#)
- [36] Energistyrelsen, 2017. [Ressourcer og prognoser 2016](#)
- [37] B. C. Twiss, 1992. Forecasting for Technologists and Engineers: A Practical Guide for Better Decisions, London: Peter Peregrinus Ltd.
- [38] Energinet, 2016. [Kriegers Flak](#)



ENERGINET

Energinet.dk
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Forfatter: JAE-KNY/DGR
Dato: 3. juli 2017
Revideret dato: 8. september 2017