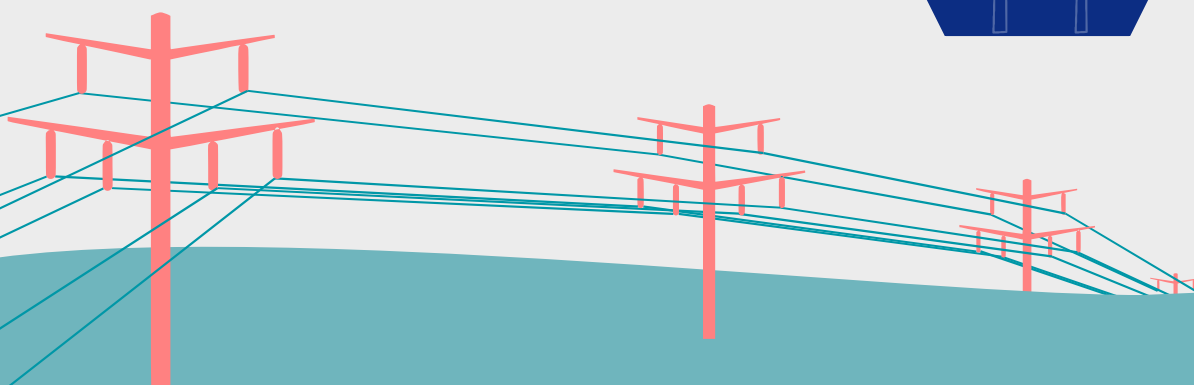
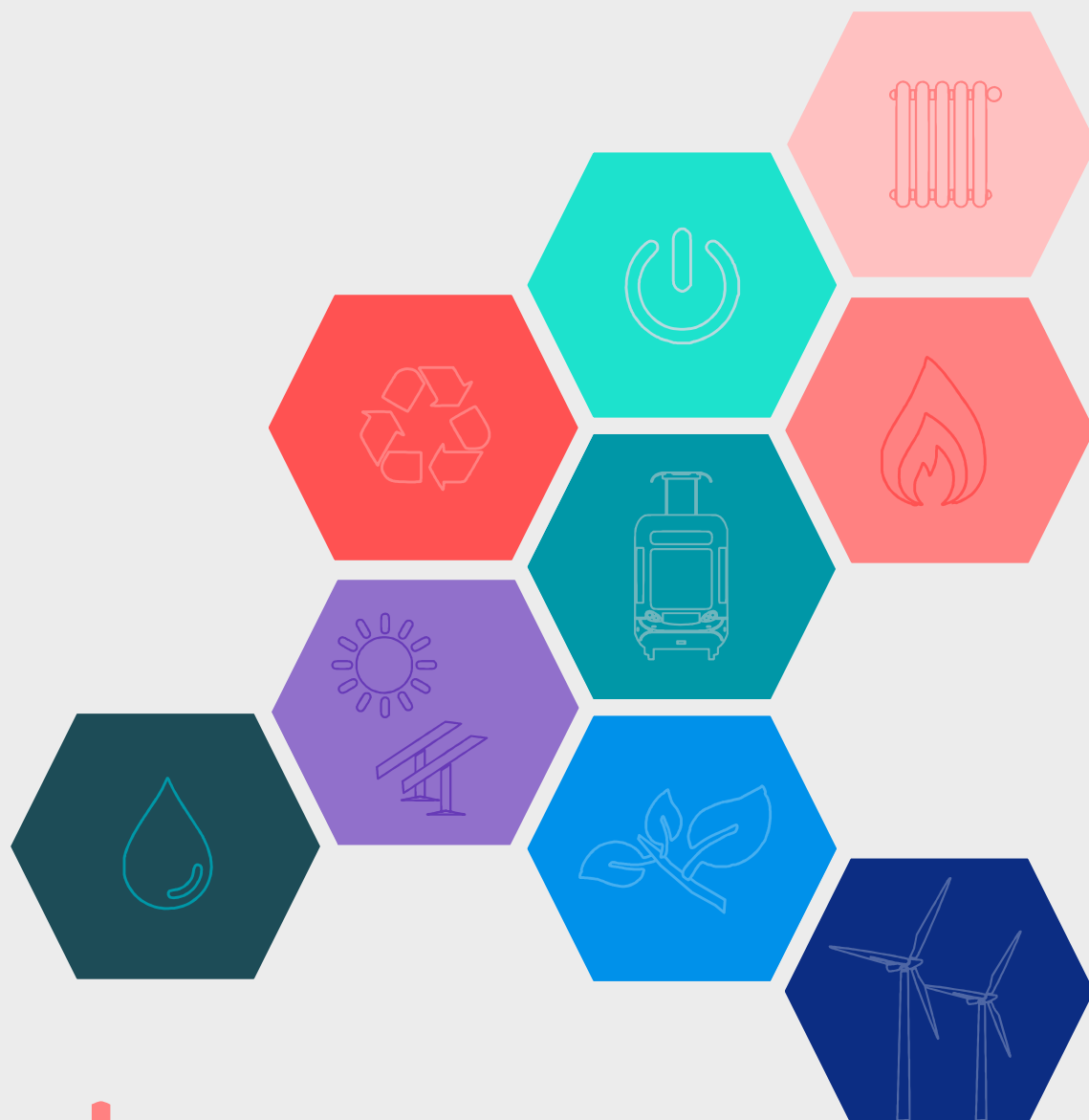




Energistyrelsen



ANALYSEFORUDSÆTNINGER TIL ENERGINET 2018

Analyseforudsætninger til Energinet 2018

Udgivet: November 2018 af Energistyrelsen, Amaliegade 44, 1256 København K

Telefon: 33 92 67 00, E-mail: ens@ens.dk, Internet <http://www.ens.dk>

Design og produktion: Energistyrelsen

ISBN: 978-87-93180-35-2

Indholdsfortegnelse

Forkortelser	4
1 Indledning og resumé	7
1.1 Baggrund og formål	7
1.2 Analyseforudsætningernes rækkevidde og forbehold	7
1.3 Tilgang til arbejdet med AF 18	8
1.4 Modelplatform	9
1.5 Indhold i analyseforudsætningerne	10
1.6 Resumé af nøgleforudsætninger	10
2 Økonomiske nøgletal og priser	16
2.1 Økonomiske nøgletal	16
2.2 Brændsels- og CO ₂ -kvotepriser	17
2.3 CO ₂ -kvotepriser	21
3 Elforbrug	23
3.1 Klassisk elforbrug	24
3.2 Varmepumper	26
3.3 Elkedler	29
3.4 Transport	30
3.5 Store datacentre	35
4 Effektforsøg	38
4.1 Fra energi til effekt	38
4.2 Metodeusikkerhed	43
5 Elproduktionskapacitet	44
5.1 Kraftværker	44
5.2 Vindmøller	48
5.3 Solceller	53
6 Fjernvarmeforbrug	57
7 Udlandsdata og el transmissionsforbindelser til udlandet	58
7.1 Geografisk afgrænsning	58
7.2 Elforbrug og produktionskapaciteter	59
7.3 Transmissionskapaciteter	60
8 Gasdata	64
8.1 Forbrug i Danmark	64
8.2 Forbrug i Sverige	65

8.3	Gasproduktion	66
8.4	Gasstrømme over landegrænser	68
8.5	Følsomheder	68
9	Gasforbindelser	71
	Referenceliste	72

Forkortelser

AF17	Analyseforudsætningerne 2017 (sidste års analyseforudsætninger udgivet af Energinet)
AF18	Analyseforudsætningerne 2018 (dette års analyseforudsætninger udgivet af Energistyrelsen)
BF17	Basisfremskrivning 2017 (sidste års basisfremskrivning)
BF18	Basisfremskrivning 2018
BID	"Better Investment Decisions" (model anvendt af Energinet til at simulere det samlede nordeuropæiske elsystem)
BNP	Bruttonationalprodukt
BSMMG	Baltic Sea Market Modelling Group
BVT	Bruttoværditilvækst er bruttonationalproduktet (BNP) fratrukket nettoafgifter. Det vil sige, at BVT udtrykker produktionens værdi ved fabrikkens port (før der bliver tillagt afgifter m.m.)
CIF	Cost, Insurance and Freight (importpris)
CCS	Carbon Capture and Storage
DK1	Vestdanmarks elprisområde
DK2	Østdanmarks elprisområde
DTU	Danmarks Tekniske Universitet
ENTSO-E	"European Network of Transmission System Operators for Electricity" - Den Europæiske Netværksorganisation for Systemoperatører
ENTSO-G	"European Network of Transmission System Operators for Gas" - Den Europæiske Netværksorganisation for Gasnetoperatører
EPT	Energiproducenttællingen
ESCO	Energy Saving Company
FLH	Full Load Hours (fuldlasttimer)
GJ	Giga Joule = 10^9 joule (J), energimåleenhed
GW	Giga Watt = 10^9 watt (W), effektmåleenhed
GWh	Giga Watt timer = 10^9 watttimer (Wh), energimåleenhed
HSDC	Hyper-Scale Data Center
IEA	"International Energy Agency" - Det Internationale Energiagentur
LTM	Landstrafikmodellen (Danmarks Tekniske Universitet)
MAF	"Mid-term Adequacy Forecast" - ENTSO-E
MW	Mega Watt = 10^6 watt (W), effektmåleenhed
MWp	Mega Watt peak, solcellekapacitet angivet som panelkapacitet (jævnstrøm)
NCG	NetConnectGermany GmbH Co. KG, tysk gas TSO og gasmarkedsområde
PJ	Peta Joule = 10^{15} Joule (J), energimåleenhed
P2X	Power to X
PPA	Power Purchasing Agreement
PSO	"Public Service Obligations" - offentlige serviceforpligtigelser
RUS-plan	Re-investerings-, Udbygnings- og Saneringsplan
TSO	"Transmission System Operator" – el- og gassystem operatører
TYNDP	"10-year Network Development Plan" - ENTSO-E
TWh	Tera Watt timer = 10^{12} watttimer, energimåleenhed
VE	Vedvarende energi

1 Indledning og resumé

1.1 Baggrund og formål

Til brug for Energinets opgave med at udvikle energisystemets infrastruktur udarbejdes årligt et sæt analyseforudsætninger (AF). Analyseforudsætningerne er en beskrivelse af det danske energisystems udvikling frem mod 2040. Denne rapport beskriver de antagelser og data, som anvendes af Energinet fra udgivelsestidspunktet i 2018 og frem til udgivelsen af næste års analyseforudsætninger.

Ansvar for udarbejdelse af analyseforudsætningerne har tidligere ligget hos Energinet. I forbindelse med finansloven for 2017 besluttede regeringen imidlertid at overføre ansvaret for at fastlægge analyseforudsætningerne til Energistyrelsen. Hensigten hermed var at sikre tidligere involvering af myndighederne i beslutningsprocessen og sikre større legitimitet for Energinets investeringsbeslutninger ved at adskille myndighedsansvaret.

Analyseforudsætningerne udgives én gang årligt, normalt i første halvår, men pga. forårets arbejde med udspil til en energiaftale og tidspunktet for indgåelsen af den endelige energiaftale d. 29. juni 2018 (Regeringen, 2018) udgives dette års analyseforudsætninger først i efteråret 2018, så den indgåede energiaftale kan indgå i analyseforudsætningerne.

Analyseforudsætningerne udgør grundlaget for analyserne af de fremtidige, langsigtede netinvesteringer og bliver desuden brugt som grundlag for en lang række analyser og årlige rapporter fra Energinet, herunder RUS-Planen (Reinvesterings- udbygnings- og saneringsplanen), miljørapporten, forsyningssikkerhedsredegørelserne, indrapporteringer til de europæiske TSO-netværk, ENTSO-E og ENTSO-G, business cases af konkrete investeringsprojekter m.m.

1.2 Analyseforudsætningernes rækkevidde og forbehold

Energinets infrastrukturinvesteringer har ofte en meget lang levetid, hvorfor analyseforudsætningerne rækker frem til 2040. De baseres på et bedste og, så vidt muligt, robust bud på udviklingen i energisystemet for at sikre, at man ikke systematisk hverken over- eller underinvesterer i transmissionsnettet, da begge dele vil være fordyrende i forhold til en passende udbygning.

I modsætning til Energistyrelsens Basisfremskrivning (BF), som bygger på en "frozen policy"-tilgang (dvs. fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet), er formålet med analyseforudsætningerne at fastlægge en række detaljerede og emnemæssigt omfattende antagelser om, hvordan det danske energisystem kan udvikle sig fremadrettet. Disse forudsætninger skal baseres på det bedst mulige bud på den forventede fremtidige udvikling i energisystemet og ikke kun den udvikling, der kan forventes med gældende regulering. Det bemærkes dog, at det ikke har været muligt af tidsmæssige årsager at indregne effekten af regeringens målsætning om stop for salg af benzin og dieselbiler i 2030 i grundforløbet.

Analyseforudsætningerne er et bud på en langsigtet grøn omstilling, men der er ikke med AF taget stilling til, hvilke konkrete yderligere initiativer (ud over de initiativer der ligger i energiaftalen) der evt. vil skulle til for at sikre det beskrevne udviklingsforløb.

Grundet den lange tidshorisont er der ikke tale om et bedste bud på en konkret fremtidig energipolitik, da tidshorisonten for de konkrete tiltag, der besluttet, er væsentlig kortere. Analyseforudsætningerne er Energistyrelsens bedste bud på energisystemets tekniske udvikling i et forløb med en fortsat grøn omstilling af det danske energisystem, som Energinet kan planlægge net efter under hensyntagen til omkostningseffektivitet og de langsigtede politiske udmeldinger.

Det er vigtigt at understrege, at det er Energinet, der er modtager af analyseforudsætningerne, som derfor er udarbejdet netop med henblik på at give det bedst mulige grundlag for Energinets netplanlægning, investeringssager, forsynings sikkerhedsredegørelser mv. Hvis analyseforudsætningerne bruges til andre formål, skal man have for øje, at det ikke nødvendigvis er det formål, de er udviklet til. Fx kan man ikke beregne de samlede danske drivhusgasemissioner på basis af analyseforudsætningerne, som kun ser på de sektorer, der er relevante for transmissionsnettet og ikke emissioner fra landbruget eller andelen af biobrændsler i benzinforsbruget.

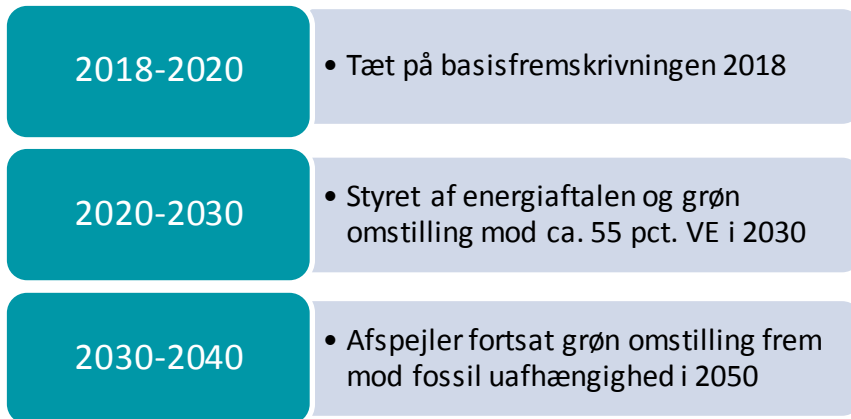
Det er selvsagt behæftet med stor usikkerhed at fremskrive energisystemet mere end 20 år frem i tiden. Derfor arbejder Energistyrelsen med et spænd for den potentielle udvikling, og en usikkerhedsmargin i form af udfaldsrum vil blive angivet for de fleste sektorer. Disse kan anvendes af Energinet, men de er ikke nødvendigvis udtømmende for de følsomhedsanalyser, som Energinet senere laver fx i forbindelse med deres netplanlægning. Dette aspekt planlægges yderligere udviklet til de kommende års udgaver af analyseforudsætningerne.

1.3 Tilgang til arbejdet med AF18

Formålet med analyseforudsætningerne er, som ovenfor nævnt, at levere et sandsynligt og robust bud på udviklingen i det fremtidige energisystem til Energinet, så de kan udforme net- og systemudviklingsplaner samt investeringsbeslutninger på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig måde. I Energinets arbejde vil AF's grundforudsætninger blive suppleret med følsomhedsanalyser, så robustheden overfor forskellige mulige veje og udviklinger kan belyses.

I arbejdet med analyseforudsætningerne har Energistyrelsen haft fokus på at beskrive en udvikling i energisystemet, hvor der tages hensyn til den forventede teknologiske udvikling og fortsatte grønne omstilling samt til de langsigtede politiske målsætninger. Der er med energiaftalen afsat finansiering, der anviser vejen til at nå en VE-andel på ca. 55 pct. i 2030. Fremskrivningen indarbejder hovedeffekterne af energiaftalen fra 29. juni 2018 og det politiske mål om, at 55 pct. af energiforsbruget skal dækkes af vedvarende energi i 2030 og målet om at være et nulemissions-samfund i 2050, hvilket for energisektoren er tilnærmet som en fortsat grøn omstilling mod fossil uafhængighed i 2050. Figur 1 illustrerer Energistyrelsens tilgang og pejlemærker i arbejdet med analyseforudsætningerne i 2018.

Figur 1: Energistyrelsens tilgang til arbejdet med AF18



På kort sigt (perioden 2018-20) forventes en begrænset metodemæssig forskel mellem AF18 og BF18, der metodisk er baseret på "frozen policy".

Frem mod 2030 adskiller AF18 sig fra BF18 og giver et eksempel på omstilling mod en højere VE-andel i 2030 baseret på de virkemidler og målsætninger, der indgår i energiaftalen. Det betyder, at AF18 i modsætning til BF18 indregner de konkrete tiltag i energiaftalen. Da energiaftalen ikke er konkretiseret helt frem til 2030, er der endvidere gjort en række antagelser, som samlet set sikrer opnåelse af omkring 55 pct. VE i 2030. Dette gælder særligt perioden 2025-2030.

For perioden 2030-2040 foretages en fremskrivning - der med udgangspunkt i teknologiudviklingen og en økonomisk effektiv grøn omstilling - tegner en videre vej mod fossil uafhængighed i 2050. I "bedste bud" er der for perioden 2030-2050 antaget en lineær udvikling mod fossil uafhængighed i det samlede energiforbrug set under et, dog undtaget transportsektoren. Transportsektoren antages at tilpasse sig fossil uafhængighed langsommere end de øvrige sektorer. I AF er der angivet bud på indfasning af VE-gas og VE-el i transportsektoren, mens der ikke er set nærmere på udviklingen i anvendelse af flydende biobrændstoffer.

1.4 Modelplatform

Energistyrelsen har baseret arbejdet med analyseforudsætningerne på den integrerede modelplatform til fremskrivninger og konsekvensanalyser på energi- og klimaområdet, som også anvendes til basisfremskrivningerne. Således sikres transparens og sammenlignelighed i forhold til BF.

Modelplatformen integrerer følgende delmodeller i Energistyrelsen og er nærmere beskrevet i (Energistyrelsen, 2018a):

- RAMSES modellerer el- og fjernvarmeforsyningen
- IntERACT modellerer energiforbruget i erhverv og husholdninger
- Transportmodellen modellerer energiforbruget i transportsektoren
- PSO-modellen anvendes til beregning af de forventede, fremtidige udgifter til elproduktionsstøtte
- Teknologiudbygningsmodeller for fx solceller og landvind, der modellerer teknologiinvesteringers selskabsøkonomiske rentabilitet i lyset af relevante investorers afkastkrav, hvorved der estimeres en sandsynlig kapacitetsudbygning på gældende investerings- og driftsvilkår

Tilgangen adskiller sig ikke væsentligt fra Energinets tidligere praksis med analyseforudsætninger, men modellerne er Energistyrelsens, og metoderne er tilpasset, så der sikres sammenlignelighed med øvrige fremskrivninger fra Energistyrelsen samtidig med fortsat anvendelighed i forhold til Energinet.

1.5 Indhold i analyseforudsætningerne

Analyseforudsætningerne koncentrerer sig fortrinsvis om udviklingen i elproduktionskapaciteter og el- og gasforbrug, da det er dette, som er afgørende for Energinets anvendelse. Fokus er således ikke på den samlede energiproduktion, og dermed bl.a. VE-andel, men på forventningerne til ny VE-elkapacitet, herunder størrelsen og indfasningen af potentielle nye havmølleparker, udviklingen i kraftværkskapaciteten og den forventede udvikling i elforbruget fordelt på sektorer.

AF18 følger samme struktur som tidligere års analyseforudsætninger og omfatter udviklingen i følgende emner:

1. Økonomiske nøgletal
2. Brændsels- og CO₂-kvotepriser
3. Elforbrug
4. Effektforbrug
5. Fjernvarme
6. Elproduktionskapaciteter
 - a. Kraftværkskapaciteter
 - b. Solceller
 - c. Vindmøller
7. Udlandsdata og -forbindelser, el
8. Centrale gasdata
9. Gasforbindelser

I modsætning til tidligere års analyseforudsætninger indeholder AF18 ikke fremskrivninger af elprisen, da denne er et (model)output og som sådan ikke en grundforudsætning for Energinets analyser. I det følgende afsnit gives et resumé af forventningerne til en række nøgleparametre i AF18.

1.6 Resumé af nøgleforudsætninger

Tabel 1 viser en oversigt over de væsentligste forudsætninger inden for udvalgte emner. Disse er kort omtalt i dette afsnit og nærmere beskrevet i de efterfølgende kapitler.

Table 1: Oversigt over væsentlige antagelser til AF18

Emne	2030	2040
Økonomiske nøgletal, brændsels- og CO ₂ -kvotepriser	Som i BF18, dog er CO ₂ -prisen justeret	Samme metode som i BF18 fremskrevet til 2040 med justeret CO ₂ -pris
Elforbrug klassisk	Elforbruget til erhverv og husholdninger forventes at stige svagt	Samme udvikling fortsættes til 2040
Elforbrug store Datacentre	Lineær vækst som i BF18	Fortsat lineær vækst
Elforbrug til transport ¹⁾	Samme udvikling som BF18 til 2024. Forventes at stige lidt mere end i BF18 fra 2025-2030, svarende til en salgsandel for el- og opladningshybridbiler på 25 pct. i 2030 mod 22 pct. i BF18	Efter 2030 forventes salget af el- og opladningshybridbiler at stige kraftigere således, at det i 2040 udgør 100 pct. af nybilsalget. Andelen af rene elbiler forventes samtidig at stige fra ca. 60 pct. i 2030 til 80 pct. i 2040
Kraftværkskapacitet	Større nedgang i kapacitet i forhold til BF18	Samlet set forventes kraftværkskapaciteten at være reduceret med ca. 35 pct. i 2040 sammenlignet med i dag
Landvind	Energiaftale til 2024 ²⁾ plus fortsat bruttoudbygning på 200-230 MW/år ³⁾ . Realiserbar kapacitet antages at være 5 GW	Fortsat bruttoudbygning på ca. 160 MW årligt svarende til at den totale kapacitet på 5 GW bevares, når gamle møller nedtages
Hawind	2400 MW fordelt på 1600 i vest og 800 i øst (placering afhænger i praksis af finscreening)	Yderligere udbygning svarende til 300-350 MW årligt i gennemsnit i perioden 2030-2040 – inkluderer forventning om erstatning for nedtagning af gamle havmøller (ca. 1100 MW i perioden)
Sol	Energiaftale til 2024 ²⁾ plus fortsat udbygning med markantlæg 100-200 MW årligt. Udbygningen med husholdnings- og kommercielle anlæg er begrænset pga. elafgiftslempelserne og overgang til øjeblikksafregning	Accelereret udbygning mod maksimal solkapacitet på 15 pct. af elforbruget pga. prispres
Gasforbrug	I 2030 forventes naturgasforbruget reduceret med knap 40 pct. i forhold til i dagens niveau, mens biogasforbruget i samme periode forventes fordoblet	I 2040 forventes naturgasforbruget at falde med yderligere knap 20 pct., mens der er forudsat en svag stigning i forbruget af biogas i perioden 2030-2040

¹⁾ Forslaget i Klima- og luftudspillet fra Regeringen om stop for salg af benzin- og dieselmotorer indgår ikke i grundforløbet, men er omfattet af det øvre udfaldsrum for elforbruget til den lette vejtransport. ²⁾ Der er lavet en grov antagelse om fordeling af teknologineutrale udbud mellem landvind og sol. ³⁾ Dette forventes at være foreneligt med, at antallet af møller reduceres til niveauet i energiaftalen, da der i perioden forventes at være en stor nedtagning af gamle møller, hvis levetid udløber, og da nye møller forventes at være væsentligt større end de gamle.

1.6.1 Økonomiske nøgletal, brændselspriser og CO₂-kvotepriser

Fremskrivningen af de økonomiske nøgletal og brændselspriser følger samme fremgangsmåde som anvendt til BF18 og er identisk med BF18 frem til 2030. CO₂-kvoteprisen er dog opskrevet som følge af reformen af EU's kvotehandelssystem og de deraf følgende kvoteprisstigninger i 2018.

1.6.2 Elforbrug i erhverv og husholdninger

Elforbruget til husholdninger og erhverv er modelleret i Energistyrelsens model IntERACT, som beskriver samspillet mellem økonomiske forhold, energisystemets udvikling og politiske tiltag. Fremskrivningen til AF18 bygger ovenpå BF18, men den indeholder derudover afgiftselementerne fra energiaftalen (lempelse af elafgift og elvarmeafgift samt fjernelse af den generelle elafgift for visse liberale erhverv) og en indsats til fremme af energieffektiviseringer, som er antaget at fortsætte frem til 2040.

Samlet forventes elforbruget i husholdninger og erhverv, uden varmepumper og datacentre, at stige svagt frem til 2040. Elforbruget forventes at være ca. 30 TWh i 2030 og ca. 31 TWh i 2040. Den svage stigning skyldes, at der er modrettede effekter af energibesparelser på den ene side og afgiftslempelser samt øget brug af varmepumper og økonomisk vækst på den side.

Forbruget af el til individuelle varmepumper forventes at stige, fordi elvarmepumpeteknologien forventes at være konkurrencedygtig med både naturgasfyr og træpillefyr. Samtidig vil afgiftslempelsen på el til opvarmning give anledning til et højere forbrug af el til varmepumper.

1.6.3 Store datacentre

På grundlag af en temaanalyse om store datacentre, som COWI har udarbejdet for Energistyrelsen (COWI, 2018), er det forudsat, at der vil være omkring seks store datacentre med en gennemsnitlig eleffekt til IT-udstyr på hver 150 MW i 2030. Der er tale om et gennemsnit, og der kan således både være flere og mindre eller færre og større datacentre. Antallet af gennemsnitlige, store datacentre forventes at stige til ni i 2040, hvis en lineær vækst i datamængder fortsætter. I et sådant forløb vil det samlede elforbrug fra de store datacentre være på ca. 7 TWh i 2030 og over 11 TWh i 2040 svarende til hhv. ca. 16 pct. og 22 pct. af elforbruget i 2030 og 2040.

Der er dog betydelig usikkerhed om den fremtidige udvikling. Det skyldes bl.a., at dataoperatørerne på den ene side ikke har truffet beslutning om yderligere datacentre i Danmark, og på den anden side med relativt kort varsel kan flytte eksisterende datacentre til andre lande, hvis det vurderes mere hensigtsmæssigt. Der er i dag kendskab til seks store datacenterprojekter i Danmark.

1.6.4 El og gas til transport

Analyseforudsætningerne dækker el- og gasforbruget indenfor let og tung vejtransport, banetransport samt søtransport. El anses som et relevant drivmiddel for samtlige transportområder, mens gas kun vurderes relevant for den tunge vejtransport og udenrigsruter i søtransporten.

Til fastsættelse af et bedste bud for udviklingen i den lette vejtransports elforbrug antages det, at udviklingen følger BF18 i perioden 2020-2024, hvorefter elforbruget begynder at stige mere. Således forventes elektrificeringen af transportsektoren at starte relativt langsomt for så at stige frem mod 2040. Fremskrivningen i "bedste bud" er drevet af forventninger til teknologi- og prisudviklingen for elbiler samt et hensyn til fossil uafhængighed i 2050. Samlet forventes el- og hybridbiler at udgøre 100 pct. af nybilsalget i 2040. Andelen af rene elbiler forventes samtidig at stige fra ca. 60 pct. i 2030 til 80 pct. i 2040. Der er ikke taget højde for, at brintbiler evt. kan udgøre en mindre del af den grønne omstilling af let vejtransport.

Det bemærkes, at det ikke har været muligt at indarbejde effekten af klimaudspillet om stop for salg af benzin og dieselmotorer i 2030 i grundforløbet. Det skønnes dog umiddelbart, at forslaget kun vil have en mindre effekt på transmissionsnettet, men der er igangsat en temaanalyse, der skal undersøge dette nærmere, og resultaterne heraf vil indgå i næste års analyseforudsætninger. Desuden er målet om, at alle nye biler skal være lavemissionsbiler i 2030 og nulemissionsbiler i 2035, indfanget i udfaldsrummet for elforbruget til person- og varebiler. Fremskrivningen af elforbruget til den lette vejtransport vil blive genovervejet i forbindelse med AF19 i lyset af resultaterne af forhandlingerne om klima- og luftudspillet.

El må forventes også at kunne spille en mindre rolle i tung vejtransport, men Energistyrelsen har ikke lavet en nærmere analyse heraf. Det antages derfor, som et groft estimat, at elforbruget i den

tunge vejtransport vil udgøre ca. 10 pct. af den lette vejtransportens elforbrug i hele perioden frem til 2040.

I forhold til gasforbruget i transportsektoren antages det, at der vil ske en gradvis indfasning af gas til tung vejtransport efter 2025 og frem til 2040, hvor gasforbruget vil udgøre 10 pct. af det samlede energiforbrug til tung vejtransport.

Den forventede udvikling i elforbruget på fjernbanen og Femern-forbindelsen svarer til AF17, og er baseret på Banedanmark og Energinets vurdering af udviklingen i effekttrækket. Fremskrivningen inkluderer desuden det forventede elforbrug til letbaner, S-tog og metro, som i AF17 indgik i det klassiske elforbrug. Forbruget er her det samme som i BF18, og efter 2030 er det holdt konstant.

Til fremskrivning af søtransportens energiforbrug er der taget udgangspunkt i BF18. Søtransporten forventes kun at udgøre en meget lille andel af det samlede el- og gasforbrug til transport i 2040.

1.6.5 Kraftværker

I forhold til BF18 er der foretaget justeringer i udviklingen over tid med øje for energiaftalens ambition om 55 pct. VE, kulfri energiforsyning i 2030 og fossilfri energiforsyning i 2050. Samtidig tages der højde for et politisk ønske om øget deregulering af fjernvarmesektoren og lavere elafgifter.

Det forventes, at der vil ske et fald i naturgasfyret kraftvarmekapacitet, og at der vil komme flere varmepumper i fjernvarmesystemet i løbet af 2020'erne og 2030'erne sammenlignet med "frozen policy". Det er Energistyrelsens bedste bud, at den samlede driftsklare kraftværkskapacitet reduceres med godt 1/3 fra dagens niveau til 2040. Det understreges, at der er tale om samlet kapacitet, som ikke nødvendigvis udnyttes, men i stigende grad kan fungere som reservekapacitet i tilfælde af mangel på VE-elproduktion. Det understreges endvidere, at der er stor usikkerhed omkring udviklingen i kraftværkskapaciteten, og at denne måske vil reduceres hurtigere end forventet i AF18 specielt i den nuværende situation med store ændringer i rammevilkårene. Der er derfor indlagt et nedre udfaldsrum for den centrale kraftværkskapacitet, men også den decentrale kraftværkskapacitet vil muligvis falde hurtigere end forventet. Dette vil blive undersøgt nærmere i forbindelse med analysen af den kollektive varmforsyning som opfølgning på energiaftalen.

1.6.6 Store varmepumper og elkedler

Udviklingen i kapaciteten af varmepumper og elkedler er frem til 2020 den samme som i BF18, og er baseret på Energinetproducenttællingen (EPT) for 2016 samt viden om konkrete projekter.

Udviklingen i perioden 2020-2040 er baseret på et skøn for de enkelte fjernvarmeområder, hvor varmeproduktionen fra de kraftvarmeverker og naturgaskedler, der bliver lukket, delvist bliver erstattet af nye varmepumper. Også her er der betydelig usikkerhed om forudsætningerne, og emnet vil sammen med den decentrale kraftværkskapacitet være genstand for nærmere analyser i det kommende år.

Der regnes desuden med en vis udbygning af elkedler udover den eksisterende kapacitet på 661 MW.

1.6.7 Landvind

Der forudses en mulig bruttoudbygning på ca. 2 GW fra 2020 til 2030. Dette betyder, at den nuværende landvindkapacitet på 4,2 GW (primo 2018) forventes at stige med knap 1 GW til omkring 5 GW i 2030. Gældende regler om fx afstandskrav, historisk opsætning, lokal modstand, energiafta-

len mv. vil sætte en grænse for, hvor meget landvind der realistisk kan forventes udbygget. Der forventes i perioden en betydelig nedtagning af gamle møller, som erstattes af færre, men større møller. Dette vurderes at være i overensstemmelse med beslutningen i energiaftalen om at reducere antallet af vindmøller fra 4.300 til maksimalt 1.850 i 2030. AF indeholder dog ikke antagelser om antal møller, men alene om den installerede kapacitet. En nærmere vurdering af nedtagningshastigheden for gamle møller vil blive foretaget, når den konkrete plan for reduktion i antallet af møller foreligger som opfølgning på energiaftalen.

Efter 2030 er det antaget, at der fortsat sættes lige så meget ny bruttokapacitet op på land, som der nedtages, så niveauet på de 5 GW samlet kapacitet fastholdes. Dette svarer til, at der efter 2030 sættes ca. 160 MW ny brutto landvindkapacitet op hvert år. Dette vil indebære et yderligere fald i antallet af landvindmøller fra 2030 til 2040, idet det fortsat antages, at nye møller har en større kapacitet end de møller, der nedtages.

1.6.8 Havvind

Energiaftalen indeholder tre nye havmølleparker på hver mindst 800 MW inden 2030: En havvindmøllepark på 800 MW til nettilslutning i 2024-27 og en beslutning om, at der udbygges to parker på mindst 800 MW i henholdsvis 2021 og 2023. Den første park forventes placeret i DK1 ud for den jyske vestkyst. Placeringen er dog stadig usikker og afventer resultatet af igangsatte screeninger.

Givet de relativt høje biomassepriser sammenlignet med gas, er det nødvendigt med mere vind for at nå det langsigtede mål om netto-nul emissioner tilnærmet ved fossil uafhængighed i energisektoren. Der er antaget en yderligere udbygning med havvind på 300-350 MW om året i perioden 2030-2040, primært i DK1. Dette inkluderer driftsforlængelse, nedtagning af gamle møller, som erstattes af nye, samt ombygning af eksisterende havmølleparker, så de yder mere (re-powering).

1.6.9 Solceller

I højere grad end tilfældet er for vind, forventes der at være en øvre grænse for udbygning af solcellekapacitet bestemt af økonomiske forhold pga. det forholdsvis lave antal fuldlasttimer på et år. Jo flere solceller, der sættes op, jo mere presses elprisen i de timer, hvor solen skinner og solcellerne producerer mest, og jo mindre attraktiv vil investeringen i solceller være. Det vurderes på basis af analyser af solcellepotentialet, at elproduktionen fra solceller maksimalt vil udgøre ca. 15 pct. af det samlede elforbrug. Dette forhold har været styrende for fremskrivningen af solcellekapaciteten i Danmark på lang sigt.

I AF18 er det antaget, at solcellekapaciteten gradvis øges, til den rammer den maksimale kapacitet på godt 7.000 MWp omkring 2040.

1.6.10 Udlandsforbindelser

Der er ikke lavet justeringer til forudsætningerne om udlandsforbindelser i forhold til AF17, idet udlandsforbindelser netop bliver planlagt på grundlag af analyseforudsætningerne, og derfor er fremskrivningen af eltransmissions- og gasledninger i sagens natur "frozen policy". Det skal dog bemærkes, at idriftsættelsen af Viking Link og den deraf afledte udvidelse af forbindelsen til Tyskland er udsat med et år til 2024.

1.6.11 Forbrug og produktion af gas i Danmark

Det danske naturgasforbrug vurderes at falde betydeligt – fra et samlet forbrug på knap 100 PJ i 2018 til et forbrug på godt 60 PJ i 2040. Erhvervene står for den største del af det danske gasfor-

brug, og her forventes forbruget nogenlunde konstant over perioden. Også husholdninger og gas til el- og fjernvarmeproduktion står i dag for en væsentlig del af forbruget, men frem mod 2040 forventes forbruget at falde, mest markant for gas til el- og fjernvarmeproduktion. Gas til transport vurderes at stige over perioden, men ud fra et meget begrænset niveau, og i 2040 forventes gasforbruget til transport ikke at overstige 5 PJ.

Fremskrivningen af biogasproduktionen tager på kort sigt højde for forventede anlægsprojekter og på længere sigt potentialet for og tilskud til produktion af biogas. Den seneste prognose (der også ligger til grund for BF18) omfatter perioden 2018 – 2023. I basisfremskrivningen er der antaget en konstant produktion af biogas efter 2023. I AF18 indgår kun den biogas, der opgraderes til brug i gasnettet. Sammenholdt med BF18 er der i årene 2021 til 2023 tillagt en ekstra mængde som forventet resultat af den biogaspulje på 240 mio. kr. årligt over 20 år, som er afsat i energiaftalen. Derefter holdes biogasproduktionen på nettet fast frem til 2030, hvorefter der er indlagt en mindre stigning frem mod 2040.

Der er ikke lavet justeringer i forudsætningerne om gasforbindelser i forhold til AF17. Den samlede balance for gasstrømmene er beregnet på grundlag af Energistyrelsens gasprognose, en forventning om, at Sveriges gasforbrug falder i samme takt som det danske, samt vurderinger af de fremadrettede gasstrømme til Holland fra Nordsøen og til/fra Tyskland. Disse vurderinger er behæftet med stor usikkerhed.

2 Økonomiske nøgletal og priser

2.1 Økonomiske nøgletal

De økonomiske nøgletal anvendes som input til beregningerne af brændselspriser og til forbrugsfremskrivninger. Desuden anvendes nøgletallene af Energinet til deres årlige budgetberegninger.

Energistyrelsen har benyttet data fra ADAM-modellen i forbindelse med forslag til finanslov for finansåret 2018 (Finansministeriet, 2017a) som grundlag for alle økonomiske nøgletal (realt BNP, BVT-deflator, rente for 10-årig statsobligation, nettoprisindeks, dollarkurs, eurokurs og forbrugerprisindeks). Det er samme grundlag, som blev brugt til BF18.

Forventningerne til den gennemsnitlige realvækst for bruttonationalproduktet (BNP), inflationen målt som den procentvise ændring af nettoprisindekset, samt renteniveauet i slutåret for den 10-årige danske statsobligation, fremgår af tabel 2

Tabel 2: Udviklingen i realt BNP, inflation og den 10-årige danske statsobligationsrente

	2018	2019	2020	2025	2030	2040
	Årlig ændring i pct.					
Realt BNP (5 års gns.)	1,7	1,7	1,7	1,5	1,2	1,0
Nettoprisindeks	1,6	1,8	2,0	2,1	2,1	2,0
	Pct.					
Rente på 10-årig dansk statsobligation ¹⁾	0,8	1,6	2,2	4,4	4,5	4,5

1) Statsrenten er en nominal, effektiv rente, dvs. den er ikke renset for inflation

Ved investeringsprojekter, hvor rentabilitetsanalysen er baseret på samfundsøkonomiske beregninger, anvender Energinet retningslinjerne i Energistyrelsens og Finansministeriets vejledninger (Energistyrelsen, 2018b) og (Finansministeriet, 2017b). I vurderingen af investeringsalternativer anvendes en samfundsøkonomisk kalkulationsrente (diskonteringsrente), der i starten er 4 pct., men gradvist nedsættes for projekter med lang løbetid, som det er vist i tabel 3. Den anførte samfundsøkonomiske kalkulationsrente er en realrente, dvs. renset for inflation.

Tabel 3: Den reale samfundsøkonomiske kalkulationsrente i pct. (diskonteringsrente)

	0 – 35 år	36-70 år	Mere end 70 år
Anvendt rente	4 pct.	3 pct.	2 pct.

Ved valutaomregninger i forbindelse med fremskrivningen af brændselspriser og CO₂-kvotepriser anvendes kurserne fra Finansministeriets forslag til Finanslov 2018, som fremgår af tabel 4.

Tabel 4: Dollar og Eurokurser (Finansministeriet, 2017b)

	2018	2019	2020	2025	2030	2040
Kr./USD	6,89	6,80	6,70	6,25	6,25	6,25
Kr./EUR	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44

2.2 Brændsels- og CO₂-kvotepriser

Brændselspriser (både for fossile og biomassebrændsler) samt CO₂-kvotepriser anvendes som input til størstedelen af analyseforudsætningernes anvendelsesformål. Priserne indgår i markedsberegninger, hvor de er bestemmende for marginalomkostningerne forbundet med anvendelsen af brændslerne, og dermed får direkte indflydelse på den beregnede elpris. Priserne indgår også i alle analyser, hvor anvendelsen af brændslerne indgår som en del af de variable omkostninger.

Priserne på de anvendte brændsler er opgjort efter repræsentative forbrugssteder: for centrale kraft- eller kraftvarmeværker (an centralt værk) og for decentrale kraftvarmeværker, fjernvarmeværker og erhvervsværker (an decentralt værk). Brændselspriserne er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms.

Udgangspunktet for kul-, olie- og naturgaspriserne er de seneste fremskrivninger fra Det Internationale Energiagentur (IEA, 2017). 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 2017* (IEA, 2017). Desuden anvendes forwardpriser på brændsler på kort sigt, som herefter delvist konvergerer mod IEA-priserne på lang sigt. Metoden er desuden beskrevet mere detaljeret i Forudsætningsnotat til Basisfremskrivning 2018 (Energistyrelsen, 2018c) og Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017 (Energistyrelsen, 2017a).

Brændselspriserne er identiske med de priser, der blev anvendt i BF18, men der er sket en opskrivning af CO₂-kvoteprisen, fordi der er sket en væsentlig udvikling i denne i løbet af 2018.

2.2.1 Fremskrivning af priser på kul, olie og naturgas

Energistyrelsen anvender forwardpriser på olie fra Finansministeriet og Økonomi- og Indenrigsministeriet, mens Energistyrelsen selv trækker forwardpriserne på kul- og naturgas. Kilder til forwardpriser er angivet i tabel 5.

Tabel 5: Kilder til forwardpriser i Energistyrelsen (anvendt til BF18, AF18 og de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2018)

Kul	ICE Rotterdam Coal Futures
Råolie	CME Group Brent Last Day Financial Futures Quotes
Naturgas	EEX NCG Natural Gas Year Futures

Forwardpriserne er dagspriser fra 30. november 2017.

Konvergensmetode: Vægtning mellem forwardpriser og IEA's langsigtede ligevægtspriser

Energistyrelsen anvender følgende formel til beregning af udviklingen i brændselspriser og delvis konvergens mod IEA's langsigtede ligevægtspriser frem til 2025:

$$\text{brændselspris}_t = w_t \times \text{IEApris}_t + (1 - w_t) \times \text{forwardpris}_t$$

hvor w_t er 0 i 2018 og 2019 og 0,5 i perioden 2020 til 2025. Efter 2025 er priserne fremskrevet med vækstraterne fra IEA's "New Policies Scenario" prisforløb i *World Energy Outlook*.

Fra internationale priser til danske CIF-priser (importpriser)

Den danske importpris er estimeret ved at tillægge den internationale pris den gennemsnitlige forskel på de historiske danske priser (beregnet ud fra energiregnskabet 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 som et gennemsnit for perioden 2001-2015 og fremgår af tabel 6. Som det ses af tabellen, har kul- og råoliepriserne historisk ligget lidt højere i Danmark end IEA's priser. Omvendt har den danske naturgaspris været en del lavere.

Den historiske prisforskel til IEA for kul og råolie er antaget at være konstant i faste priser for hele fremskrivningsperioden, men for naturgas forventes det, at Danmark gradvis går fra at være nettoeksportør af naturgas (og derfor ofte prissættende) til at blive pristagende i takt med, at naturgasproduktionen i Nordsøen reduceres. Den danske CIF-pris for 2036 er beregnet som IEA-prisen plus den gennemsnitlige historisk forskel mellem IEA's naturgaspriser og den tyske naturgas spotpris fra NCG svarende til -5,9 kr./GJ (2018-priser). I perioden 2018-2035 interpoleres mellem disse to prisforskelle. I perioden 2036-40 antages prisforskellen at være konstant og lig med 2036-prisen i faste 2018-priser.

Tabel 6: Gennemsnitlig historisk forskel mellem danske priser og IEA-priser for kul, råolie og naturgas i perioden 2001-2015

kr./GJ (2018-priser)	Prisforskel til IEA	Prisforskel til IEA (fra 2036)
Kul	0,4	
Råolie	4,4	
Naturgas	-14,0	-5,9

Den anvendte metode er den samme som i BF18 og baseret på Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2018 (Energistyrelsen, 2018d).

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. De anvendte pristillæg fremgår tabel 7. Alle tillæg er holdt konstant i faste priser for hele fremskrivningsperioden.

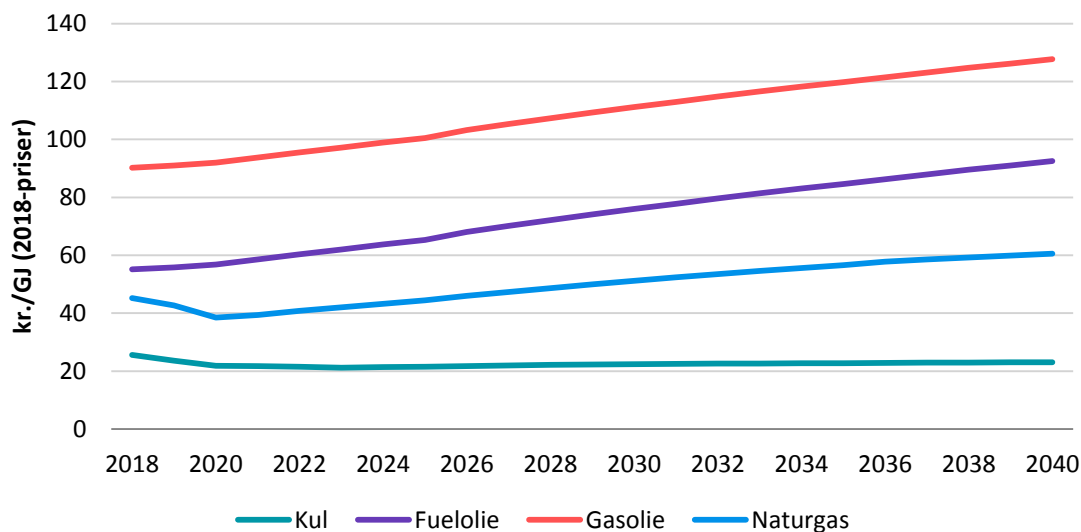
Tabel 7: Raffinaderiomkostninger og omkostninger til transport, lager og avancer for fossile brændsler

kr./GJ (2018-priser)	An centralt værk	An decentralt værk
Kul	1,3	-
Fuelolie	-13,6	-
Gasolie	21,6	33,7
Naturgas*	1,2	5,7

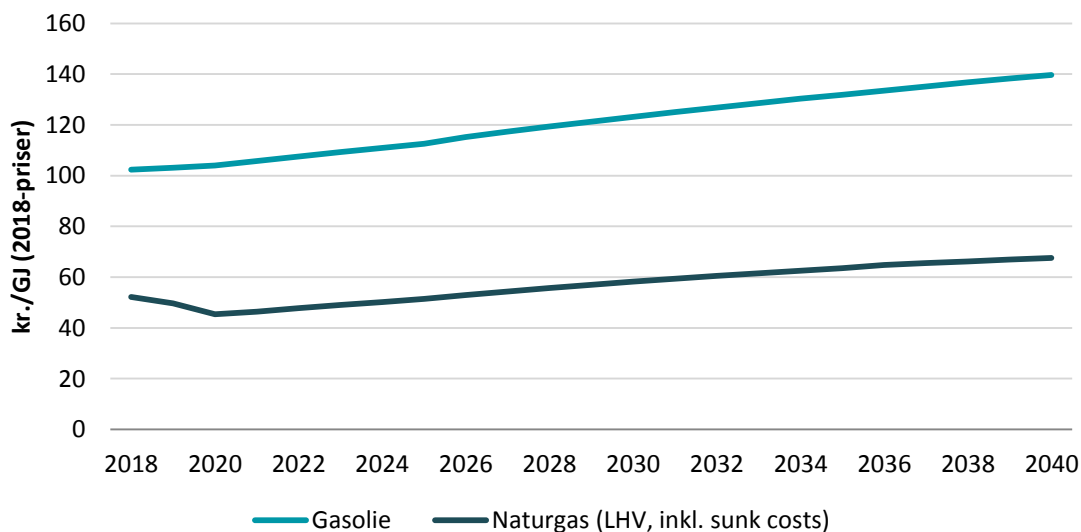
*Naturgasprisen er inkl. "sunk costs" og omfatter her såvel allerede afholdte investeringer som løbende omkostninger, der er uafhængige af forbrugets størrelse. Den anførte pris er en markedspris, der anvendes til selskabsøkonomiske beregninger og indgår i Energinets markedsmodel. Det bemærkes dog, at der til samfundsøkonomiske analyser skal anvendes et tillæg til naturgasprisen, der afspejler mængden af VE-gas i nettet. Kilde: (Energistyrelsen, 2018d).

Slutpriserne på de anvendte fossile brændsler an centralt værk hhv. decentralt værk fremgår af figur 2 og figur 3.

Figur 2: Fremskrivning af priser på fossile brændsler an centralt værk for perioden 2018-2040



Figur 3: Fremskrivning af priser på fossile brændsler an de centralt værk for perioden 2018-2040



2.2.2 Fremskrivning af priser på halm, træflis og træpiller

Modsat fremskrivningen af priser på de fossile brændsler udarbejder IEA ikke en jævnligt opdateret fremskrivning af priser på fast biomasse (halm, træflis og træpiller). Derfor har Ea Energianalyse, for Energistyrelsen udarbejdet en analyse af de langsigtede danske importpriser på fast biomasse (EA, 2013), samt udviklet en metode til at omregne disse importpriser til priser an dansk forbrugssted (EA, 2014).

I 2016 blev der lavet en opdatering af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, som indeholdt en række forbedringer af den oprindelige metode, herunder tilføjelse af et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede ligevægtspriser også for træpiller, idet det blev vurderet, at markederne for træpiller nu var blevet velfungerende nok til at sikre pålidelige forwardpriser.

AF18 anvender de seneste priser for fast biomasse fremskrevet af Ea Energianalyse i 2016 for Energistyrelsen, (EA, 2016). Fremskrivningen er baseret på langsigtede ligevægtspriser frem til 2050 for træflis, træpiller og halm. For importeret træflis og træpiller repræsenterer priserne importpriser leveret ved en dansk havn, og for halm og indenlandsk produceret træflis priser an forbrugssted. De langsigtede ligevægtspriser kan omregnes til priser an værk gennem skøn for pristillæg, som fremgår af tabel 8. Metoden er beskrevet mere detaljeret i Forudsætningsnotat til Basisfremskrivning 2018 (Energistyrelsen, 2018c).

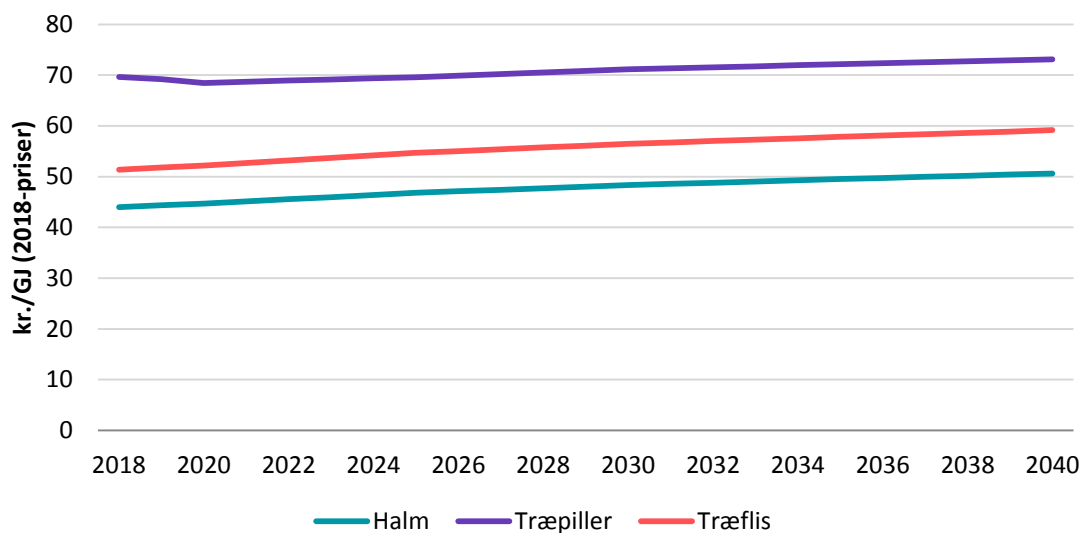
Tabel 8: Omkostninger til transport, lager og avancer for fast biomasse

kr./GJ (2018-priser)	An centralt værk	An decentralt værk
Træflis	2,5-8	1,4-7
Træpiller	2,2	6,7

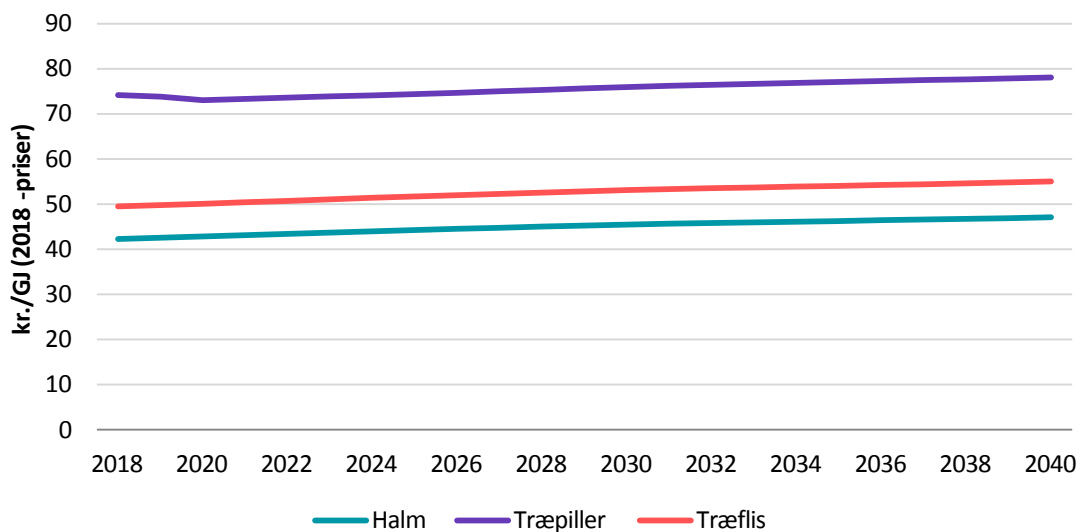
Kilde: (Energistyrelsen, 2018d)

Slutpriserne for de anvendte biomassebrændsler an centralt værk fremgår af figur 4, mens priserne an decentralt værk fremgår af figur 5.

Figur 4: Fremskrivning af priser på biomassebrændsler an centralt værk for perioden 2018-2040



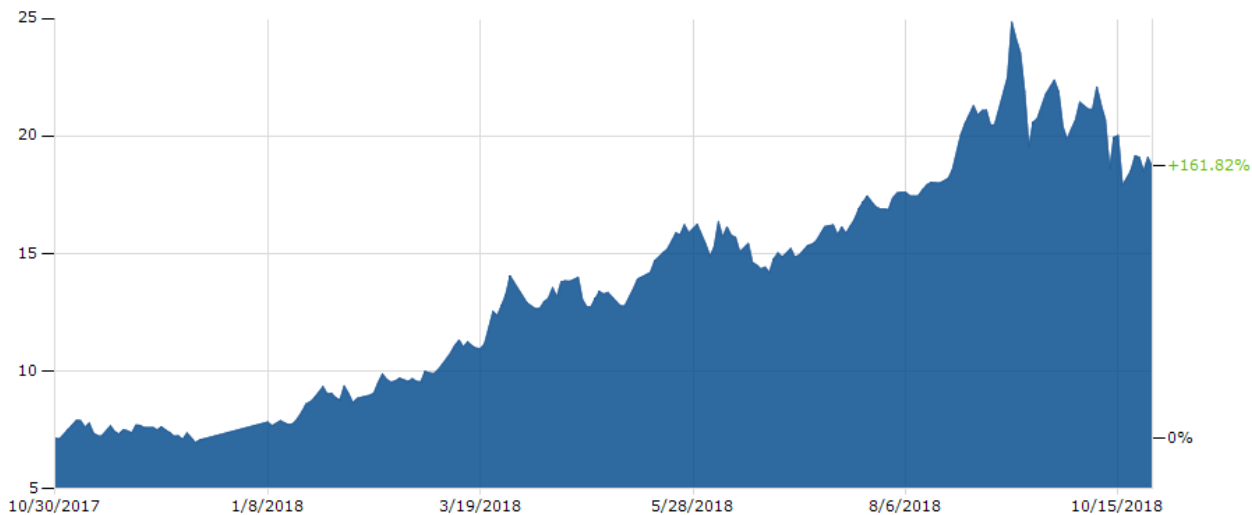
Figur 5: Frem skrivning af priser på biomassebrændsler an decentralt værk for perioden 2018-2040



2.3 CO₂-kvotepriser

CO₂-kvoteprisen er i EU markedsbestemt, og CO₂-kvoter handles både på spot- og sekundære markeder. I 2018 er markedspriserne på CO₂-kvoter steget markant, bl.a. fordi EU-Kommissionen har strammet rammerne for kvotemarkedet, se figur 6.

Figur 6: Udviklingen i EU CO₂-kvoteprisen fra okt. 2017 – okt. 2018



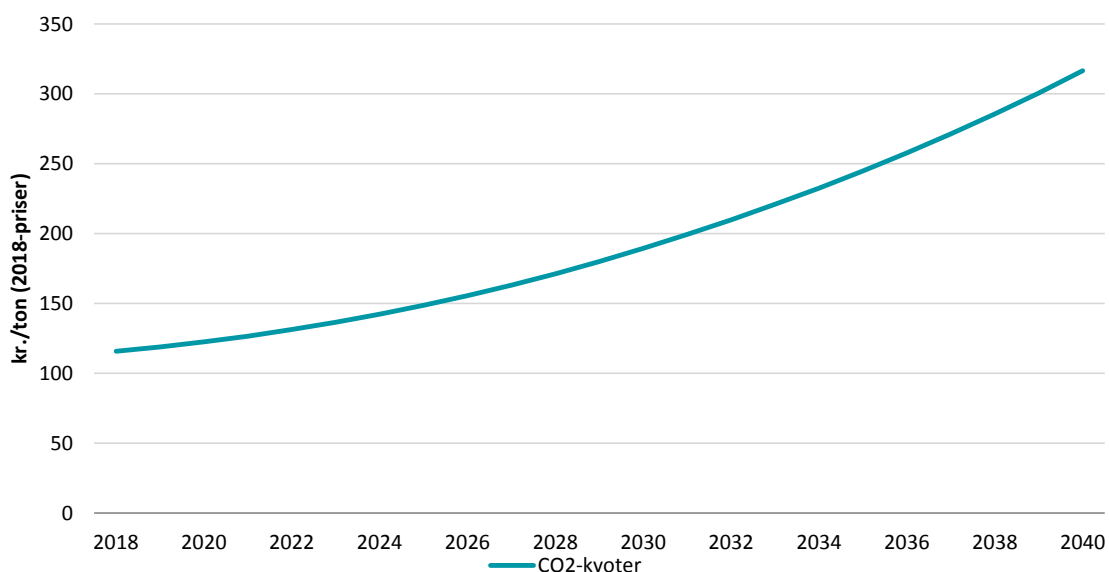
Kilde: <https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-emissionsrechte>, 15. oktober 2018

Energistyrelsen anvender Finansministeriets metode til fremskrivning af CO₂-kvotepriser. På baggrund af reformen af kvotehandelssystemet og kvoteprisstigningen i 2018 har Finansministeriet revideret metoden i efteråret 2018, og det er denne reviderede metode, der ligger til grund for AF's kvoteprisfremskrivning. Den nye metode beregner de skønnede implikationer af reformen, der afspejler sig i en højere pris. De fremskrevne kvotepriser er som konsekvens heraf substantielt højere.

re end de hidtidige priser, der indgik i BF18. Udgangspunktet for beregningen af CO₂-kvoteprisen var i BF18 baseret på en årlig CO₂-pris på 46 kr./t, som var gennemsnittet i 2017.

Med Finansministeriets nye metode forventes en gennemsnitlig kvotepris for 2018 på 116 kr./t., svarende til ca. 15 EUR/t, jf. figur 7. Denne forventes at stige jævnt til et niveau på knap 190 kr./t i 2030 og over 300 kr./t i 2040. Det skal understreges, at kvoteprisen historisk har varieret meget, og at der er betydelig usikkerhed om den fremtidige prisudvikling.

Figur 7: Fremskrivning af CO₂-kvoteprisen for perioden 2018-2040

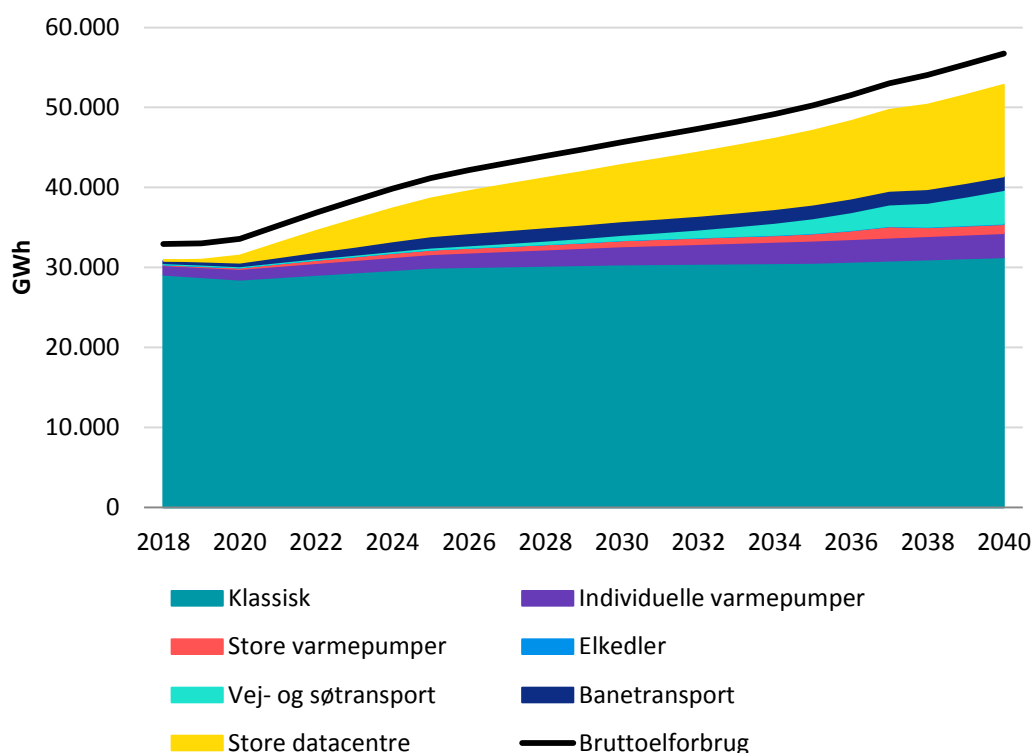


3 Elforbrug

Det samlede elforbrug opdeles i elforbrug til husholdninger og erhverv ekskl. individuelle varmepumper (det klassiske elforbrug), elforbruget som følge af en elektrificering af varmesektoren (til individuelle og store varmepumper og elkedler) og transportsektoren, samt elforbrug til de store datacentre, der forventes etableret i Danmark.

Den forventede udvikling i Danmarks bruttoelforbrug og nettoelforbrug fordelt på sektorer fremgår af figur 8. Forskellen mellem brutto- og nettoelforbruget udgøres af tab i elnettet.

Figur 8: Forventet udvikling i det samlede danske elforbrug i fremskrivningsperioden



Det såkaldte klassiske elforbrug udgør størstedelen af det samlede elforbrug, og der forventes en svag stigning over fremskrivningsperioden. Stigningen tilskrives modsatrettede effekter fra afgiftslempelser og generel økonomisk vækst på den ene side og energieffektiviseringer på den anden side. Elforbruget til datacentre forventes at være kraftigt stigende og forøge Danmarks elforbrug med 22 pct. i 2040. Elforbruget til varmepumper, både individuelle varmepumper i husholdninger og erhverv og store varmepumper i fjernvarmeområder, forventes at stige, primært som følge af afgiftslempelserne og den teknologiske udvikling. Elektrificering af transportsektoren forventes i grundforløbet at tage fart i anden halvdel af perioden, primært drevet af den teknologiske udvikling.

Fremskrivningen er forbundet med betydelig usikkerhed, særligt for de forholdsvis nye teknologier med store potentialer, men hvor erfaringer med at fremskrive udviklingen er begrænsede. Derfor er der foretaget en række følsomhedsanalyser, som beskrives nærmere for hver sektor.

3.1 Klassisk elforbrug

Fremskrivningen af elforbruget til husholdninger og erhverv bygger ovenpå BF18 med justeringer af afgifterne i tråd med energiaftalen.

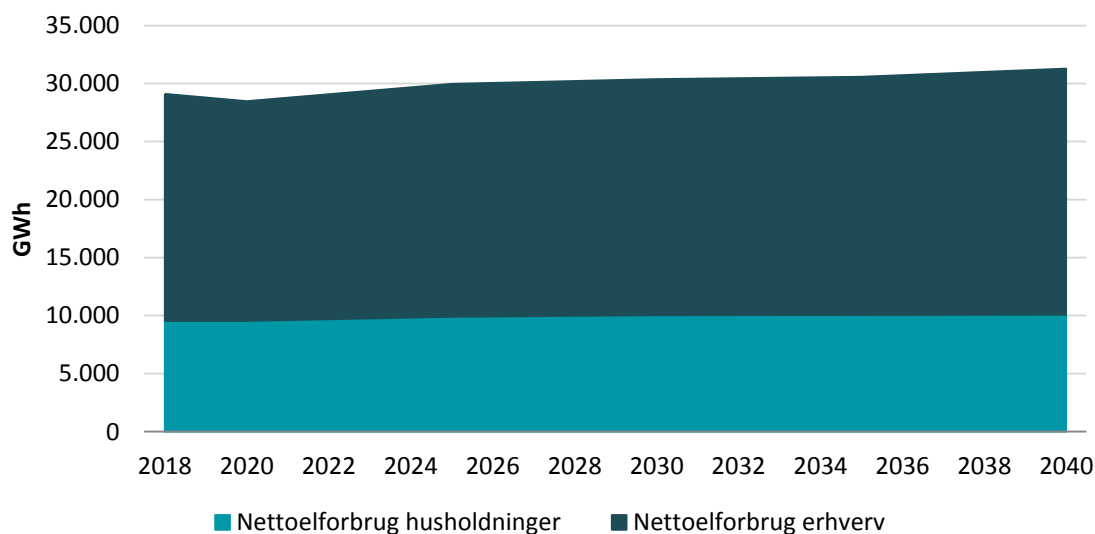
For husholdninger er der indlagt en effektiviseringsindsats, der for eksisterende bygninger sænker nettovarmebehovet med ca. 4 PJ i 2040 i forhold til et forløb, hvor der alene indgår de effektiviseringer, som forventes at komme af sig selv i forbindelse med renoveringer.

For erhvervslivet fastholdes energieffektiviseringsindsatsen helt frem til 2040 svarende til niveauet i energiaftalen, hvor der er besluttet initiativer med en forventet årlig energibesparelse på ca. 1,5 PJ. Mange besparelser er at finde i elektriske motorer, belysning og elektrificering af processer.

Endelig regnes med en lempelse i den almindelige elafgift, der jf. energiaftalen indføres gradvist til 2025.

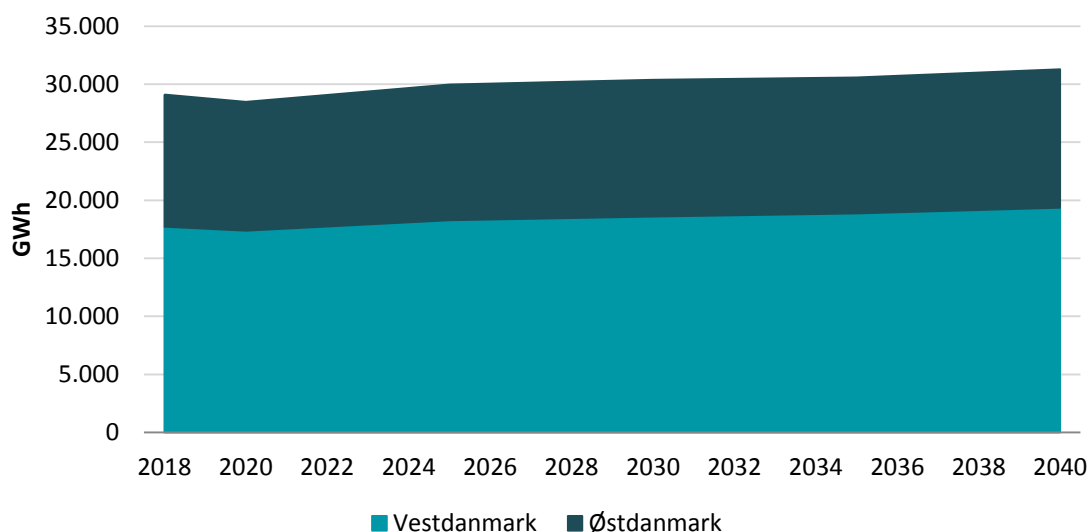
Effekterne af disse tiltag trækker i forskellige retninger, men sammen med en generel økonomisk vækst forventes elforbruget i husholdninger og erhverv, uden varmepumper og datacentre, at stige svagt frem til 2040, jf. figur 9.

Figur 9: Forventet udvikling i elforbrug fordelt på husholdninger og erhverv, ekskl. elforbrug til varmepumper og datacentre



Fordelingen mellem Vest- og Østdanmark ses i figur 10.

Figur 10: Forventet udvikling i elforbrug i husholdninger og erhverv fordelt på Vest- og Østdanmark, ekskl. elforbrug til varmepumper og datacentre

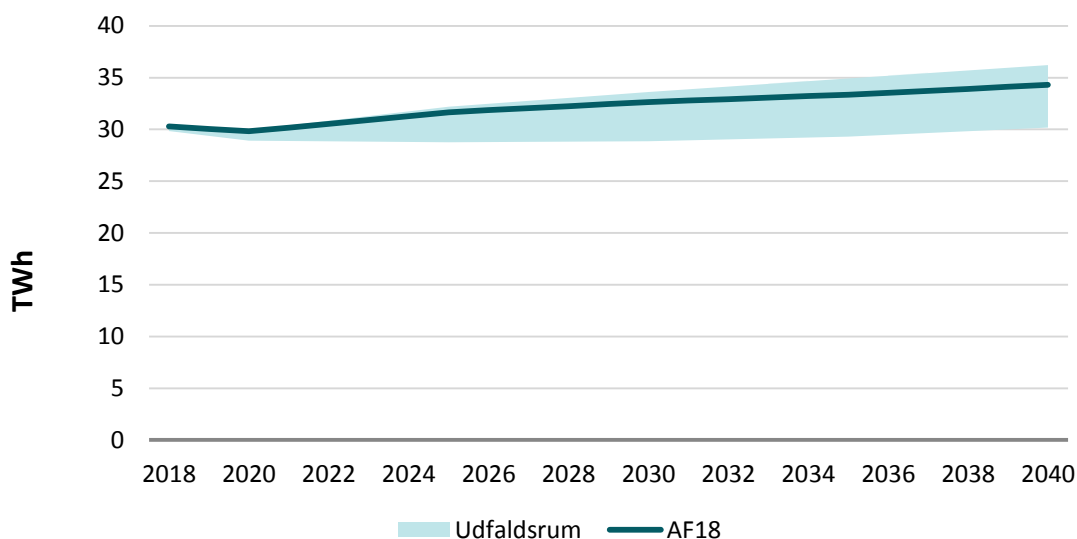


3.1.1 Følsomheder

Fremskrivningen i elforbruget i husholdninger og erhverv er foruden politiske tiltag især drevet af udviklingen i elpriser, afgifter og brændselspriser samt teknologiomkostningerne. Figur 11 viser et muligt udfaldsrum for udviklingen i det klassiske elforbrug. Der er angivet et forholdsvist snævert udfaldsrum for udviklingen i det klassiske elforbrug, idet der er flere modsatrettede effekter. Udfaldsrummet afspejler indtræden af en række sammenfaldende hændelser, som beskrevet neden for, men kunne øges, hvis der blev ændret yderligere på de nævnte faktorer.

Et lavere elforbrug vil fremkomme ved højere elpriser, lavere gaspriser, højere investeringsomkostninger for elteknologier og lavere investeringsomkostninger for fjernvarmeteknologier og gasteknologier, og omvendt. Samtidig vil et større udbud af energieffektivisering i erhvervslivet give anledning til lavere elforbrug, mens et mindre udbud fører til højere elforbrug.

Figur 11: Udfaldsrum for det klassiske elforbrug



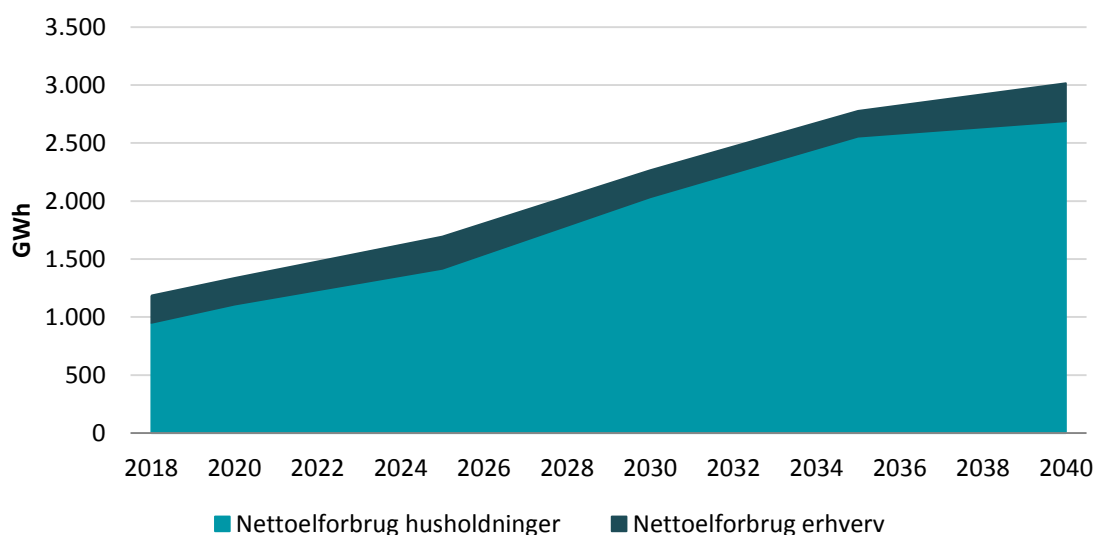
3.2 Varmepumper

Elektrificering af energisektoren er en væsentlig byggesten i den grønne omstilling og brug af mere vedvarende energi, herunder i særdeleshed i varmesektoren. En nedsættelse af elvarmeafgiften som følge af energiaftalen vil fremme konvertering til varmepumper. Udviklingen i elforbruget til varmepumper er dog usikker og afhænger i høj grad af den teknologiske udvikling, niveauet for energieffektiviseringer og prisen på el og brændsler.

3.2.1 Individuelle varmepumper

Udviklingen i elforbruget til varmepumper i husholdninger og erhverv er modelleret i IntERACT sammen med det klassiske elforbrug. Forbruget af el til varmepumper forventes at stige, da el-varmepumpe-teknologien er tæt på modning og på at være konkurrencedygtig med både naturgas-fyr og træpillefyr. Afgiftslempelsen på el til opvarmning forbedrer varmepumpe-teknologiens konkurrencedygtighed og giver anledning til en forøgelse af den installerede kapacitet og derigennem et højere forbrug af el til varmepumper. Det forventede elforbrug til varmepumper fordelt på husholdninger og erhverv ses i figur 12.

Figur 12: Forventet udvikling i elforbrug til varmepumper i husholdninger og erhverv



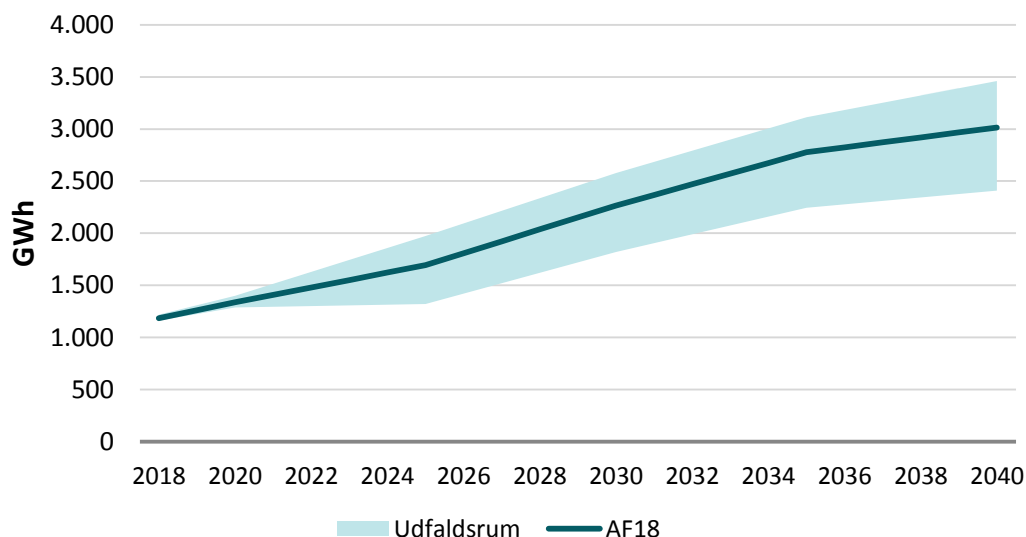
At erhvervenes elforbrug er nogenlunde konstant, betyder dog ikke, at antallet af varmepumper er konstant, men afspejler at varmepumperne bliver mere effektive, så antallet stiger og forbruget af omgivelsesvarme stiger, og leveret rumvarme øges. Med hensyn til teknologiudviklingen er teknologikataloget grundlaget for analysen af udviklingen i elforbruget, men en række nye teknologiske muligheder som fx "Power to X" (P2X), CCS og procesvarmepumper er endnu ikke inkluderet i Energistyrelsens modeller. Det vil der blive arbejdet på til fremtidige analyseforudsætninger. Desuden opdateres teknologikataloget jævnlige, når ny viden tilsiger dette, og der arbejdes fx i år med at inkludere de mest lovende og veldokumenterede nye lagringsteknologier.

Følsomhed

Usikkerheden i fremskrivningen af forbruget til individuelle varmepumper er først og fremmest drevet af prisniveauet på konkurrerende brændsler, herunder specielt til fjernvarme, samt af, om der foretages energieffektiviseringer i husholdninger og erhverv. Større udbud af energieffektiviseringer i husholdninger og erhverv giver alt andet lige et lavere forbrug af el til varmepumper, ligesom

det er tilfældet, hvis især fjernvarmeprisen er lavere end antaget. Større lempelse af elvarmeafgiften, en positiv udvikling af elvarmepumpeteknologien i form af lavere omkostninger, samt eventuelle informationskampagner og/eller ESCO-ordninger vil give anledning til højere forbrug af el til varmepumper. Et muligt udfaldsrum for udviklingen er vist i figur 13. Igen er der tale om en kombination af forskellige faktorer, der hhv. trækker elforbrug i opadgående og nedadgående retning. Den manglende symmetri kan forklares ved en indbyrdes afhængighed mellem de betragtede faktorer.

Figur 13: Muligt udfaldsrum for udviklingen i individuelle varmepumper



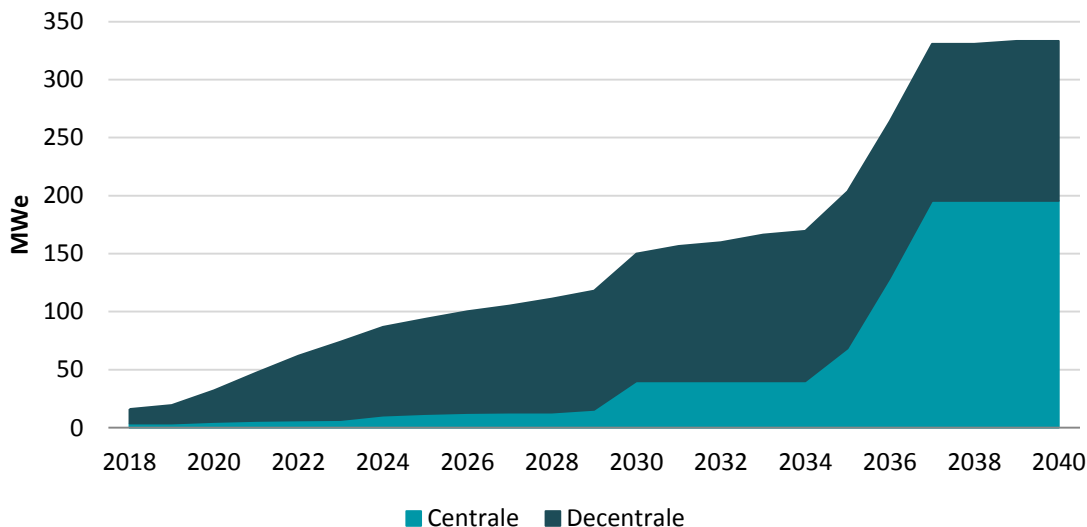
3.2.2 Store varmepumper

Udviklingen i kapaciteten af store varmepumper er frem til 2020 den samme som i BF18. Efter 2020 stiger kapaciteten af store varmepumper som følge af den forventede effekt af afgiftslempelserne i energiaftalen. Samtidig er varmepumper baseret på overskudsvarme fra datacentre fremskrevet separat. Fremskrivningen er baseret på den forventede udbygning af datacentre samt en vurdering af potentialet for udnyttelse af overskudsvarme, som COWI har beregnet for Energistyrelsen (COWI, 2018).

Udviklingen fra 2030 til 2040 er baseret på et skøn for de enkelte fjernvarmeområder, hvor varmeproduktionen fra de kraftvarmeværker og naturgaskedler, som bliver lukket, erstattes af nye varmepumper og anden varmeproduktion.

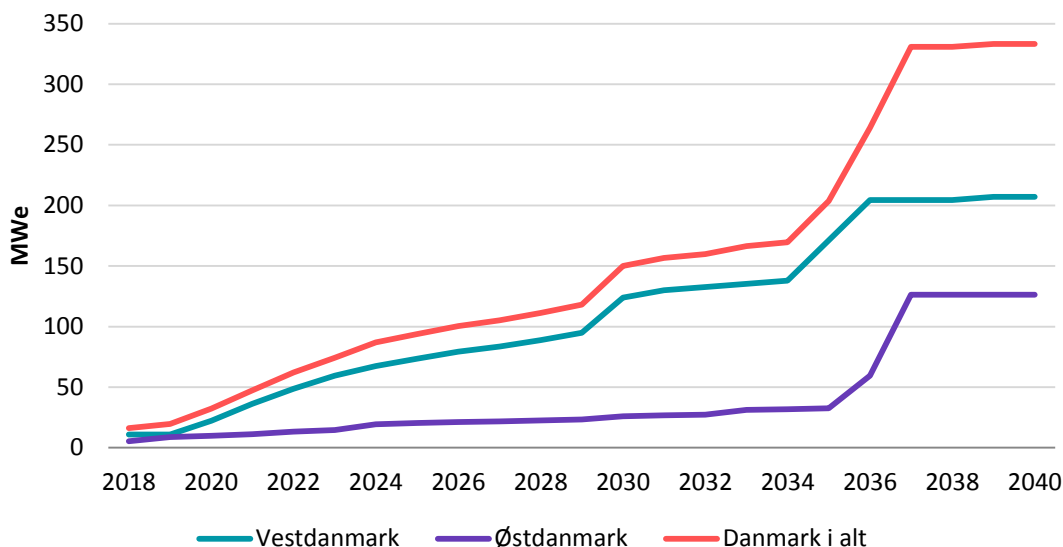
Figur 14 viser den forventede kapacitetsudvikling for store varmepumper i fjernvarmesektoren, fordelt på varmepumper i henholdsvis centrale og decentrale fjernvarmeområder. I RAMSES-modellen får store varmepumper en relativt høj benyttelsestid, idet store varmepumper ikke forventes at være konkurrencedygtige pga. de høje investeringsomkostninger, med mindre de får en høj benyttelsestid. Dette er et (model)output, og kun kapaciteten er en inputforudsætning.

Figur 14: Forventet udvikling i kapacitet for store varmepumper, fordelt på centrale og decentrale fjernvarmeområder



Fordelingen mellem Vest- og Østdanmark fremgår af figur 15. Der forventes at komme væsentligt flere varmepumper i Vestdanmark end i Østdanmark, da der er bedre muligheder for udnyttelse af overskudsvarme fra bl.a. store datacentre, og da flere decentrale kraftvarmeværker forventes at lukke i Vestdanmark.

Figur 15: Forventet udvikling i elkapacitet for store varmepumper, fordelt på Vest- og Østdanmark

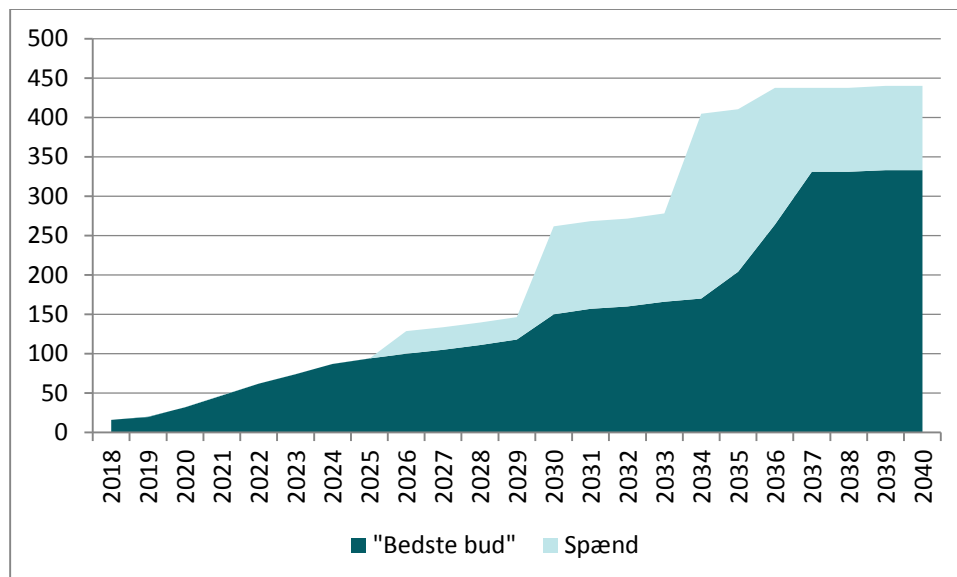


Følsomhed

Der er stor usikkerhed om udviklingen i kapaciteten af store varmepumper, hvilket også hænger nøje sammen med usikkerheden om udviklingen i kraftværkskapaciteten. Hvis kraftværkerne lukker hurtigere end forventet i "bedste bud" vil varmebehovet skulle dækkes på anden vis, fx gennem en varmepumpe. Nedenfor er indlagt et muligt udfaldsrum med flere store varmepumper, der modsvarende den lavere kraftværkskapacitet, der er vist som udfaldsrum under afsnittet om kraftværkskapaciteter. I det øvre udfaldsrum forventes der i 2040 at være en kapacitet af store varmepumper

på ca. 440 MWe fremfor 330 MWe i grundforløbet. Det understreges dog, at der kan forventes endnu flere varmepumper, hvis også de decentrale værker lukker hurtigere end forudsat i ”bedste bud”.

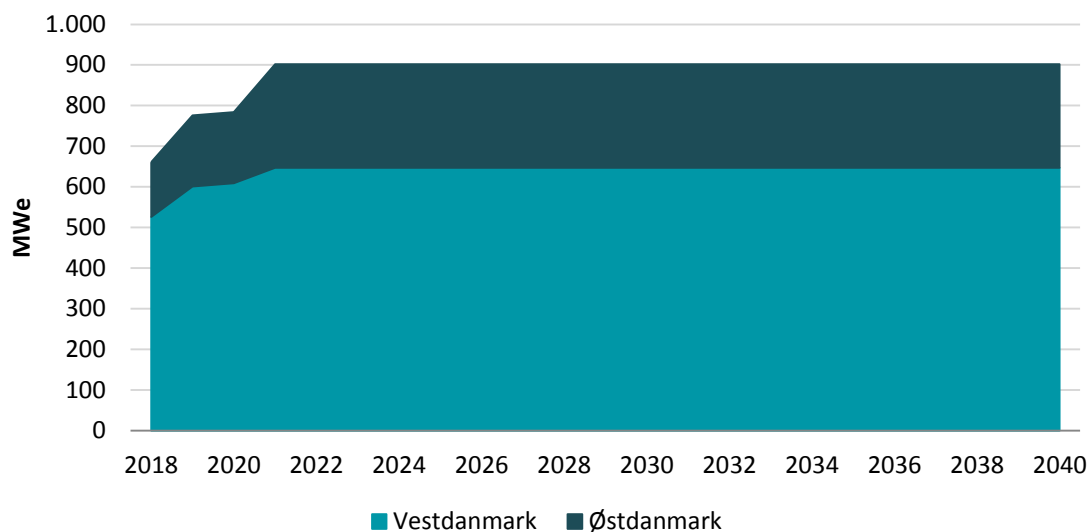
Figur 16: Muligt udfaldsrum for udviklingen i store varmepumper



3.3 Elkedler

Udviklingen i kapaciteten af elkedler er baseret på energiproducenttællingen samt viden om konkrete projekter i pipeline. Der regnes med en udbygning af elkedler frem mod 2021, hvor kapaciteten vil stige til ca. 900 MW fra det eksisterende niveau på 661 MW. Derefter forudsættes kapaciteten at være konstant i resten af perioden, jf. figur 17.

Figur 17: Forventet udvikling i elkapacitet for elkedler, fordelt på Vest- og Østdanmark



Flere fjernvarmeselskaber er påbegyndt konkrete projekter om etablering af elkedler. Det kan der være flere grunde til. Blandt andet er investeringsomkostningerne lave, og elkedler udgør dermed en billig form for reservekapacitet til varmforsyningen, hvilket samtidig giver mulighed for at udsætte større investeringer. Desuden kan det skyldes en forventning om, at der fortsat vil være store udsving i spotpriserne på el med periodevis negative elpriser. Energistyrelsen har dog, som i tidligere analyseforudsætninger fra Energinet, valgt at fastholde kapaciteten fra 2021 og i resten af fremskrivningsperioden, da der er stor usikkerhed om antal, og særligt om placering. Desuden får elkedler i Ramses-modellen en meget lille driftstid og dermed et lavt elforbrug. Det understreges, at dette er et (model)output. Kun kapaciteten er en inputforudsætning i Energinets anvendelse af AF18.

3.4 Transport

Transportsektoren opdeles i bane-, sø- og vejtransport.

Elektrificering af transportsektoren har endnu ikke taget fart i Danmark, men ventes at komme som følge af den teknologiske udvikling og mere politisk fokus. Hvor hurtigt, det vil gå, er svært at forudsige, hvorfor fremskrivningen af elforbruget er forbundet med stor usikkerhed.

3.4.1 Elforbrugets udvikling i banetransporten

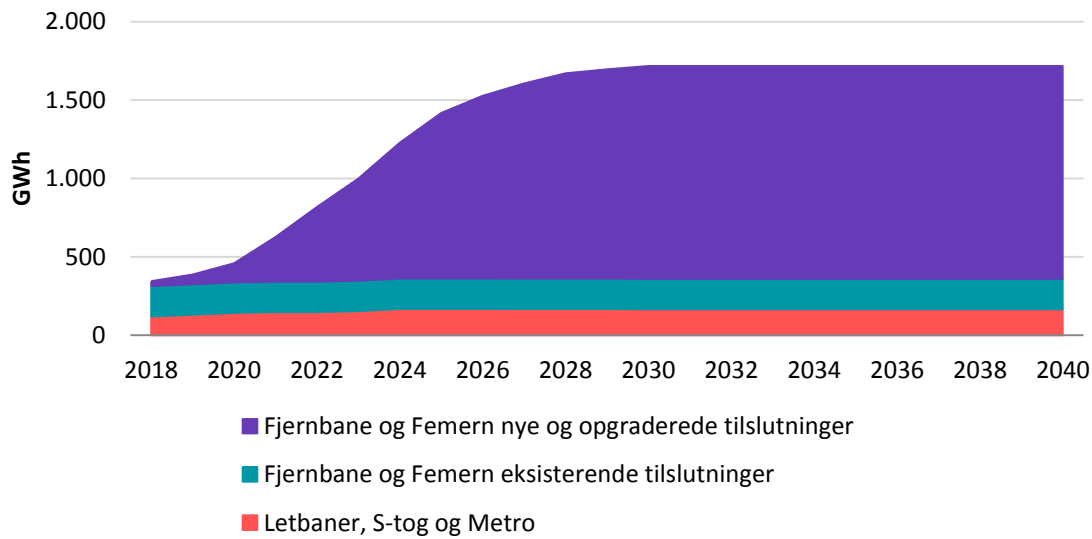
Banetransporten består af fjernbanen og Femern-forbindelsen samt S-tog, metro og letbane.

Den forventede udvikling i elforbruget til fjernbanen og Femern-forbindelsen er baseret på et samarbejde mellem Banedanmark og Energinet. Ud fra en elektrificeringsplan, som følge af den politiske aftale i 2012 om elektrificering af fjernbanen, og køreplaner over den forventede togdrift frem til 2030, har Banedanmark simuleret effekttrækket til fjernbanen. Energinet har efterfølgende omregnet effekttrækket til et forventet elforbrug, som fra 2030 er holdt konstant frem til 2040. Forbruget inkluderer de forventede ændringer efter implementeringen af Femern-forbindelsen mellem Danmark og Tyskland. Energistyrelsen har ikke fundet anledning til at justere disse tal, som derfor er de samme som i AF17.

Den forventede udvikling i elforbruget til letbaner, S-tog og metro følger BF18 frem til 2030, hvorefter forbruget er holdt konstant. Forbruget bygger på tal fra Trafik-, Bygge- og Boligstyrelsen. Elforbruget hertil er i tidligere analyseforudsætninger fra Energinet indeholdt i det klassiske elforbrug.

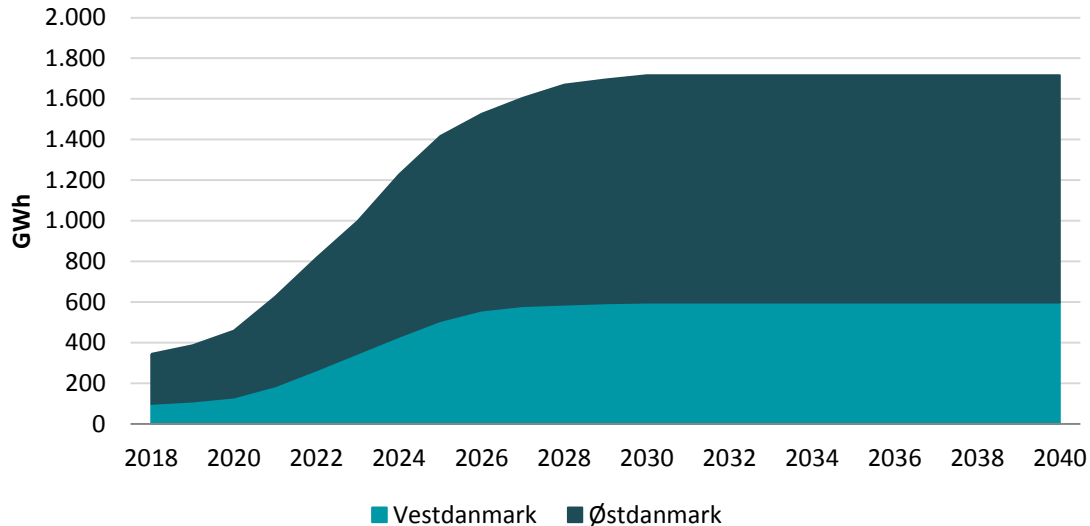
Det forventede elforbrug til banetransport fremgår af figur 18, hvor det tydeligt ses, at elektrificering af fjernbanen udgør langt den største del af elforbruget, ikke mindst efter færdiggørelse af Femern-forbindelsen.

Figur 18: Den forventede udvikling i elforbruget til jernbanen



Fordelingen mellem Vest- og Østdanmark ses af figur 19. Frem mod 2030 sker der en betydelig stigning i elforbruget i Østdanmark med den forventede færdiggørelse af Femern-forbindelsen i 2028. Stigningen i elforbruget i Vestdanmark forventes at være lavere, fordi trafik sydpå forventes overflyttet fra Storebælt til Femern-forbindelsen.

Figur 19: Den forventede udvikling i elforbruget til banetransport fordelt på Vest- og Østdanmark

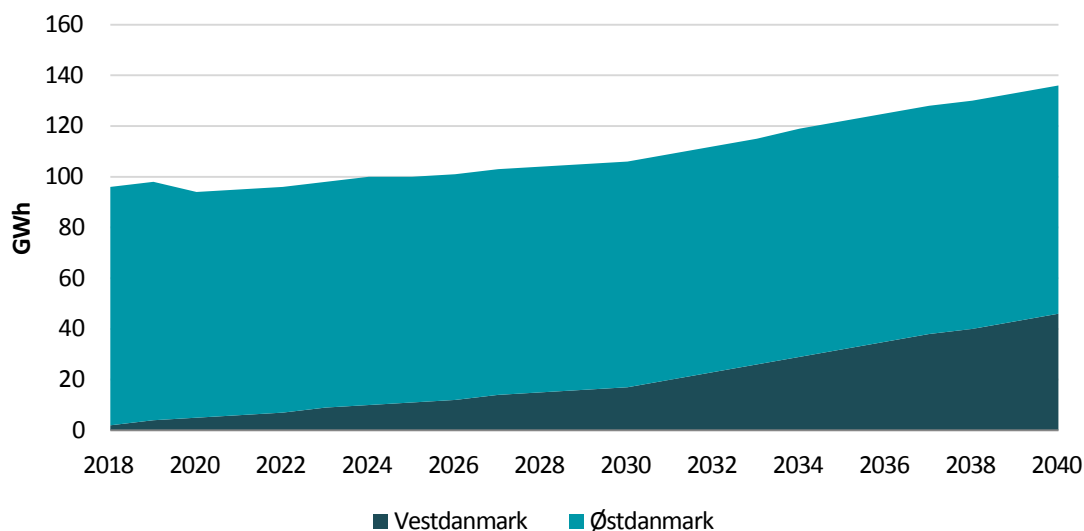


3.4.2 Elforbrugets udvikling i søtransporten

Elforbruget til de rene indenlandske ruter, dvs. ruter der forbinder to danske havne, er baseret på en analyse af Siemens (Siemens, 2016), som undersøger, hvor mange ruter der potentielt (teknisk og økonomisk) kunne skifte til el. Hertil lægges elforbruget til færgeruter, som forbinder en udenlandsk havn, og her er anvendt samme fremskrivning som Energinet anvendte i AF17.

Udviklingen i elforbrug til søtransport fordelt på Vest- og Østdanmark er vist i figur 20, hvoraf det fremgår, at det største potentiale for at skifte til el findes på færgeruter i Vestdanmark, idet ruterne i Østdanmark allerede er omstillede til at anvende el.

Figur 20: Udviklingen i det forventede elforbrug til søtransport, fordelt på Vest- og Østdanmark



3.4.3 Elforbrugets udvikling i vejtransporten

Elforbruget i vejtransporten inkluderer el til person- og varebiler (elbiler samt opladningshybridbiler), lastbiler og busser. Udviklingen i elforbruget til person- og varebiler (den lette vejtransport) er modelleret i Energistyrelsens transportmodel og bl.a. beskrevet i (Energistyrelsen, 2018c). Fremskrivningen af elbiler sker i en bilvalgsmodel, mens fremskrivningen af elforbruget til lastbiler og busser (den tunge vejtransport) sker ud fra en mere simpel tilgang. Elektrificering af vejtransporten forventes at have en relativt langsom opstart, men vil accelerere og stige betydeligt, når teknologiuudviklingen og markedsmodningen når et niveau, hvor elbiler bliver konkurrencedygtige på prisen, og rækkevidden kan tilfredsstillere flere forbrugeres kørselsbehov. Det er forventningen, at infrastrukturen og rammevilkårene, i takt med at behovet opstår, vil blive indrettet, så el i transportsektoren fremmes, og transportsektoren kan bidrage til opfyldelse af nationale målsætninger og internationale krav på energi- og klimaområdet.

De mest afgørende faktorer for, hvor hurtigt elektrificeringen af transportsektoren vil foregå, er pris- og afgiftsforskellen på el og brændsler samt den teknologiske udvikling. Disse parametre er særligt afgørende for investeringsomkostningerne, rækkevidden og energieffektiviteten, og dermed også for den enkeltes valg af bil og for salgsandelen af elbiler.

Fremskrivningen af elforbruget i den lette vejtransport følger BF18 til og med 2024, dvs. første periode af energiaftalen. Denne periode indeholder således ikke tiltag på transportområdet, som forventes at få en effekt på kort sigt. Enkelte elementer i energiaftalen kan dog drive en vis udvikling i salget af elbiler på længere sigt, bl.a. afgiftslempelsen på el og midlerne afsat til at understøtte grønne løsninger i transportsektoren. Fremskrivningen bygger på en grov antagelse om, at salget af nye personbiler og varevogne i 2040 udelukkende består af el- og opladningshybridbiler. Samtidig forventes andelen af rene elbiler at stige fra 60 pct. i 2030 til 80 pct. i 2040. Der er i fremskriv-

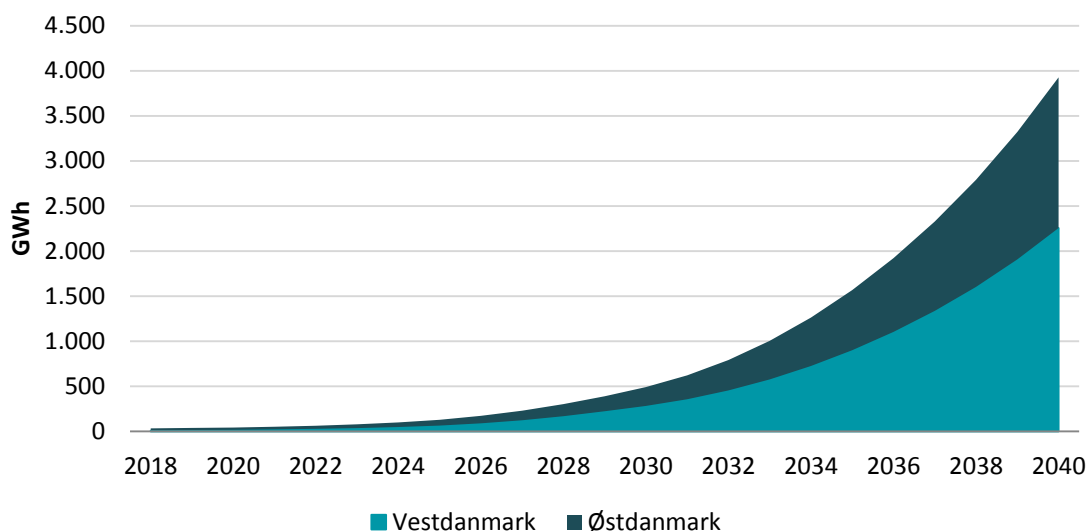
ningen ikke taget højde for, at brintbiler evt. kan udgøre en mindre del af den grønne omstilling af den lette vejtransport.

Det bemærkes, at det ikke har været muligt at indarbejde effekten af klimaudspillet om stop for salg af benzin og dieslbiler i 2030 i grundforløbet. Det skønnes dog umiddelbart, at forslaget kun vil have en mindre effekt på transmissionsnettet, men der er igangsat en temaanalyse, der skal undersøge dette nærmere, og resultaterne heraf vil indgå i næste års analyseforudsætninger. Desuden er målet om, at alle nye biler skal være lavemissionsbiler i 2030 og nulemissionsbiler i 2035, indfanget i udfaldsrummet for elforbruget til person- og varebiler, således, at regeringens forventning om 1 mio. elbiler, plug-in hybridbiler eller tilsvarende grønne biler i Danmark i 2030 er inkluderet i følsomhedsanalysen.

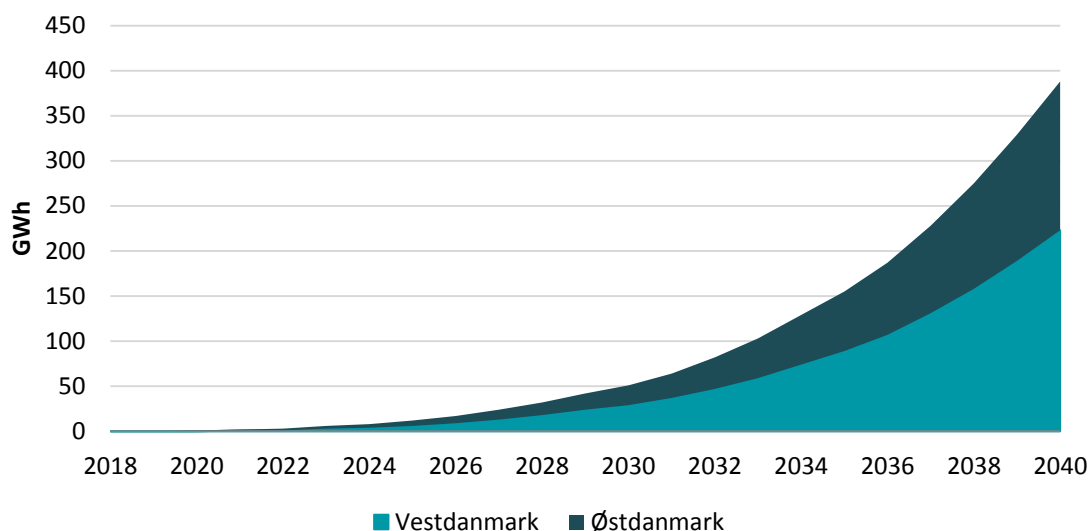
El må forventes også at kunne spille en mindre rolle i tung vejtransport, men Energistyrelsen har ikke lavet en nærmere analyse heraf. Det antages derfor, som et groft estimat, at den tunge vejtransport bidrager med et elforbrug på omkring 10 pct. af den lette vejtransport i hele fremskrivningsperioden.

Det årlige elforbrug i Vest- og Østdanmark fordelt på let og tung vejtransport fremgår af figur 21 og figur 22. Der er betydelig usikkerhed om fremskrivningen af elforbruget til transportsektoren. Dette er beskrevet nærmere i afsnittet om følsomheder.

Figur 21: Udviklingen i det forventede elforbrug til let vejtransport, fordelt på Vest- og Østdanmark



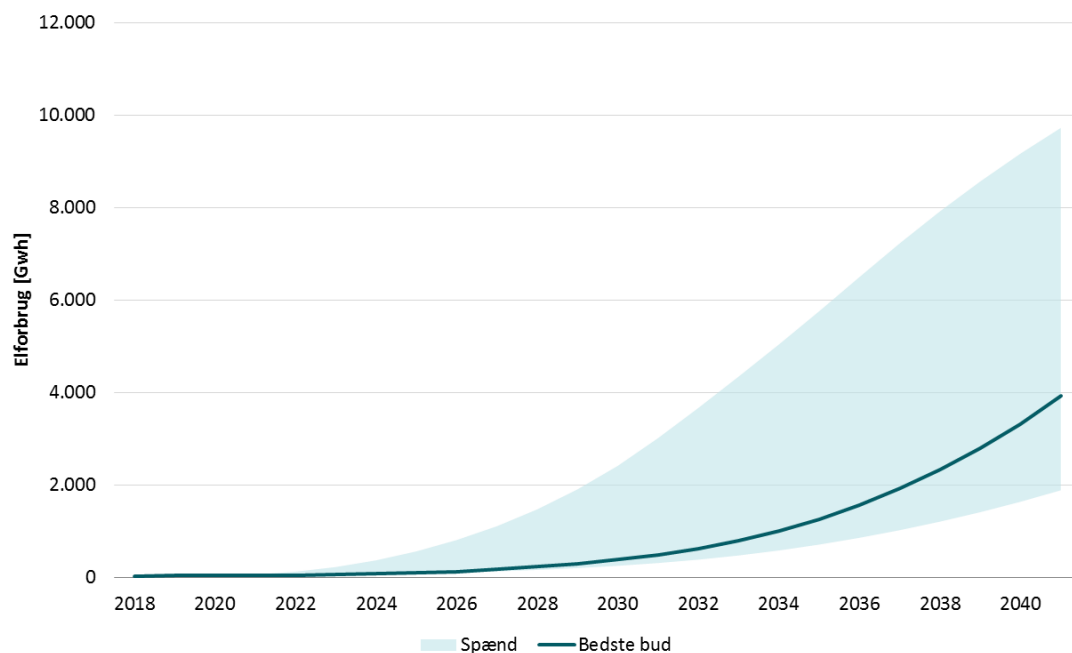
Figur 22: Udviklingen i det forventede elforbrug til tung vejtransport, fordelt på Vest- og Østdanmark



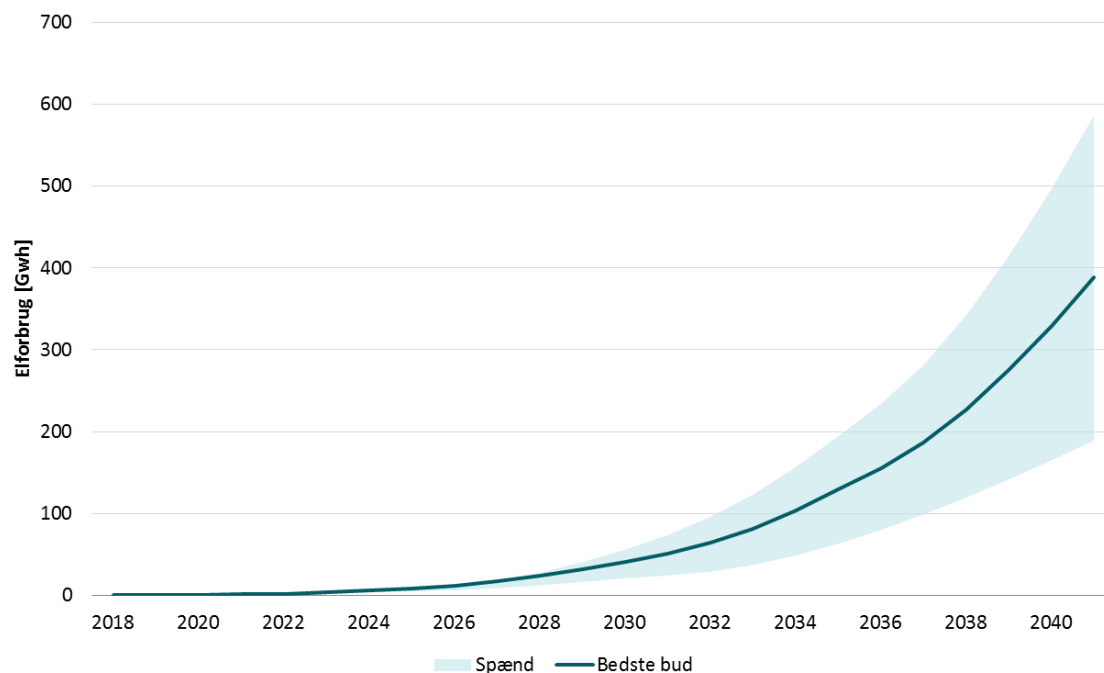
3.4.4 Følsomhed

Udviklingen for både den lette og tunge vejtransport er meget usikker. Hvis den teknologiske udvikling eksempelvis foregår langsommere end forudset, så rækkevidden ikke forbedres betydeligt, og priserne på elbiler ikke bliver konkurrencedygtige i forhold til benzin- og dieseldrevne biler så hurtigt som forudsat, vil væksten i salget af elbiler blive mindre. Omvendt vil en hurtigere teknologisk udvikling, ændring i præferencer og/eller en større politisk indsats (fx som opfølgning på forslaget om udfasning af benzin- og dieslbiler allerede i 2030 i Regeringens klima- og luftudspil) fremme salget af elbiler. I figur 23 og figur 24 er der angivet et spænd for udviklingen i elforbruget til hhv. let og tung vejtransport. For den lette vejtransport defineres spændet af en antagelse om et salg af el- og opladningshybridbiler på 50 pct. i 2040 for det nedre skøn og på 100 pct. i 2030 for det øvre skøn (i det øvre skøn er salget af hybridbiler udfaset i 2035 i overensstemmelse med udspillet). Begge skøn afviger desuden fra BF18 i perioden 2020-2024. For den tunge vejtransport defineres spændet af antagelsen om, at elforbruget til tung vejtransport udgør hhv. 5 og 15 pct. af den lette vejtransport.

Figur 23: Udfalds rum for udviklingen i det forventede elforbrug til let vejtransport



Figur 24: Udfalds rum for udviklingen i det forventede elforbrug til tung vejtransport



3.5 Store datacentre

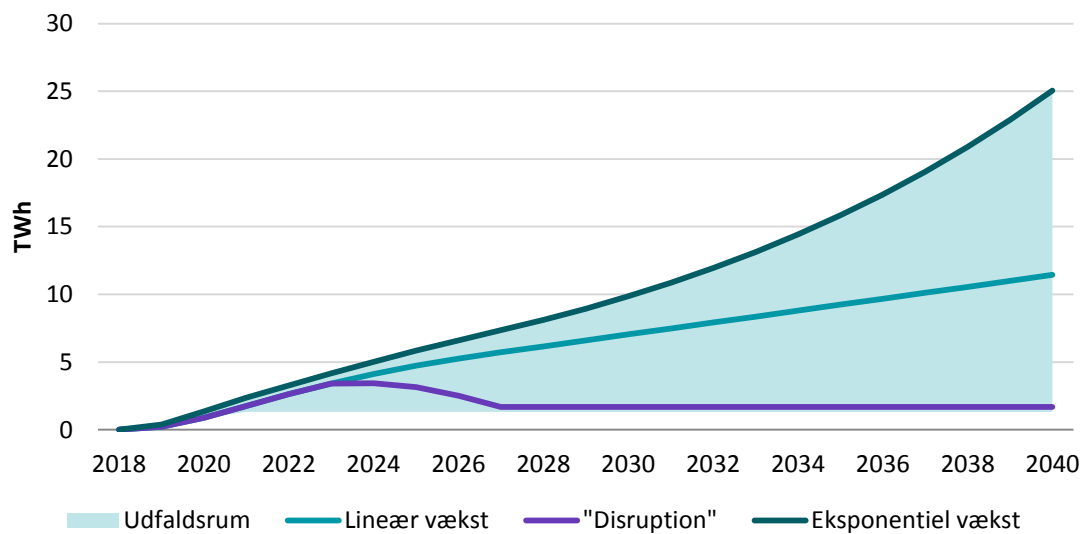
COWI har for Energistyrelsen undersøgt den forventede udbygning af store datacentre (de såkaldte Hyper-Scale Data Centers HSDC) i Danmark og den afledte påvirkning af elforbruget og el- og fjernvarmesystemerne (COWI, 2018). Det er COWI's vurdering, at der vil være omkring seks store

datacentre med en gennemsnitlig eleffekt til IT-udstyr på hver 150 MW i 2030. Der er tale om et gennemsnit, og der kan således være både flere og mindre eller færre og større datacentre - det afgørende er den installerede serverkapacitet og dermed det forventede elforbrug og resulterende effekttræk. Elforbruget fra store datacentre forventes at stige yderligere frem til 2040, hvis en lineær vækst i datamængderne fortsætter. I dette forløb vil det samlede elforbrug fra de store datacentre være på ca. 7 TWh i 2030 og over 11 TWh i 2040 svarende til ca. 16 pct. og 22 pct. af elforbruget inkl. datacentrenes elforbrug i de respektive år. Der er i dag kendskab til planer om seks store datacenterprojekter i Danmark.

3.5.1 Følsomhed

Der er betydelig usikkerhed om den fremtidige udvikling, hvilket bl.a. skyldes, at dataoperatørerne med relativt kort varsel kan flytte datacentre til lande med mere attraktive rammevilkår. Derfor opererer COWI med flere scenarier for udviklingen i elforbruget fra datacentre som vist i figur 25. Foruden hovedscenariet med en lineær vækst, opereres med et scenarie, hvor væksten i elforbruget fra datacentre i Danmark stiger eksponentielt og et scenarie, hvor Danmark fravælges. Der er også stor usikkerhed om den teknologiske udvikling, og der er derfor inkluderet et scenarie, som beskriver konsekvenserne af en helt anden måde ("disruption") at behandle data på. For en nærmere beskrivelse af scenarierne og det mulige udfaldsrum for elforbruget til store datacentre henvises til (COWI, 2018).

Figur 25: Scenarier for udviklingen i elforbrug fra store datacentre (HSDC-moduler) i Danmark



Note: Scenariet, hvor Danmark fravælges, svarer til den nederste del af udfaldsrummet

4 Effektforsbrug

4.1 Fra energi til effekt

For netplanlægningen er det afgørende at få et billede af, hvorledes transmissionssystemet kan blive påvirket til ethvert tidspunkt. Netplanlægningen baseres derfor på effektbetragtninger fremfor energibetragtninger. Foruden kendskab til effektforsbruget er det også centralt for Energinets netplanlægning at kunne fordele forbrug og ny elproduktionskapacitet geografisk. Metoden hertil er kort beskrevet i AF17 (Energinet, 2017), men den geografiske opdeling (udover opdelingen i Øst- og Vestdanmark) udgør ikke en del af Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet.

I analyseforudsætningerne omregnes fremskrivningerne for energiforsbruget til effektværdi, og for at få et billede af variationen i påvirkning på systemet fastlægges både maksimale og minimale effektforsbrug. Metoden til beregning af det maksimale og minimale effektforsbrug er den samme som anvendt i AF17.

Analyseforudsætningerne omfatter såvel specificeret som uspecificeret forbrug. For det specificerede forbrug kan tilslutningspunkt og effektværdi identificeres, mens det uspecificerede alene er givet ved det samlede elforsbrug for henholdsvis Øst- og Vestdanmark. Det specificerede forbrug omfatter forbrug til store datacentre, jernbanen samt store varmepumper og elkedler, mens det uspecificerede forbrug omfatter det klassiske forbrug samt forbrug til individuelle varmepumper og elbiler. Det bemærkes, at elforsbruget på Bornholm er fratrukket i det østdanske elforsbrug i forbindelse med effektberegningerne.

For det uspecificerede forbrug omregnes energiforsbruget til en maksimal hhv. minimal effektværdi ud fra benyttelsestider, der er fastlagt ud fra målinger af det årlige energiforsbrug og de maksimale hhv. minimale timeeffekter (MWh/time) gennem de seneste 10 år. Timeeffekter er tilgængelige via Energinets markedsdata.

4.1.1 Beregning af anvendte benyttelsestider for det uspecificerede elforsbrug

Benyttelsestiden er forholdet mellem et års samlede elforsbrug og den målte timeeffekt. Da benyttelsestid og effekt således er omvendt proportionale, betyder det, at der skal anvendes en minimal benyttelsestid til beregning af den maksimale timeeffekt, og omvendt en maksimal benyttelsestid til beregning af den minimale timeeffekt.

En lav benyttelsestid viser en situation med mange eller store spidslastsituationer. Den benyttelsestid, der i fremskrivningsperioden anvendes til at omregne fra elforsbrug til maksimaleffekt, er udvalgt som den laveste benyttelsestid gennem de seneste 10 år.

Forsbrug og timeeffekter til beregning af laveste benyttelsestid i Øst- og Vestdanmark fremgår af tabel 9 og tabel 10. De farvelagte celler viser de laveste benyttelsestider, der bruges som omregningsfaktor i AF18 for henholdsvis Øst- og Vestdanmark.

Tabel 9: Historisk maksimaleffekt, forbrug og benyttelsestid for Vestdanmark (DK1)

Maksimaleffekt				Forbrug	Beregnet Benyttelsestid
Dato	Time	MW	pct. af maks	MWh	Timer
03-01-2008	18	3.748	99,5	21.622.136	5.769
06-01-2009	18	3.677	97,6	20.555.026	5.590
01-12-2010	18	3.743	99,4	21.120.621	5.643
05-01-2011	18	3.665	97,3	20.707.454	5.650
07-02-2012	9	3.677	97,6	20.442.016	5.560
16-01-2013	18	3.563	94,6	20.105.782	5.643
30-01-2014	18	3.541	94,0	20.123.553	5.683
15-01-2015	12	3.427	91,0	20.305.110	5.925
07-01-2016	18	3.672	97,5	20.532.763	5.591
29-10-2017	3	3.684	97,8	20.622.251	5.598

Tabel 10: Historisk maksimaleffekt, forbrug og benyttelsestid for Østdanmark (DK2)

Maksimaleffekt				Forbrug	Beregnet Benyttelsestid
Dato	Time	MW	pct. af maks	MWh	Timer
03-01-2008	18	2.660	99,0	14.476.732	5.442
05-01-2009	18	2.614	97,3	14.050.927	5.375
14-12-2010	18	2.615	97,3	14.376.107	5.497
05-01-2011	18	2.556	95,1	13.888.456	5.434
06-02-2012	18	2.559	95,2	13.698.186	5.354
16-01-2013	18	2.521	93,8	13.465.046	5.341
29-01-2014	18	2.500	93,0	13.319.237	5.327
20-01-2015	18	2.337	87,0	13.311.223	5.695
06-01-2016	18	2.444	90,9	13.454.088	5.504
05-01-2017	18	2.419	90,0	13.395.851	5.537

En høj benyttelsestid viser en situation uden eller med ganske få spidslastsituationer. Den benyttelsestid, der i fremskrivningsperioden anvendes til at omregne fra elforbrug til minimaleffekt, er udvalgt som den højeste benyttelsestid gennem de seneste 10 år.

Forbrug og timeeffekter til beregning af højeste benyttelsestid i Øst- og Vestdanmark fremgår af tabel 11 og tabel 12. De farvelagte celler viser de højeste benyttelsestider, der bruges som omregningsfaktor i AF18 for henholdsvis Øst- og Vestdanmark.

Den minimale effektværdi udgør historisk mellem ca. 35 pct. og 40 pct. af maksimalværdien.

Tabel 11: Historisk minimaleffekt, forbrug og benyttelsestid for Vestdanmark (DK1)

Minimaleffekt				Forbrug	Beregnet benyttelsestid
Dato	Time	MW	pct. af maks	MWh	timer
20-07-2008	6	1.301	34,5	21.622.136	16.621
19-07-2009	6	1.266	33,6	20.555.026	16.234
18-07-2010	6	1.309	34,8	21.120.621	16.132
24-07-2011	6	1.306	34,7	20.707.454	15.857
22-07-2012	6	1.209	32,1	20.442.016	16.911
04-08-2013	6	1.353	35,9	20.105.782	14.857
27-07-2014	6	1.373	36,4	20.123.553	14.662
02-08-2015	6	1.365	36,2	20.305.110	14.878
17-07-2016	6	1.331	35,3	20.532.763	15.430
23-07-2017	6	1.348	35,8	20.622.251	15.297

Tabel 12: Historisk minimaleffekt, forbrug og benyttelsestid for Østdanmark (DK2)

Minimaleffekt				Forbrug	Beregnet benyttelsestid
Dato	Time	MW	pct. af maks	MWh	timer
20-07-2008	6	922	34,3	14.476.732	15.705
25-07-2009	6	892	33,2	14.050.927	15.747
18-07-2010	6	906	33,7	14.376.107	15.862
17-07-2011	6	897	33,4	13.888.456	15.490
15-07-2012	6	873	32,5	13.698.186	15.691
21-07-2013	6	898	33,4	13.465.046	15.001
08-06-2014	6	898	33,4	13.319.237	14.827
19-07-2015	6	886	33,0	13.311.223	15.021
17-07-2016	6	883	32,8	13.454.088	15.245
16-07-2017	6	898	33,4	13.395.851	14.926

De benyttelsestider, der således anvendes for det uspecificerede forbrug i AF18, er sammenfattet i tabel 13. Disse benyttelsestider har ikke ændret sig i fht. AF17.

Tabel 13: Anvendte benyttelsestider til beregning af effektpåvirkning for det uspecificerede elforbrug, timer

	Vestdanmark	Østdanmark
Maksimaleffekt	5.560	5.354
Minimaleffekt	16.911	15.862

4.1.2 Fra benyttelsestider til maksimalt og minimalt effektforsøg for det uspecificerede forbrug

Ved omregning til effektpåvirkning for det uspecificerede elforbrug indgår hele det klassiske forbrug, hele forbruget til individuelle varmepumper og 25 pct. af energiforbruget til elbiler, idet det antages, at opladning af elbiler kun påvirker effektpidsen i 25 pct. af tiden. I omregningen til effekt tillægges/fratrækkes endvidere 2 pct. til den maksimale/minimale effektværdi for at inkludere de udsving, der kan opstå indenfor den enkelte time.

Tabel 14 sammenfatter, hvordan det klassiske energiforbrug samt forbrug til individuelle varmepumper og elbiler omregnes til effekt i AF18.

Tabel 14: Beregning af maksimal og minimal effekt ud fra forbrug og benyttelsestider

	Klassisk elforbrug og individuelle varmepumper	Elbiler
Maksimaleffekt	$Y = \frac{X}{t^*} \cdot 1,02$	$Y = \frac{X}{t^*} \cdot 1,02 \cdot 0,25$
Minimaleffekt	$Y = \frac{X}{t^*} \cdot 0,98$	$Y = \frac{X}{t^*} \cdot 0,98 \cdot 0,25$

I tabellen angiver t* de udvalgte minimale/maksimale benyttelsestider som sammenfattet i tabel 13, mens X er bruttoelforbruget og Y er maksimaleffekten hhv. minimaleffekten i et givent år.

4.1.3 Maksimale effektforbrug

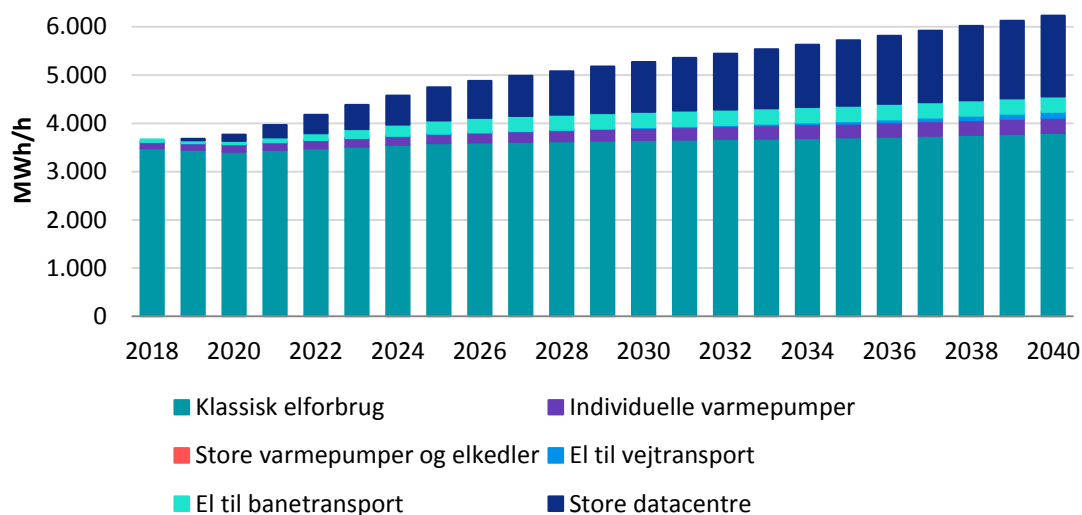
Den maksimale effekt knyttet til det uspecificerede forbrug beregnes som bekræftet i tabel 14 ovenfor. Det resterende (specificerede) forbrug omfatter forbrug til de store datacentre, forbrug til jernbanen og forbrug til store varmepumper og elkedler, men forbruget til store varmepumper og elkedler antages ikke at påvirke effektspidsen.

Det maksimale effekttræk fra datacentre er baseret på COWI's temaanalyse om store datacentre (COWI, 2018). Ifølge analysen er der ikke stor variation i elforbruget hen over året, og det maksimale forbrug vurderes ikke at overstige 20 pct. af middelforbruget. Denne antagelse er lagt til grund for beregning af det maksimale effekttræk fra datacentre. Benyttelsestiden for det maksimale effekttræk for store datacentre er dermed 7.300 timer (svarende til 8.760/1,2). Dette maksimale effekttræk antages at påvirke effektspidsen med 100 pct.

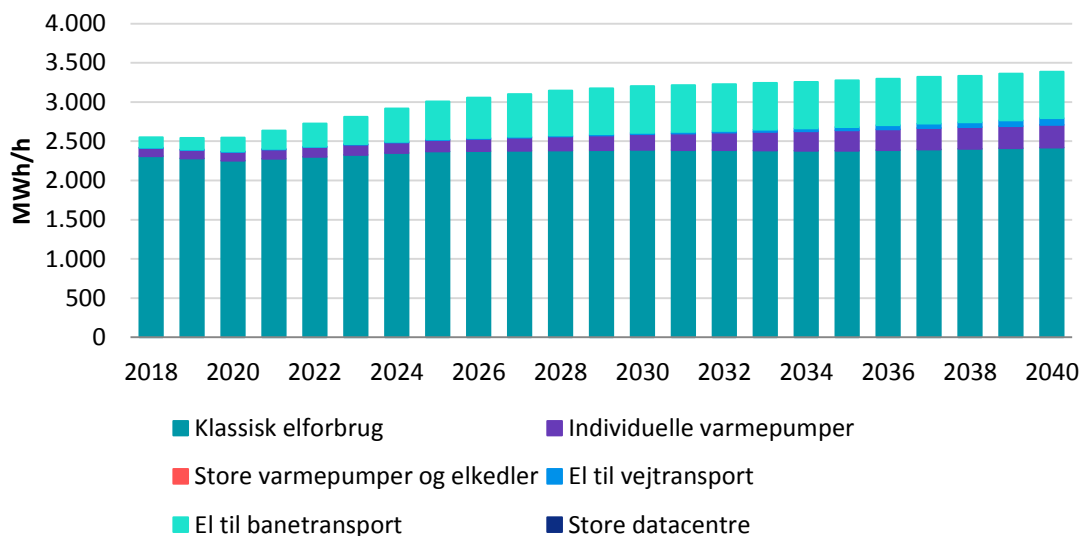
Benyttelsestiden for jernbanen er 2.000 timer og den samme som i AF17 (Energinet's vurdering baseret på information fra Banedanmark). Dette maksimale effekttræk antages at påvirke effektspidsen med 100 pct.

Udviklingen i den maksimale effektværdi til brug i planlægningen af transmissionsnettet fremgår af figur 26 og figur 27.

Figur 26: Udviklingen i det maksimale effektforbrug i Vestdanmark



Figur 27: Udviklingen i det maksimale effektforbrug i Østdanmark

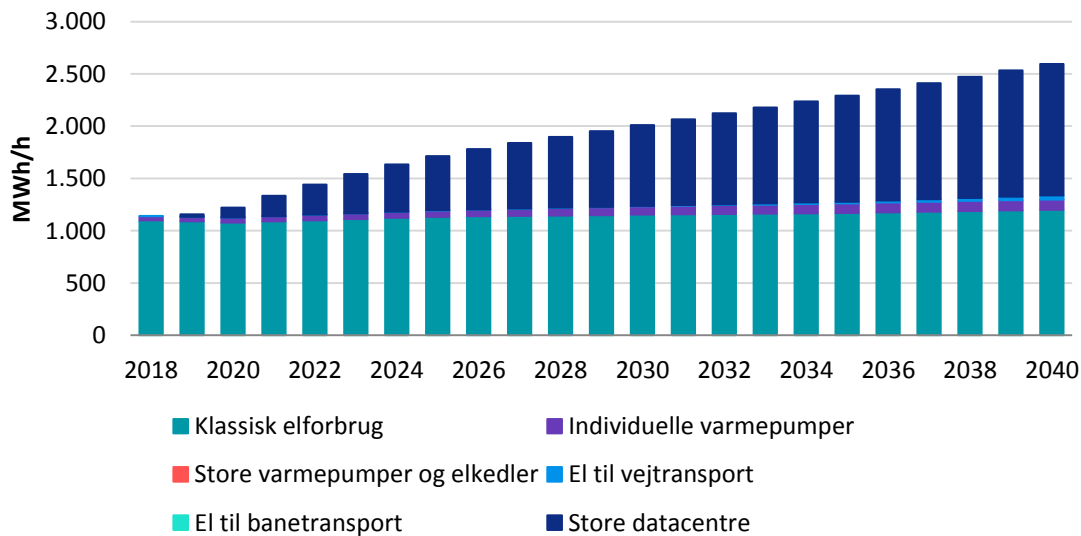


4.1.4 Minimalt effektforbrug

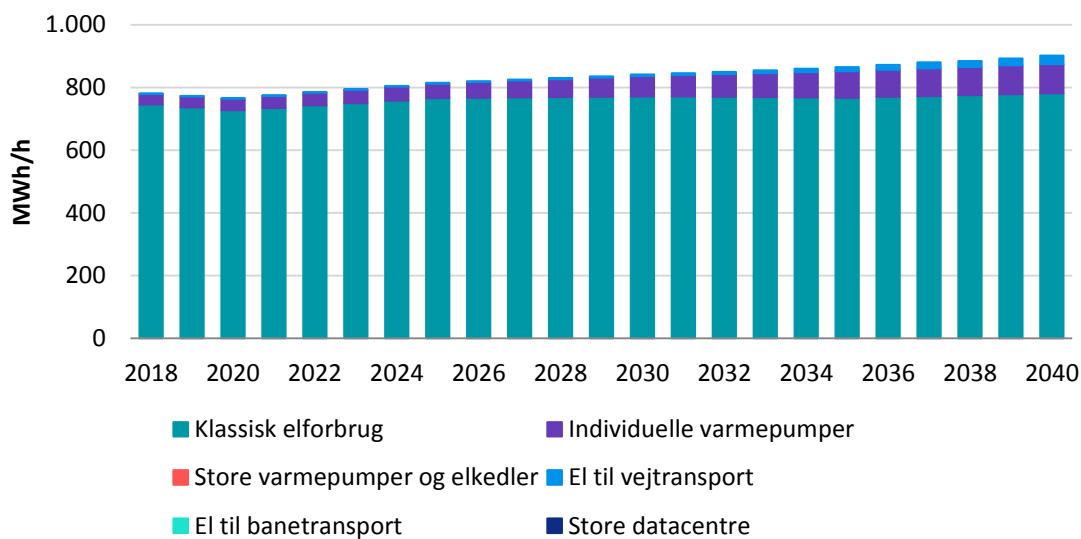
Den minimale effekt knyttet til uspecificerede forbrug beregnes som beskrevet i den tidligere viste tabel 14. Det resterende (specificerede) forbrug omfatter forbrug til de store datacentre, forbrug til jernbanen og forbrug til store varmepumper og elkedler. Forbruget til jernbanen samt store varmepumper og elkedler antages dog ikke at påvirke effektminimum.

Det minimale effekttræk fra datacentre er baseret på COWI's temaanalyse om store datacentre (COWI, 2018). Ifølge analysen er der ikke stor variation i elforbruget hen over året, og det minimale forbrug vurderes ikke at ligge lavere end 10 pct. under middelforbruget. Denne antagelse er lagt til grund for beregning af det minimale effekttræk fra datacentre. Benyttelsestiden for det minimale effekttræk for de store datacentre er dermed 9.733 timer (svarende til 8.760/0,9), og det antages, at det minimale forbrug fra datacentre påvirker effektminimum. Udviklingen i den minimale effekt-værdi fremgår af figur 28 og figur 29.

Figur 28: Udviklingen i det minimale effektforbrug i Vestdanmark



Figur 29: Udviklingen i det minimale effektforbrug i Østdanmark



4.2 Metodeusikkerhed

Der er udfordringer ved den anvendte metode til beregning af effektforbruget. Hvis fx den dimensionerende sommer/vinter ikke indtræffer eller kun indtræffer yderst sjældent, vil effekterne ikke være retvisende.

Derfor er følsomhedsanalyser også i forbindelse med effektberegningerne vigtige som en del af netplanlægningen. Herudover kan alternative metoder til effektberegning overvejes i fremtiden, fx baseret på timeelforbruget opdelt på sektorer. Det kræver dog bedre data, og en metode er endnu ikke etableret. Det er planen at arbejde videre med dette emne i forbindelse med kommende analyseforudsætninger.

5 Elproduktionskapacitet

I forhold til BF18 er der foretaget justeringer i udviklingen i produktionskapacitet over tid med øje for energiaftalens formuleringer om 55 pct. VE, udfasning af kul inden 2030 og fossil uafhængighed i 2050. Samtidig er der taget højde for et politisk ønske om øget deregulering af fjernvarmesektoren og lavere elafgifter.

5.1 Kraftværker

Energistyrelsens fremskrivning af den centrale og decentrale kraftværkskapacitet baserer sig på:

- Energitilførseltællingen, som giver indblik i de nuværende driftsmønstre
- Kendskab til konkrete ansøgninger om omlægning, nedlægning eller idriftsættelse
- Vurderinger af konkrete hensigtserklæringer fra regeringen og andre centrale aktører
- Samtaler med interessenter
- Vurdering af ændringer i rammevilkår, og hvordan de spiller ind på kraftværksejernes strategier

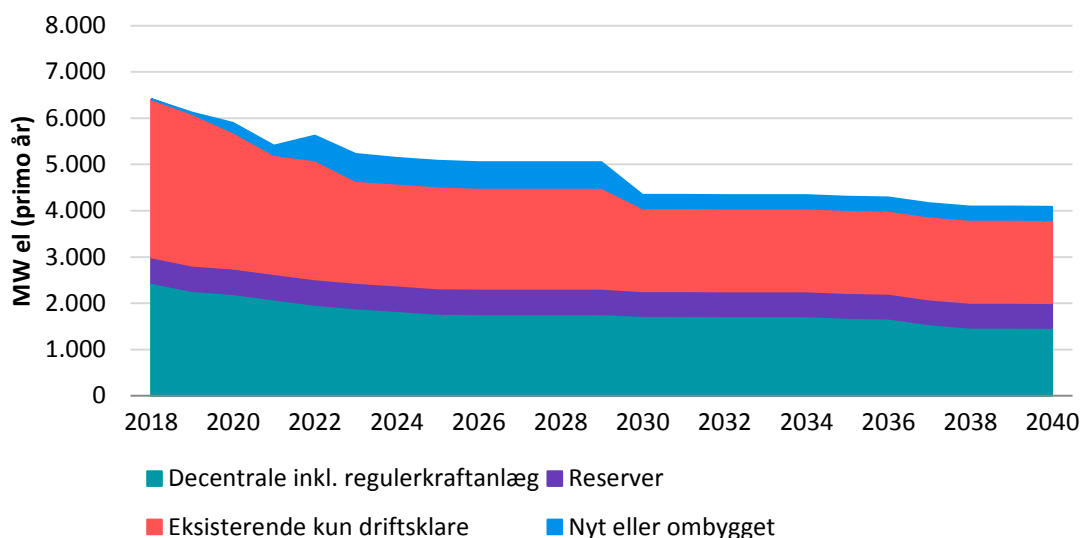
Med udgangspunkt i BF18 er der foretaget justeringer i udviklingen over tid med øje for energiaftalens formuleringer om 55 pct. VE og kulfri energiforsyning i 2030 samt fossil uafhængighed i 2050. Samtidig tages der højde for lavere elafgifter og det politiske ønske om øget deregulering af fjernvarmesektoren, herunder opgivelse af kravet om samproduktion af el og varme, som udtrykt i energiaftalen af 29. juni 2018.

Figur 30 viser en oversigt over den driftsklare centrale og decentrale kraftværkskapacitet i fremskrivningsperioden. Kapaciteterne er opdelt efter eksisterende centrale anlæg, nye eller ombyggede centrale anlæg, centrale reserver og decentrale anlæg inklusive regulérkraftanlæg. En detaljeret oversigt over den installerede produktionskapacitet opdelt i Vest- og Østdanmark findes i Dataarket til AF18 (Energistyrelsen, 2018e).

Overordnet set er den samlede elkapacitet baseret på termiske værker faldet over de sidste par år, og det er sandsynligt, at denne udvikling vil fortsætte. Konsekvensen heraf forventes at være et øget fald i naturgasfyret kraftvarmekapacitet, som erstattes af flere varmepumper i fjernvarmesystemet. Det er Energistyrelsens "bedste bud", at den samlede driftsklare kraftværkskapacitet reduceres med ca. 35 pct. fra dagens niveau til 2040. Det understreges, at der er tale om samlet kapacitet, som ikke nødvendigvis udnyttes, men i stigende grad kan fungere som reservekapacitet i tilfælde af mangel på VE-elproduktion.

Fremskrivningen er forbundet med betydelig usikkerhed, da fremtidsplanerne er usikre for en række anlæg. Der er derfor foretaget følsomhedsanalyser af udviklingen i den centrale kraftværkskapacitet på basis af konkret information fra branchen, men i kommende analyseforudsætninger vil der, som opfølgning på energiaftalen, blive foretaget mere dybdegående analyser, som kan danne basis for at kvalificere udviklingen yderligere.

Figur 30: Energistyrelsens forventning til udviklingen i kraftværkernes nominelle elkapacitet i Danmark i perioden 2018-2040



5.1.1 Generelle tendenser

Overordnet set er den samlede elkapacitet baseret på termiske værker faldet de senere år, og det er sandsynligt, at denne udvikling vil fortsætte.

Værkerne baserer i dag i overvejende grad deres forretning på varmeproduktion frem for elproduktion, som det var tilfældet tidligere. Det kommer blandt andet til udtryk med lave elvirkningsgrader på ombyggede anlæg. Det løvbundne kraftvarmekrav, som fortsat er gældende, er formentlig den reelle årsag til opretholdelsen af elproduktion i flere tilfælde.

Omvendt viser de nylige investeringsbeslutninger i kraftvarmeværker, at der fortsat synes at være interesse for kraftvarme i visse situationer. Overordnet set vurderes det imidlertid, at kedler eller anden varmeproduktion uden tilhørende elproduktion vil udkonkurrere kraftvarme i en fri konkurrencesituation for mindre værker. Billedet kan se anderledes ud for større værker, som ofte har lavere omkostninger per MWh og højere effektivitet.

Kondenskapacitet er kun økonomisk rentabel ved tilstrækkeligt lange eller mange perioder med høje elmarkedspriser, som det fx er set hen over sommeren 2018. De seneste års elpriser understøtter dog ikke samlet set bygning af ny kondenskapacitet.

Der forventes ligeledes ingen ny kraftværkskapacitet baseret på biomasse uanset fortsat tilskud til denne produktionsform bortset fra i de områder, hvor store centrale kraftvarmeværker baseret på kul menes at lukke (Esbjerg, Aalborg og Odense). Her antages det, at varmegrundlagene er store nok til at indpasse mellemstore kraftvarmeværker på biomasse. Endvidere vil ændringer i reguleringen, herunder fjernelse af kravet om samproduktion af el og varme, indebære, at værkerne forventes at ville have fokus på at producere og levere fjernvarme baseret på biomasse eller varmepumper.

5.1.2 Centrale værker

For de centrale værker forudses et fald i kapaciteten fra dagens niveau på knap 4.000 MW til ca. 2.600 MW i 2030, hvorefter den centrale elproduktionskapacitet forventes at være konstant frem mod 2040.

Flere centrale kraftværker er i disse år i færd med eller planlægger biomassekonvertering af de gamle fossilfyrede blokke. I Vestdanmark er fx arbejdet med ombygningen af Skærbækværkets blok 3 til træflisfyring færdig, mens Studstrupværkets blok 3 er blevet levetidsforlænget og konverteret til at fyre med træpiller i 2016. Pga. ønsket i energiaftalen om at udfase kul i elproduktionen inden 2030, er det antaget, at en række værker ombygges til biomasse, suppleret med varmepumper. Elkapaciteten forventes som et resultat heraf reduceret væsentligt.

I Østdanmark opføres i dag nye træflisfyrede kraftvarmeanlæg på Amagerværket og Asnæsværket, som skal erstatte de eksisterende, kulfyrede blokke. Amagerværkets blok 1 er biomassefyret, mens blok 3 lukker i 2019, hvor en ny biomassefyret blok 4 idriftsættes.

Avedøreværkets blok 1 blev omlagt til at fyre med træpiller i stedet for kul i 2016, og blok 2 kan fyre med både biomasse og naturgas.

Rønneværket på Bornholm har ligeledes fået mulighed for at fyre udelukkende med træflis i modtryksdrift, og Østkraft Blok 6 blev i 2016 ombygget til at kunne fyre primært med biomasse i 2016.

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 antagelser om økonomi. I vurderingen er der også taget højde for muligheden for at etablere en varmepumpe til at dække varmebehovet, og at nogle værker forventes at omlægge til ren varmeproduktion baseret på biomasse med en lavere eller ingen elkapacitet til følge. Årsagen hertil er, at der vil være fokus på at levere billig og CO₂-neutral varme. Det er forudsat, at værkernes levetid som minimum forlænges med 15 år fra ombygningstidspunktet. Desuden er de centrale biomasseanlæg og affaldsanlæggene antaget i drift til og med 2040 eller endnu længere.

5.1.3 Decentrale værker

Den samlede installerede kapacitet på de decentrale kraftvarmeværker udgjorde primo 2018 ca. 2,4 GW fordelt på ca. 1.000 større eller mindre anlæg. Kapaciteten forventes reduceret til godt 1.700 MW i 2030 og ca. 1.470 MW i 2040, svarende til en reduktion på omkring 40 pct. frem mod 2040.

Dette fald skyldes primært grundbeløbets bortfald ultimo 2018, men også en forventning om højere naturgaspriser samt deregulering af varmesektoren, som blandt andet medfører en ophævelse af kraftvarme- og brændselsbindingerne, jf. energiaftalen. Der er dog stor usikkerhed forbundet med denne fremskrivning, som også vil afhænge af kommunale planer om fossilfri varmeproduktion.

Tendenser, der peger mod mindre decentral elkapacitet, kan samlet opsummeres til:

- Fjernelse af grundbeløbet, der betyder dårligere økonomi for værker med få eller ingen fuldlasttimer
- Spotprisen på el forventes fortsat at være relativt lav i fremtiden som følge af øget prispress fra udbygning med vindmøller og solceller. Det medfører, at kraftvarme bliver mindre rentabel
- En forventning om stigende naturgaspriser, hvilket medfører mindre brug af gasturbiner
- Øget deregulering af fjernvarme, mindre krav til kraftvarme og tilslutningspligt. Dette vil medføre øget brug af billigere alternativer til kraftvarme (kedler, varmepumper og evt. privat opvarmning)
- Sænkelse af elvarmeafgiften medfører bedre vilkår for varmepumper og elkedler

Tendenser der peger mod opretholdelse af decentral elkapacitet:

- Øget VE og lukning af værker kan medføre højere priser på reservekraftmarkedet, og øget behov for at indføre et kapacitetsmarked, dvs. øget behov for spidslastkapacitet
- Færre fuldlasttimer på gasturbiner og -motorer betyder længere levetid for disse værker
- Øget elforbrug pga. datacentre, mere elvarme og flere elbiler kan medføre højere spotpriser i fremtiden (dansk elforbrug har dog kun lille effekt på spotprisen, da elmarkederne er tæt forbundet i Nordeuropa)

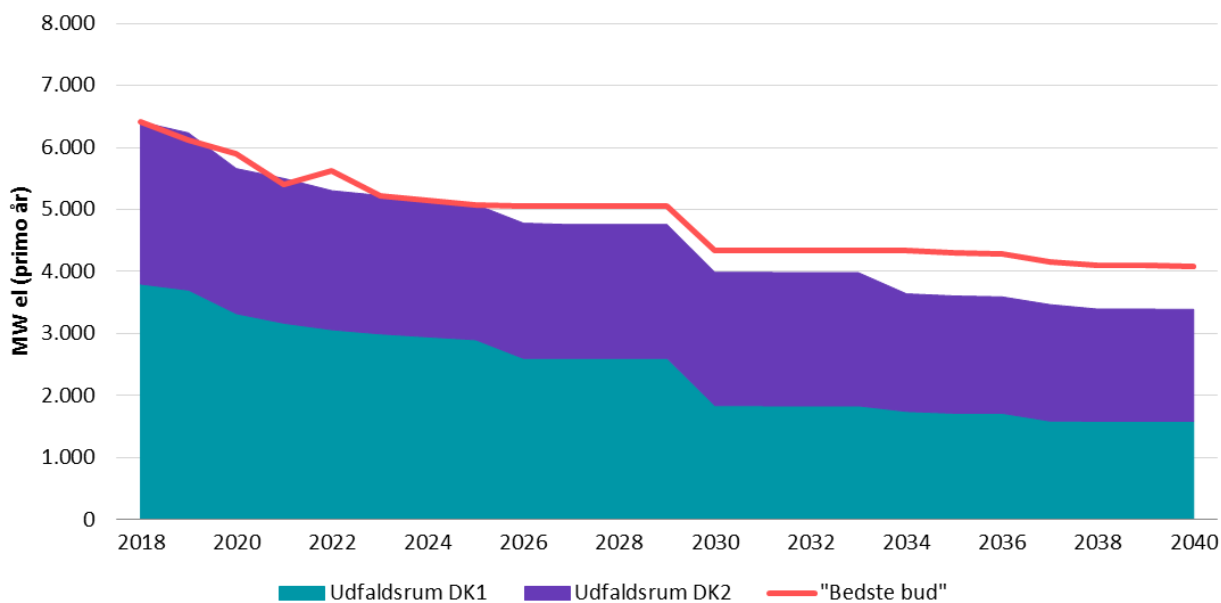
Det antages, at de tendenser, der peger mod mindre decentral elkapacitet, vejer tungest, og at der samlet set vil ske en reduktion i elkapaciteten, hvor mange små naturgasfyrede motoranlæg vil lukke. Anlæggene vil ikke nødvendigvis blive skrottet, men vil relativt hurtigt (ca. 1 måned) kunne idriftsættes igen og stå til rådighed såfremt de nødvendige rammebetingelser herfor er til stede. Det vurderes, at kun ganske få anlæg decideret vil blive levetidsforlænget.

Den affaldsfyrede elkapacitet er antaget fastholdt og videreført i hele perioden. Denne antagelse er baseret på Miljøstyrelsens affaldsprognose, som viser nogenlunde konstant eller stigende mængde affald til forbrænding. Dette er et resultat af to modsatrettede tendenser. Den økonomiske vækst trækker affaldsmængden op, mens genanvendelse trækker den del, der går til forbrænding, ned.

5.1.4 Følsomhed

Der er som nævnt stor usikkerhed om den fremtidige kraftværkskapacitet. På basis af konkret information fra branchen om udløb af varmeaftaler på en række centrale værker er der derfor lavet et udfaldsrum med et nedre skøn for de centrale kraftværker. Desuden er udfasningen af kul på Fynsværket og Esbjergværket fremrykket i udfaldsrummet. Dette giver et udfaldsrum, hvor den centrale kraftværkskapacitet falder med godt 50 pct. mod 35 pct. i hovedforløbet. Der er ikke lavet et udfaldsrum for de decentrale kraftværker, om end også dette område er omgærdet med betydelig usikkerhed. Årsagen hertil er, at Energistyrelsen ønsker at afvente resultaterne af den igangsatte analyse af den kollektive varmeforsyning som opfølgning på energiaftalen. Analysen forventes at indgå i næste års analyseforudsætninger. Udfaldsrummet for udviklingen i den samlede kraftværkskapacitet i DK1 og DK2 er vist i figur 31 og sammenlignet med "bedste bud".

Figur 31. Muligt udfaldsrum for udviklingen i kraftværkskapaciteten



Det understreges, at analyseforudsætningerne er et bud på en langsigtet grøn omstilling, men at der ikke med AF tages stilling til, hvilke eventuelle yderligere initiativer der vil skulle til for at sikre det beskrevne udviklingsforløb.

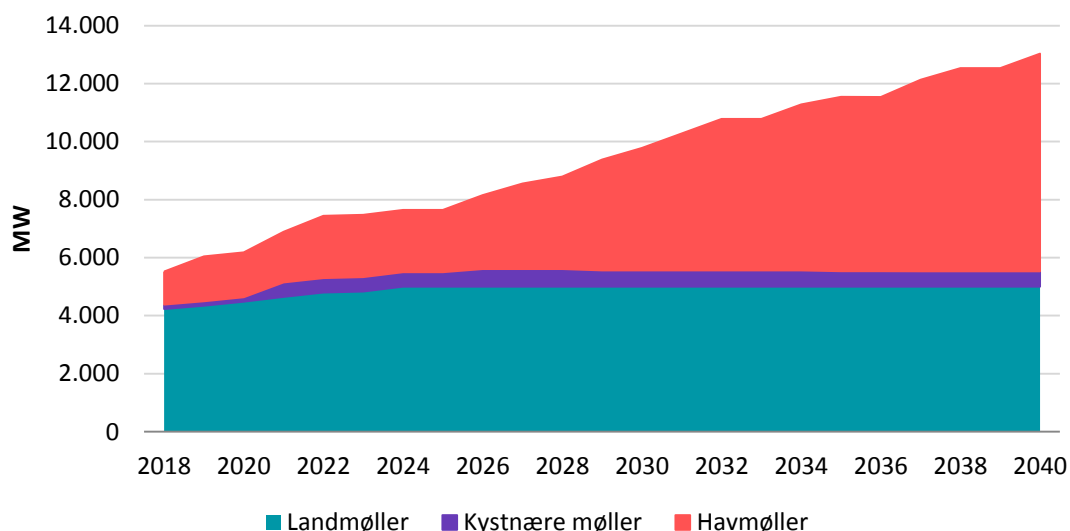
5.2 Vindmøller

De politiske tiltag og den nyligt indgåede energiaftale vil langt hen ad vejen være bestemmende for vindkapaciteten i fremtiden. Landvind vil i høj grad baseres på teknologineutrale udbud, mens havvind vil baseres på politisk bestemte udbud af større samlede parker og målet om fossil uafhængighed på lang sigt.

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. Nedtagning er baseret på forventede levetider for landmøller af forskellige årgange¹.

¹ Forudsatte levetider er 29 år for de gamle møller (opsat før 2008), 25 år for andre møller (årgangene 2009-2019) og 27 år for møller i kategorien 2020-2030 og 2031-2040, jf. (Energistyrelsen, 2017a).

Figur 32: Forventet udvikling i kapaciteten for vindmøller fordelt på møllernes placering



5.2.1 Landvind

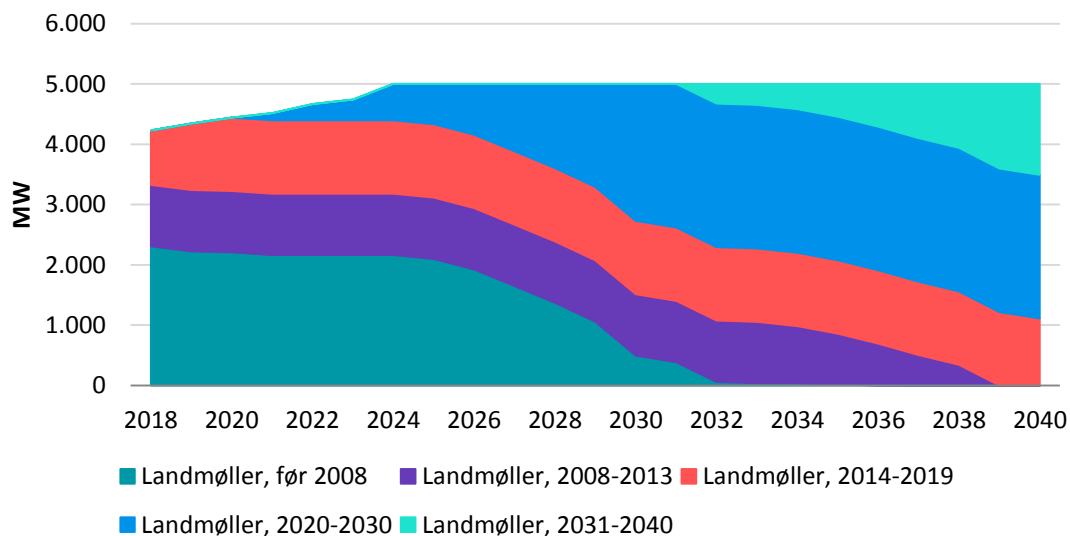
Energiproduktion fra landvind har været jævnt stigende over årene, og Stamdataregisteret for vindkraftanlæg (Energistyrelsen, 2018f) viser en gennemsnitlig årlig bruttoudbygning på land på ca. 200 MW siden 2010. Men spørgsmålet er, om denne udbygning kan fortsætte bl.a. grundet lokal modstand, men også egnetheden af nye placeringer og omkostninger til boligopkøb og værditabsstatning.

Den forventede elkapacitet for landmøller er fastsat ud fra den seneste historik for kommunale godkendelser af projekter, den forventede teknologi- og markedsudvikling samt en samlet vurdering af landvindpotentialet. Desuden er der taget hensyn til energiaftalen, der indebærer, at antallet af landvindmøller reduceres fra de nuværende ca. 4.300 til et loft på 1.850 i 2030.

Den nuværende kapacitet på ca. 4.200 MW forventes at stige op mod 5.000 MW frem til 2024, hvorefter den flader ud. Energistyrelsen har analyseret potentialet for landvindkapacitet fra 2020 til 2030 og leveret et bud på den forventede realisérbare udbygning, jf. (Energistyrelsen, 2018g). Analysen tager udgangspunkt i et geografisk modelleret teoretisk potentiale baseret på gældende lovgivning, som efterfølgende justeres på grundlag af en analyse af den nuværende udnyttelsesgrad af potentielle områder og opstillingshistorik pr. kommune.

Analysen viser en forventet realisérbar bruttoudbygning på ca. 2 GW fra 2020 til 2030. Dette betyder, at den nuværende landvindkapacitet på 4,2 GW realistisk kan øges med knap 1 GW til omkring 5 GW i 2030, idet der samtidig forventes en betydelig nedtagning af gamle møller i perioden frem mod 2030. Det antages, at det nuværende antal møller reduceres markant, som aftalt i energiaftalen, og erstattes af færre, men væsentligt større møller. Figur 33 viser den forventede udvikling i landvindkapacitet opdelt i forhold til opstillingsperiode.

Figur 33: Forventet udvikling i kapaciteten for landmøller i forhold til opstillingsperiode



Den ekstra kapacitet, som forventes opsat via de teknologineutrale udbud i 2018 og 2019 er beregnet til 189 MW (fordelt på 70 MW i 2018 og 119 MW i 2019). Hertil kommer en forventet udbygning med 134 MW forsøgsmøller med 3 års levetid i 2019 i forbindelse med overgangsordningen for landvindmøller besluttet i september 2017.

Efter 2020 er der med energiaftalen afsat midler til yderligere teknologineutrale udbud. Det er antaget, at disse vil resultere i 200-230 MW ny landvind årligt i perioden 2020-2030, også selv om energiaftalen i første omgang blot dækker perioden 2020-2024. Den forventede realiserbare kapacitet på 5 GW vil nås i 2024, da den forventede nedtagning er relativt lille i første halvdel af 2020'erne.

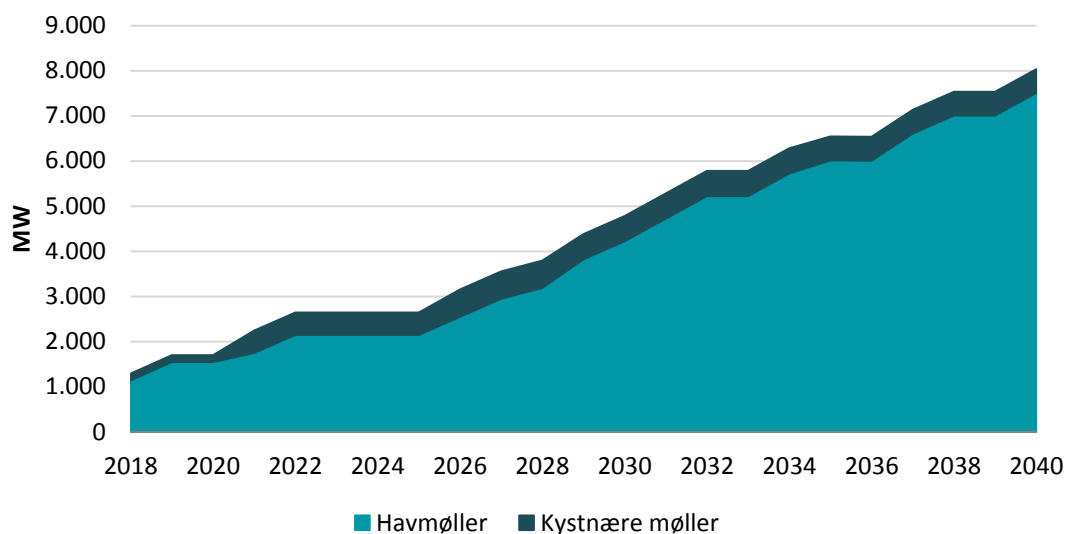
I perioden 2025-2030 forventes til gengæld en betydelig nedtagning af gamle og udtjente møller. Det forudsættes, at der i perioden opstilles ny kapacitet i samme omfang (enten i form af nye teknologineutrale udbud eller som PPA'er eller andre lokalt forankrede parker), således at den samlede landvindkapacitet vil ligge på ca. 5 GW i anden halvdel af 2020'erne. Den gennemsnitlige nedtagning af gamle møller i perioden 2020-2030 er ca. 180 MW om året baseret på landmøllernes forventede levetider.

Efter 2030 er det antaget, at der fortsat sættes lige så meget ny bruttokapacitet op på land, som der nedtages, så niveauet på de 5 GW samlet kapacitet fastholdes. Dette svarer til, at der efter 2030 opsættes ca. 160 MW årligt i ny landvindkapacitet brutto. Det bemærkes, at den faktiske nedtagning af gamle møller og opsætning af ny kapacitet formentlig vil foregå mere jævnt, således at den samlede kapacitet ikke nødvendigvis vil ligge på 5 GW i alle årene efter 2024 men variere noget mere.

5.2.2 Havvind og kystnære møller

Figur 34 viser den forventede udvikling i den samlede kapacitet for hav- og kystnære møller i fremskrivningsperioden.

Figur 34: Forventet udvikling i den samlede kapacitet for hav- og kystnære møller



Den nuværende havmøllekapacitet på ca. 1.100 MW (primo 2018) forventes at stige jævnt frem mod 2040, hvor den formodes at være over 7.000 MW.

I forbindelse med energiaftalen er det aftalt, at der i 2019/20 skal udbydes en ny havvindmøllepark på omkring 800 MW med nettilslutning indenfor perioden 2024-2027. Parken forventes placeret i DK1 langs den jyske vestkyst. Placeringen er dog usikker og afventer en finscreening.

Derudover er der enighed om at udbyde yderligere to havvindmølleparker på minimum 800 MW i hhv. 2021 og 2023. Disse parker forventes at blive opført og sat i drift i hhv. 2028 (forventeligt i DK2) og 2029 (forventeligt i DK1).

De senest gennemførte screeninger for havmølleplaceringer er fra 2011 (storskala havmølleparker) (Energistyrelsen, 2011) og 2012 (kystnære havmøller) (Energistyrelsen, 2012), og er lavet med udgangspunkt i det tidligere Havmølleudvalgs arbejde fra 2007 (Havmølleudvalget, 2007). Siden da kan flere grundparametre have ændret sig i takt med ændrede miljøforhold, ny regulering mv., og derfor er der i energiaftalen lagt op til, at der foretages en ny screening af de danske farvande. Kortlægningen skal omfatte lokaliteter for op til 10 GW havvind.

Energistyrelsen skønner, at der er et betydeligt potentiale for yderligere havvind i Danmark. På denne baggrund, samt med henblik på det langsigtede mål om fossil uafhængighed, er der antaget en yderligere udbygning med havvind på 300-350 MW om året i gennemsnit over perioden 2030-2040, primært i DK1. Dette inkluderer forlængelse eller repowering af havmølleparker, hvis levetid udløber.

Der er et betydeligt teoretisk potentiale for kystnære møller, men som for landvind kan der forventes en betydelig modstand mod disse.

Foruden de kystnære møller i udbud (Vesterhav nord og syd) er der på baggrund af indkomne ansøgninger til Energistyrelsen yderligere lagt 150 MW ny kystnær havvindkapacitet ind i AF18, fordelt på 100 MW i DK2 og 50 MW i DK1. Det antages, at den nuværende kapacitet på ca. 150 MW

vil stige til 500 MW i 2021 og yderligere til 600 MW i 2026, hvorefter kapaciteten vil flade ud. Men der er en betydelig usikkerhed om, hvorvidt denne kapacitet evt. stiger yderligere.

5.2.3 Fuldlasttimer

Antal fuldlasttimer for landvind beregnes for kategorierne i tabel 15 fordelt på Øst- og Vestdanmark baseret på de faktiske fuldlasttimer, som er vindkorrigerede. For de fremtidige møller baseres fuldlasttimerne på teknologikataloget.

Tabel 15: Fuldlasttimer for landvind

Årgang	Østdanmark	Vestdanmark
Før 2008	1.850	1.900
Fra 2008-2013	2.700	2.950
Fra 2014-2019 ¹	3.000	3.000
Fra 2020-2030	3150	3.150
Fra 2031-2040	3.200	3.200
Forsøgsmøller	3.000	3.000

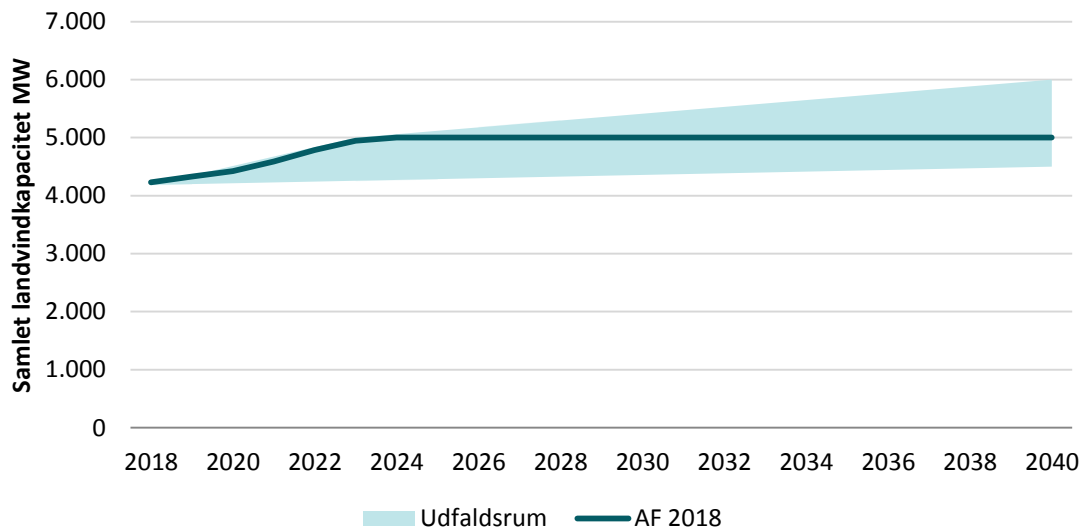
¹ I kategorien 2014-2019 er tallet trukket lidt ned, da Energistyrelsen har en forventning om, at tallet bliver lavere end det fx har været i 2015 og 2016. Dette skyldes, at de nye placeringer til landvind ikke er så "gode" som de allerede udnyttede placeringer.

Med hensyn til beregning af antal fuldlasttimer for kystnære møller og havmøller benytter Energi- styrelsen samme metode som for landvind. Det første år for mølleparkerne tages ud, da dette ikke er repræsentativt, og fuldlasttimerne vindkorrigeres ud fra områdefordeling, som angivet i vindin- deks. For de fremtidige møller baseres fuldlasttimerne på teknologikataloget (Energistyrelsen, 2018h). Fuldlasttimetallet for konkrete projekter kan dog variere betydeligt fra ovenstående.

5.2.4 Følsomheder på vindkraft

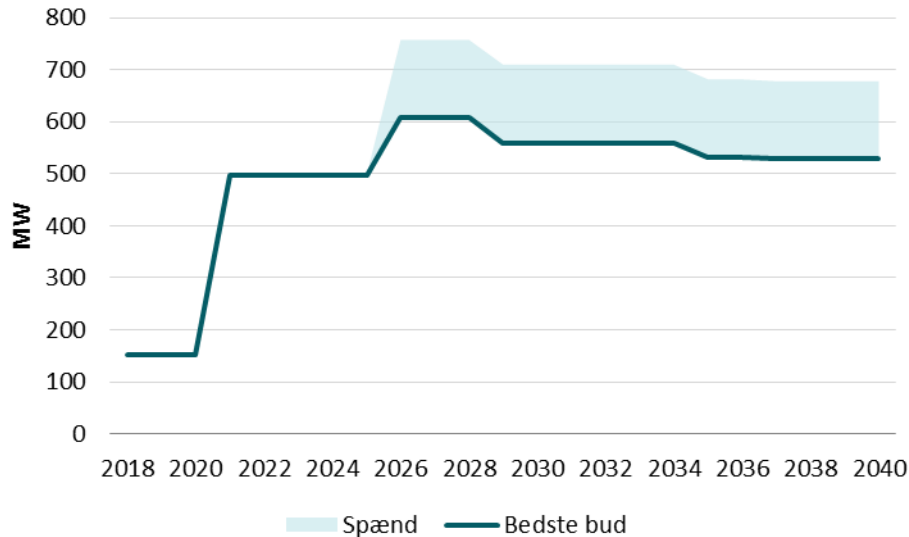
Et mere positivt syn på landvind i nogle kommuner kunne give anledning til en større landvind- kapacitet på lang sigt, mens mere modstand og øgede omkostninger til kompensation af lokalsam- fundet vil trække i modsat retning. Endvidere afhænger landvindudbygningen af udvikling i tekno- logiomkostninger, støtten til VE (gennem udbud) og den forventede elprisudvikling. Hertil kommer, at det ikke er sikkert, at man i praksis vil se en fuldstændig erstatning for nedtagne møller i samme år, som udløbet af deres levetid. Nedtagning og opsætning af ny kapacitet vil desuden afhænge af den kommende plan for reduktion i antallet af landmøller. Denne usikkerhed er illustreret ved et muligt udfaldsrum i figur 35.

Figur 35: Mulig udvikling i landvindkapacitet i alternative forløb



Der er naturligvis også usikkerhed knyttet til vurdering af udviklingen i havvindkapaciteten, specielt frem til 2040. Denne vil bl.a. afhænge af udviklingen i elforbruget. Konkret er der for de kystnære møller lagt et udfaldsrum ind, hvor der i DK2 etableres 200 MW ny kapacitet og i DK1 100 MW ny kapacitet fra kystnære møller foruden kapaciteten fra Vesterhav Nord og Syd, jf. figur 36.

Figur 36: Udfaldsrum for kapaciteten på kystnære møller



5.3 Solceller

I dag er der opsat omkring 1.000 MWp solceller i Danmark. I tidsrum, hvor solen skinner, svarer dette til produktionen fra to store kraftværker. Teknologiuudviklingen på solceller kan føre til en mangedobling i løbet af de næste 25 år.

Solcellekapaciteten er imidlertid i højere grad end tilfældet er for vind underlagt en begrænsning bestemt af økonomiske forhold. Det skyldes kombinationen af det forholdsvis lave antal fuldlast-

timer på et år, og det forhold at jo flere solceller, der sættes op, jo mere presses elprisen i de timer, hvor solen skinner og solcellerne producerer mest. Det kan med tiden gøre det mindre attraktivt at investere i solceller. Vurderingen, som solcellebranchen har nikked til, er, at elproduktionen fra solceller maksimalt vil udgøre ca. 15 pct. af det samlede elforbrug. Dette forhold er styrende for frem-skrivningen af solcellekapacitet i Danmark i AF18, og stemmer overens med andre studier af sol-cellepotentialer.

Udbygning med solceller kan enten ske på bygninger (hos både privatpersoner, virksomheder og offentlige institutioner) eller som anlæg på åben mark. Der er et betydeligt potentiale for at opsætte flere solceller på danske tage, men om dette vil blive udnyttet i praksis afhænger i høj grad af det fremtidige støttesystem, afgiftsstrukturen, udviklingen i den solvægtede elpris, batteriteknologi og -priser, mv.

Elafgiftslempelsen i energiaftalen og overgangen til øjebliksafregning forventes at lægge en dæm-per på solcelleudbygningen uden om udbudsrunderne således, at der i perioden frem til 2030 kun forventes en samlet udbygning med ca. 100 MWp. Derefter forventes udbygningen dog at stige jævnt til ca. 500 MWp i 2040. Alle solcellekapaciteter er i AF18 opgjort som panelkapacitet. I tidli-gere analyseforudsætninger har solcellekapacitet været opgjort som inverterkapacitet.

Udviklingen i solceller på bygninger modelleres i Energistyrelsens solpotentialemodel, som alene beskriver den solcelleudbygning, der er omfattet af åbne ordninger eller forventes udbygget på kommercielle vilkår. Udbygningen af anlæg via særlige puljer og udbud er ikke omfattet. I forud-sætningsnotat til Basisfremskrivning 2018 (Energistyrelsen, 2018c) er modellen nærmere beskrevet.

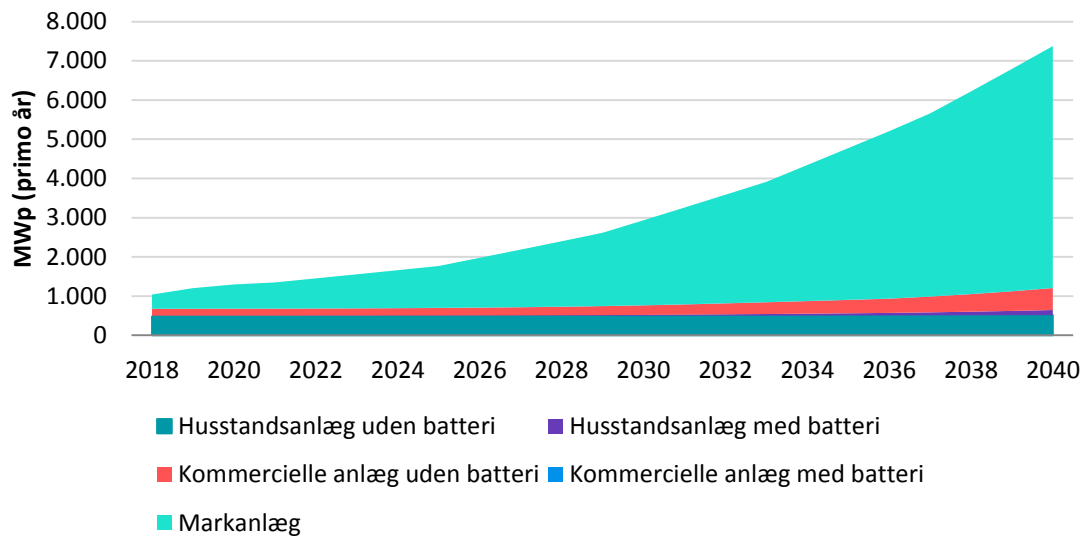
Hertil skal lægges forventningerne til solcellers andel af de kommende teknologineutrale udbud. For Danmark forventes kapacitetsstigningen først og fremmest at ske som markanlæg, der kan byde ind i de teknologineutrale udbud og opnå et vist pristillæg, indtil solceller kan konkurrere på markedsvilkår.

Resultaterne af de fremtidige teknologineutrale udbud er usikre, idet der angives en samlet øko-nomisk ramme for udbuddet og ikke en samlet kapacitet, og fordelingen mellem landvind og sol er i sagens natur også ukendt. Udbuddet sker indenfor et rammebeløb, som afsættes for de første udbud i perioden 2018-2019 og i energiaftalen for perioden 2020-2024. Der er samtidig stor usik-kerhed om prisudviklingen på solceller og batterier og dermed på udviklingen i teknologien på mar-kedsvilkår.

Til AF18 er det antaget, at solcellekapaciteten gradvis øges til den rammer den skønnede maksi-male kapacitet på godt 7.000 MWp i 2040, svarende til knap 15 pct. af Danmarks samlede estimate-rede elforbrug, se figur 37. Dette svarer også til forventningerne for udlandet i 2040, jf. TYNDP-18 Sustainable Transition scenariet (ENTSO-E, 2018), hvor den samlede solcelleproduktion i Europa forventes at være ca. 15 pct. af det samlede elforbrug i 2040.

Udbygningen i Danmark antages at fordele sig med 70 pct. i Vestdanmark (DK1) og 30 pct. i Øst-danmark (DK2).

Figur 37: Forventet udvikling i den samlede solcellekapacitet i perioden 2018-2040



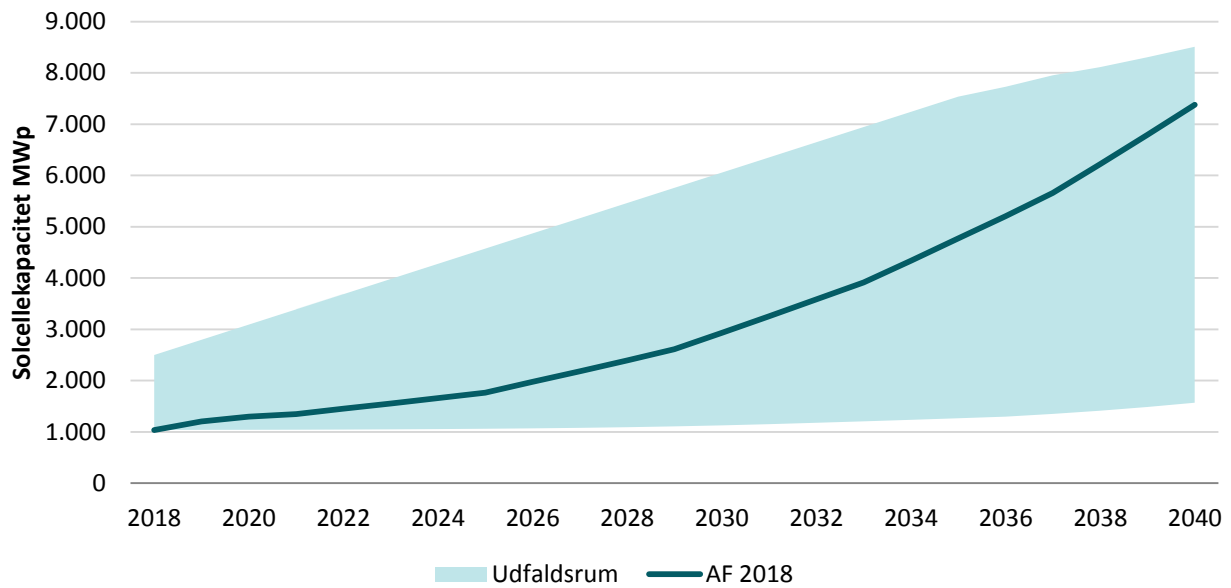
5.3.1 Fuldlasttimer

Til grund for den forventede solcelleudbygning ligger antal fuldlasttimer ved panelerne, dvs. peak FLH målt som kWh/kWp. Antallet af fuldlasttimer for nye anlæg er beregnet ud fra teknologikataloget og interpolation mellem årene. Generelt har solceller ca. 900-1.000 fuldlasttimer om året, afhængig af om der er tale om husstands anlæg eller markanlæg. Antallet af fuldlasttimer forventes at udvikle sig svagt stigende over årene som følge af teknologiuudviklingen, se (Energistyrelsen, 2018e).

5.3.2 Følsomhed

Der er meget stor usikkerhed om den fremtidige pris på solceller og batterier og dermed om udviklingen i teknologien på markedsvilkår. Det mulige udfaldsrum vurderes at ligge mellem solcellepotentialermodellens resultater og 15 pct. af det samlede årlige elforbrug på lang sigt (det skønnede maksimale potentiale). Det giver et meget stort spænd, som på kort sigt er indsnævret, da det først senere i fremskrivningsperioden er realistisk, at solcelleproduktionen når op på 15 pct. af elforbruget. Dette er illustreret i figur 38.

Figur 38: Mulig udvikling i solcellekapaciteten (MWpeak) 2018-2040



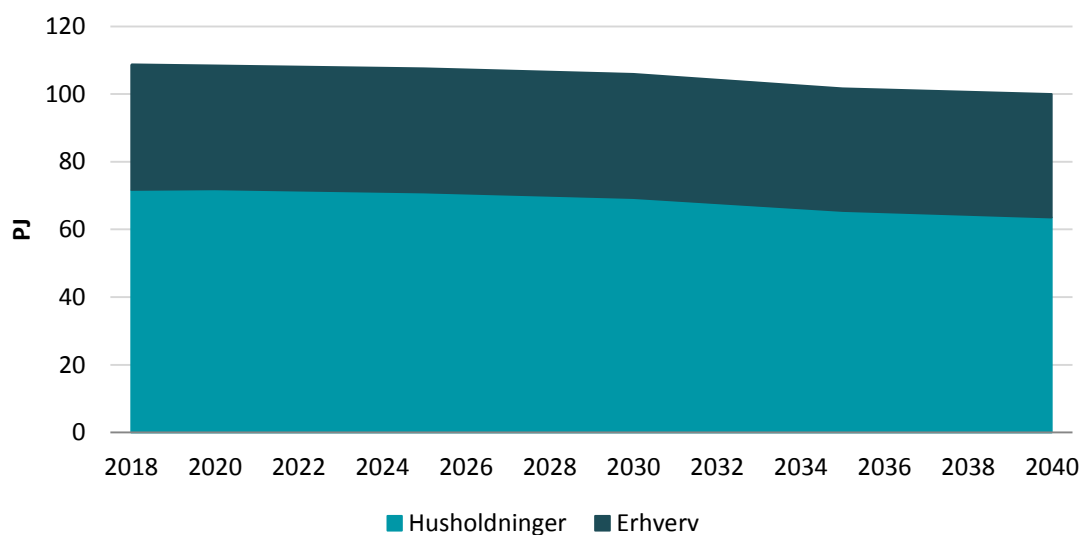
Det bemærkes endvidere, at beregningerne af solcellepotentialet for husholdningsanlæg og kommercielle anlæg er baseret på et standard-elforbrug. Det kan således ikke afvises, at solceller med batterier kan blive rentable i en situation med fleksibelt forbrug og stor udbredelse af individuelle varmepumper og elbiler. Der vil blive set nærmere på dette til fremtidige analyseforudsætninger.

6 Fjernvarmeforbrug

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 tiltagende elektrificering i varmesektoren. Det er derfor nødvendigt at opgøre fjernvarmeområdernes varmebehov for på realistisk vis at afspejle energisystemet i Energinets beregningsmodeller.

Energistyrelsen har fremskrevet fjernvarmeforbruget til 2040 vha. RAMSES-modellen som vist i figur 39. Udviklingen i forbruget er svagt faldende frem mod 2030, hvorefter bedste bud udviser et lidt kraftigere fald mod 2040. Det er bl.a. energibesparelser i erhverv og udbygningen med individuelle varmepumper, der driver udviklingen.

Figur 39: Udviklingen i fjernvarmeforbruget i fremskrivningsperioden fordelt på husholdninger og erhverv (ekskl. tab, dvs. forbrug på forbrugsstedet)



7 Udlandsdata og el transmissionsforbindelser til udlandet

Med et betydeligt antal udlandsforbindelser er Danmark tæt forbundet med udlandet og er derfor afhængig af elsystemerne i vores nabolande. Hvor afhængig Danmark er af udlandet, reflekteres direkte i elpriserne. I gennemsnit har Danmark siden 2010 kun 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.), jf. (Energinet, 2016).

Udlandsdata og udlandsforbindelser indgår derfor som et vigtigt element i både Energinet og Energistyrelsens analyser af udviklingen i det danske energisystem, men beskrives kun i mindre omfang her.

I AF18 indgår data for udlandsforbindelserne mellem Danmark og nabolandene samt deres forventede maksimale NTC (Net Transfer Capacity), se nærmere nedenfor. Desuden indgår Storebæltsforbindelsen mellem Vest- og Østdanmark. Som forudsætning for analyserne generelt indgår dog også en række andre data, herunder:

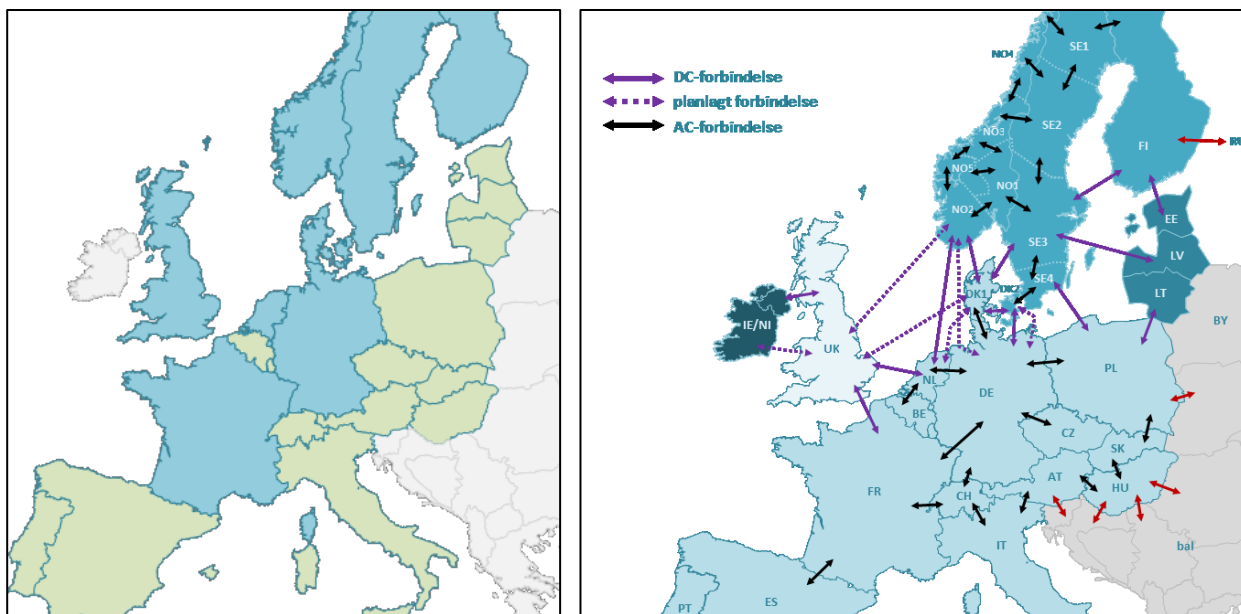
- Geografisk afgrænsning
- Produktionskapacitet for forskellige typer af anlæg
- Øvrige tekniske detaljer for anlæg i udlandet (virkningsgrad, brændselsmix, etc., som også indgår for danske værker)
- Tidsprofiler (timebasis) for produktion fra relevante teknologier (sol, vind, til dels kraftvarme)
- Elforbrug samt forbrugets tidsprofil (timebasis)
- Transmissionsforbindelser mellem øvrige modellerede lande

Data indgår som udgangspunkt for hvert land/elområde for hvert modelleret år i fremskrivningen.

7.1 Geografisk afgrænsning

For at sikre en bedre repræsentation af udlandet i Energistyrelsens RAMSES-model er den geografiske dækning i forbindelse med BF18 og AF18 udvidet fra de syv lande, der indgik i BF17 (NO, S, FI, DE, NL, UK og FR) til at omfatte det meste af Europa i form af 23 lande fordelt på 15 prisområder: Danmark (2 elprisområder), Norge (1), Sverige (1), Finland (1), Tyskland + Østrig + Luxembourg (1), Holland (1), Belgien + Frankrig (1), Storbritannien + Irland (1), Spanien + Portugal (1), Schweiz (1), Italien (1), Polen + Tjekkiet + Slovakiet (1), Estland + Letland + Litauen (1), Ungarn (1), jf. figur 40.

Figur 40: Lande modelleret i Energistyrelsens RAMSES-model



Energistyrelsens geografiske dækning matcher godt med de lande, som modelleres af Energinet, der dog modellerer hvert land for sig frem for at slå prisområder sammen.

7.2 Elforbrug og produktionskapaciteter

Data om den nuværende elproduktionskapacitet i udlandet er i RAMSES-modellen baseret på data fra Platts kraftværksdatabase for Europa. Data om fremtidig kapacitet i udlandet er som udgangspunkt baseret på data fra ENTSO-E's MAF fra 2017 (kapaciteter for 2020 og 2025) og TYNDP-scenarierapporten fra 2018 (ENTSO-E, 2018) (kapaciteter for 2030 og 2040 baseret på "Sustainable Transition" scenariet²). Data er offentligt tilgængelige.

Ud over kapaciteten fordelt på brændsler skal RAMSES-modellen bruge en række andre parametre til at modellere el-produktion, brændselsforbrug, elpris m.m. De vigtigste er virkningsgrader, driftsomkostninger, rådighed og tilskud. For Danmark benyttes Energistyrelsens årlige energiproducenttælling, mens Platts-databasen over europæiske kraftværker, der bl.a. indeholder oplysninger om teknologi, brændsel og etableringsår, bruges for udenlandske værker. Der sammenlignes med tilsvarende danske anlæg.

For kraftvarmeværker i udlandet benyttes en virkningsgrad, som afspejler det brændsel, der spares på varmesiden (der antages at være det samme). Denne metode er anvendt, fordi det i AF18 og BF18 er valgt ikke at modellere varmeproduktionen i udlandet direkte i RAMSES. For yderligere detaljer henvises til forudsætningsnotatet for BF18 (Energistyrelsen, 2018c).

Udgangspunktet for elforbrug i de udenlandske elområder er baseret på statistik fra IEA. Udviklingen i elforbruget tager udgangspunkt i ENTSO-E data beregnet på samme måde som kapaciteter-

² Det bemærkes, at EU's klimamål ikke opfyldes 100 pct. i "Sustainable Transition" scenariet, men det er alligevel valgt for udlandet som det mest repræsentative, da det bygger på landenes konkrete udmeldinger om forventede udviklinger.

ne, dvs. at forbruget i 2030 og 2040 vil være baseret på "Sustainable Transition" scenariet i TYNDP 2018.

Data for udlandet er ikke en direkte del af analyseforudsætningerne (bortset fra kapaciteten på udlandsforbindelser), men de påvirker resultaterne af modellerne. Derfor er det i arbejdet med AF18 tilstræbt, at udlandsdata anvendt af Energinet i deres BID-model og af Energistyrelsen i RAMSES-modellen ligner hinanden så meget som muligt. Der er dog fortsat en række forskelle i visse forudsætninger, kilder og datasæt, fx omkring de nordiske lande, hvor information fra det interne TSO-arbejde ikke har været tilgængelig for Energistyrelsen. Det bemærkes desuden, at Energinet ikke bruger Platts databasen, men anvender data fra ENTSO-E og det nordiske TSO-samarbejde.

Det er også væsentligt at holde sig for øje, at Energistyrelsens og Energinets modeller til dels har forskellige fokusområder. Fx har Energistyrelsens modeller haft mere fokus på at modellere effekten på det samlede energiforbrug af alternative politikscenarier, fremfor at teste markedets implikation på transmissionsnettet. Men med AF18 har Energistyrelsen i stigende grad også fokus på implikationerne for transmissionsnettet. Forbindelser til udlandet spiller en stadig større rolle, ikke mindst grundet de store handelskapaciteter med udlandet (relativt i forhold til egen last). Da dette forventes at tage til i fremtiden, vil markedssituationen i Danmark blive endnu mere følsom overfor antagelser om udviklingen i Europa.

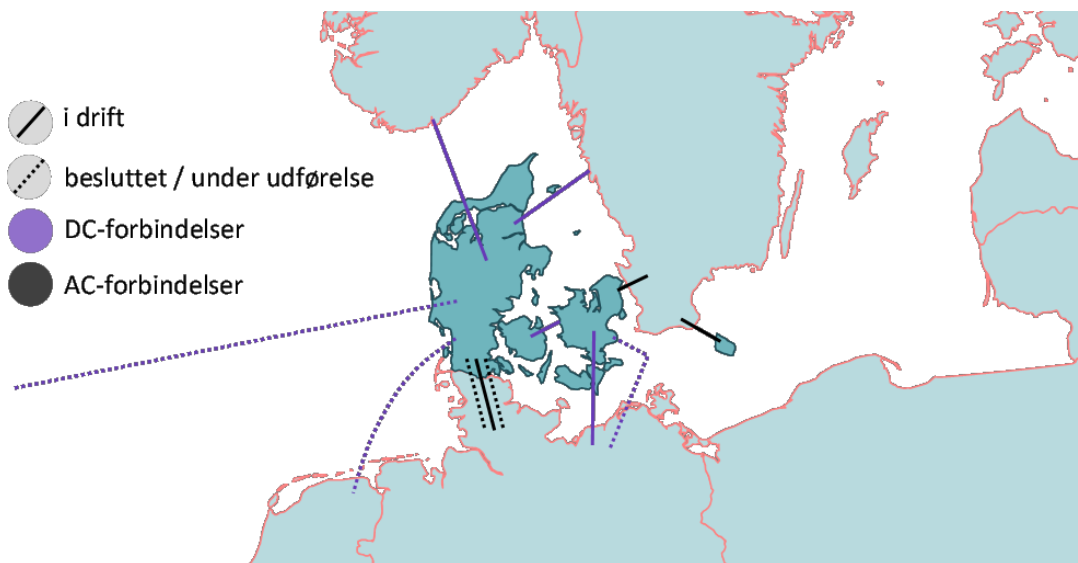
Samarbejdet mellem Energistyrelsen og Energinet om udlandsdata og -forbindelser vil derfor fortsætte, og der arbejdes på størst mulig overensstemmelse mellem data i modellerne.

7.3 Transmissionskapaciteter

Transmissionskapaciteter for kontinentet er baseret på TYNDP2018 (ENTSO-E 2018), og for Norden er de baseret på data fra Energinet fra deres samarbejdet i BSMMG. I AF18 angives den maksimalt tilgængelige kapacitet for de danske udlandsforbindelser. På nær udlandsforbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland (se neden for) er det disse kapaciteter, der anvendes som udgangspunkt i Energinets analyser.

Imidlertid viser erfaringen, at transmissionsforbindelserne ikke altid er fuldt tilgængelige for markedet. Viden om udetider og varierende rådighed i transmissionsnettet har stor betydning for modellernes evne til at ramme et realistisk niveau fx for brændselsforbruget i Danmark. Energistyrelsen har set på rådighedsfaktorerne i udlandet og forventningerne til handelskapaciteten på AC-forbindelser i fremtiden. I RAMSES-modellen er kapaciteterne for eksisterende forbindelser nedjusteret, så der tages udgangspunkt i den gennemsnitlige handelskapacitet for 2016 og 2017, som også anvendes fremadrettet i fremskrivningsperioden. Dette påvirker fremskrivningen af el- og gasforbruget i AF18. Det planlægges, at der fremadrettet ses nærmere på betydningen heraf i forhold til Energinet's netplanlægning.

Figur 41: Eksisterende og besluttede danske udlandsforbindelser inkluderet i AF18



Figur 41 viser de eksisterende og besluttede danske udlandsforbindelser, som er inkluderet i AF18 inklusive Storebæltsforbindelsen. Forbindelsen mellem Sverige og Bornholm indgår ikke i analyseforudsætningerne.

I det følgende beskrives de udlandsforbindelser mellem Danmark og Danmarks nabolande, som indgår i AF18. Værdierne for import- og eksportkapacitet udtrykker som nævnt den maksimale handelskapacitet (maximum net transfer capacity, forkortet NTC), der er til rådighed for markedet. De angivne kapaciteter tager højde for nettab (Energinet, 2014).

7.3.1 Udlandsforbindelser i Vestdanmark

Det vestdanske elsystem er forbundet med en vekselstrømsforbindelse til kontinentet, som drives som et synkront område med samme frekvens. Forbindelsen til Tyskland består af fire vekselstrømsforbindelser. Den maksimale eksportkapacitet 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 har den tilgængelige kapacitet gennem længere tid været begrænset af interne flaskehalse i det nordtyske elnet (TenneT, 2012). I 2017 indgik den danske og tyske regering derfor en aftale om at sikre en minimumskapacitet frem til 2021. Fra 1. januar 2018 er den på 700 MW voksende til 1.100 MW pr. 1. januar 2020. Energinet anvender minimumskapaciteten i deres analyser.

Det vestdanske 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 (Energinet, 2014).

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

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

Energinet er sammen med hollandske TenneT i gang med at etablere en elforbindelse mellem Danmark og Holland, det såkaldte COBRACable, som blev godkendt af den danske regering i 2014. Kablet vil bestå af en jævnstrømsforbindelse med en overføringskapacitet på 700 MW. Forventet idrifttagelse er i løbet af 2019. Første hele driftsår vil således være 2020.

Energinet har endvidere 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. I efteråret 2017 godkendte regeringen etablering af en 1.400 MW jævnstrømsforbindelse til England sammen med den såkaldte Vestkystforbindelse, som er en vekselstrømsforbindelse fra Endrup (øst for Esbjerg) til grænsen. Denne forbindelse vil øge den maksimale handelskapacitet over den dansk-tyske grænse fra 2.500 MW til 3.500 MW.

Viking Link er en elforbindelse mellem Danmark og Storbritannien. Forbindelsen forventes at give en mere effektiv udnyttelse af produktionen baseret på vedvarende energi, øge adgangen til bæredygtig energiforsyning og øge forsyningssikkerheden. Energinet, der planlægger Viking Link sammen med National Grid Interconnector Holdings Ltd., forventer, at forbindelsen vil have første hele driftsår i 2024 (et år senere end forventningen i AF17). Samtidig planlægger Energinet i samarbejde med TenneT TSO GmbH etablering af Vestkystforbindelsen. Vestkystforbindelsen forventes ligeledes at have første hele driftsår i 2024.

7.3.2 Udlandsforbindelser i Østdanmark

Det østdanske elsystem er forbundet med en vekselstrømsforbindelse til Sverige og dermed til det øvrige nordiske system, der 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 er under renovering, da levetiden på kablerne er opbrugt. Det forventes ikke, at denne renovering 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 (Energinet, 2014).

I 2019 vil Østdanmark og Tyskland forbindes gennem et kabel via Kriegers Flak i Østersøen. Jævnstrømsforbindelsen Kriegers Flak har en overføringskapacitet på 400 MW i begge retninger. Forbindelsens eksport- og importkapacitet vil være begrænset af den til enhver tid værende elproduktion fra havmølleparken Kriegers Flak.

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.

7.3.3 Storebæltsforbindelsen

Vest- og Østdanmark er forbundet med en jævnstrømsforbindelse, Storebæltsforbindelsen. Forbindelsen er selvsagt ikke en egentlig udlandsforbindelse, da den forbinder de to danske prisområder DK1 og DK2. Dog drives den på samme måde og indgår også i markedet på de samme vil-

kår som udlandsforbindelserne. 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 (Energinet, 2014).

8 Gasdata

Naturgas har i mange år spillet en vigtig rolle i Danmarks energiforsyning, både i forhold til at mindske afhængighed af olie og som led i udbredelsen af effektive decentrale kraftvarmeværker. Gasforbrug og -produktion står imidlertid over for en omvæltning i takt med omstillingen til vedvarende energikilder. Forbrug og produktion af fossil gas vil aftage, men samtidig forventes produktionen af grønne gasser, herunder biogas, at stige. Der er betydelig usikkerhed om, hvilken rolle gas og den danske gasinfrastruktur vil komme til at spille i fremtiden. Potentielt kan gas blive en væsentlig faktor, bl.a. på transportområdet, men der er også en reel mulighed for, at gasforbruget efterhånden udfases. Udviklingen afhænger af CO₂-kvote- og brændselspriser samt den teknologiske udvikling, men også i betydelig grad af politiske beslutninger som fx støtte til biogas og energispareindsatser.

Med energiaftalen af 29. juni 2018 er der afsat midler til at udarbejde en gasstrategi, som skal have fokus på, hvordan den danske gasinfrastruktur fortsat kan udnyttes kommercielt, herunder i den grønne omstilling. Strategien vil også se på rammevilkårene for en konkurrencedygtig udbygning med biogas og andre grønne gasser samt de samlede balancer i den danske gassektor, herunder investeringerne og aktiviteterne i Nordsøen og mulige scenarier for en langsigtet udfasning af naturgas. Strategien vil endvidere se på rammevilkårene for integration af energisystemerne, herunder muligheder for at omdanne og lagre elektricitet som gasformigt brændsel eksempelvis via metanisering.

På kort sigt er der en særlig udfordring i forhold til vurdering af forsyningsbilledet i perioden, mens Tyra-feltet genopbygges fra slutningen af 2019 til 2022. I denne periode kommer import af gas fra Tyskland samt træk på de danske naturgaslagre til at spille en betydelig rolle i den danske gasforsyning.

8.1 Forbrug i Danmark

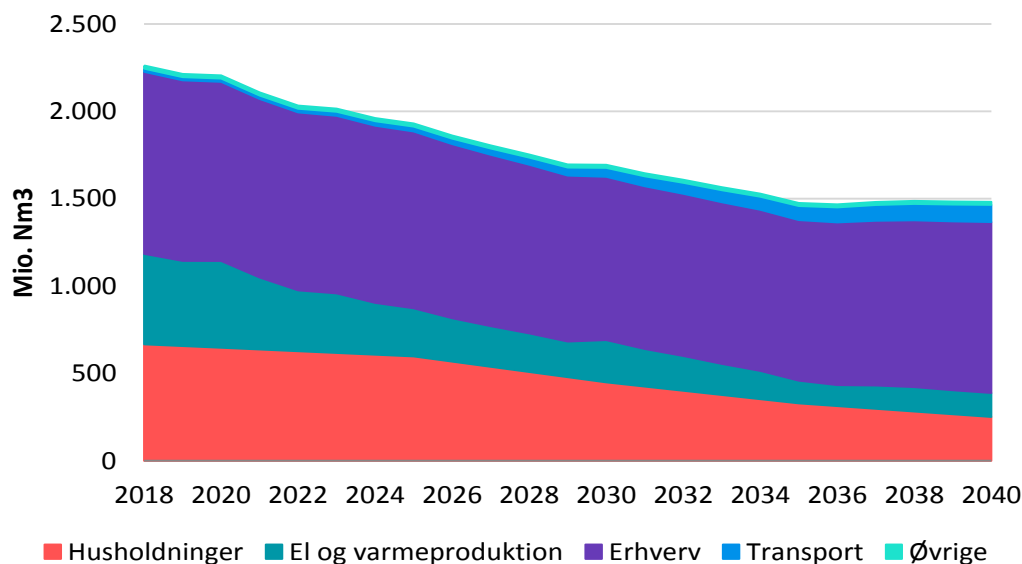
Det danske ledningsbundne gasforbrug over perioden vurderes reduceret væsentligt – fra et samlet forbrug på mere end 2.200 mio. Nm³ i 2018 til et forbrug på knap 1.500 mio. Nm³ i 2040, se figur 42. Gasforbruget dækker over både naturgas og den biogas, der opgraderes til naturgaskvalitet og indgår i gasnettet. Forbruget af sidstnævnte stiger over perioden som beskrevet nærmere i afsnit 8.3. Foreløbige estimater tyder på, at det faktiske gasbrug i 2018 bliver højere end 2018-tallet i AF18. Dette tilskrives først og fremmest, at 2018 ikke ser ud til at blive et repræsentativt år bl.a. på grund af en kold vinter kombineret med en tør sommer og lav vindproduktion. Derfor, og pga. de særlige forhold der gør sig gældende omkring Tyra-feltets genopbygning, er der foretaget en følsomhedsberegning for gasforbruget på det korte sigt, jf. afsnit 8.5.

Gasforbruget i Danmark omfatter forbrug til el-, kraftvarme- og fjernvarmeproduktion, individuel opvarmning i husholdninger, erhverv og transport.

Gas til el og fjernvarme fremskrives i Energistyrelsens RAMSES-model, mens gasforbruget i erhverv og husholdninger fremskrives i IntERACT-modellen. Gas til transport vurderes separat, og kun tung transport og søtransport forventes at have et reelt potentiale for at bruge gas. Gas til el- og fjernvarmeproduktion reduceres markant over perioden fra mere end 500 mio. Nm³ (svarende til 21 PJ) i 2018 til 137 mio. Nm³ (6 PJ) i 2040. Faldet skyldes primært forventet lukning af naturgasfy-

rede, decentrale kraftvarmeværker og på lidt længere sigt forventet omstilling til vedvarende energi i hele el- og fjernvarmesektoren.

Figur 42: Forventet udvikling i gasforbruget i Danmark opdelt på forbrugskategorier



Erhvervslivet, der bruger naturgas til en række energikrævende processer, står igennem hele perioden for den største del af det danske gasforbrug. Forbruget holder sig forholdsvis konstant – med en svagt faldende tendens frem mod 2035 som følge af energibesparelser og teknologisk udvikling, hvorefter der igen ses en mindre stigning.

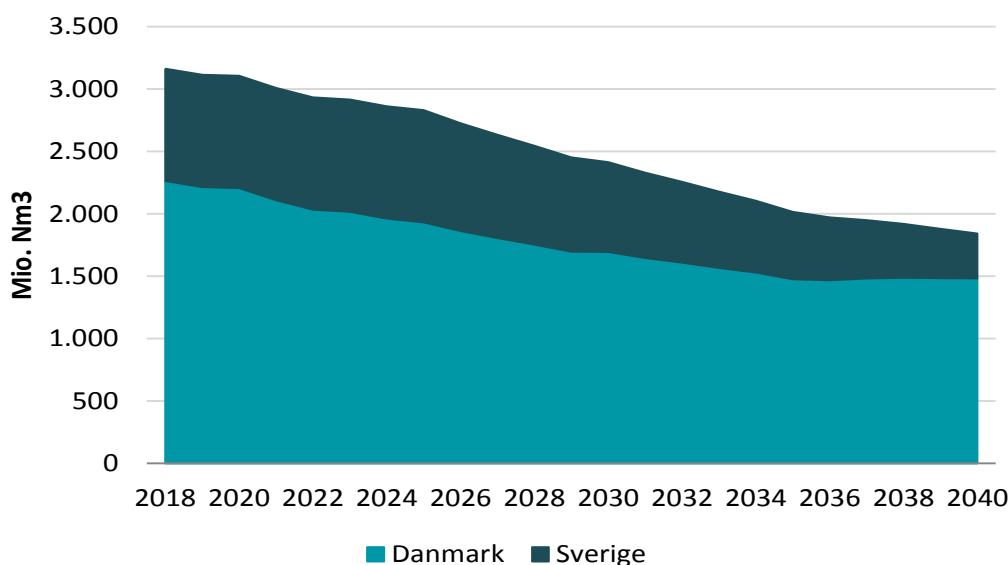
Gasforbruget til opvarmning i husholdninger forventes at falde betragteligt bl.a. som følge af energibesparelser og udskiftning af gasfyr med elvarmepumper.

Gas til transport vurderes at stige over perioden, men ud fra et meget begrænset niveau, og i 2040 forventes gasforbruget til transport ikke at overstige 100 mio. Nm³ (5 PJ). For den tunge vejtransport forventes gas at agere som en overgangsteknologi, der i fremtiden kan erstattes af el. Det forventes, at der vil ske en gradvis indfasning af gas til tung transport efter 2025 og frem til 2040, hvor gasforbruget vurderes at udgøre 10 pct. af det samlede energiforbrug til tung vejtransport. Der er ikke lavet reviderede bud på forventningerne til gasforbruget i søtransporten. Disse er dermed identiske med de tal, Energinet brugte i AF17.

8.2 Forbrug i Sverige

Al naturgas til Sverige leveres via den danske naturgasinfrastruktur. Prognosen for transport af gas til Sverige er dermed indirekte en prognose for naturgasforbrug i Sverige. Til AF18 har Energistyrelsen ikke lavet en detaljeret prognose af gasforbruget i Sverige. I stedet antages det, at naturgasforbruget i Sverige reduceres med ca. samme takt som i Danmark. Dette sker ud fra en betragtning om, at Sverige har nogenlunde samme klimamålsætninger som Danmark og derfor må forventes at reducere brugen af naturgas i samme omfang som Danmark. Der er dog stor usikkerhed knyttet til denne vurdering.

Figur 43: Forventet udvikling i gasforbruget i Danmark og Sverige



8.3 Gasproduktion

8.3.1 Produktion af naturgas

Energistyrelsen udarbejder årligt en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer i Nordsøen og på grundlag af denne reserveopgørelse udarbejdes prognoser for produktion af naturgas (og olie) i de kommende år. Af prognoserne fremgår både, hvor meget naturgas der produceres, hvor stor del af gassen, der går til brændselsforbrug forbundet med Nordsøproduktionen, og hvor meget der går til flaring hhv. injektion af gas tilbage i undergrunden.

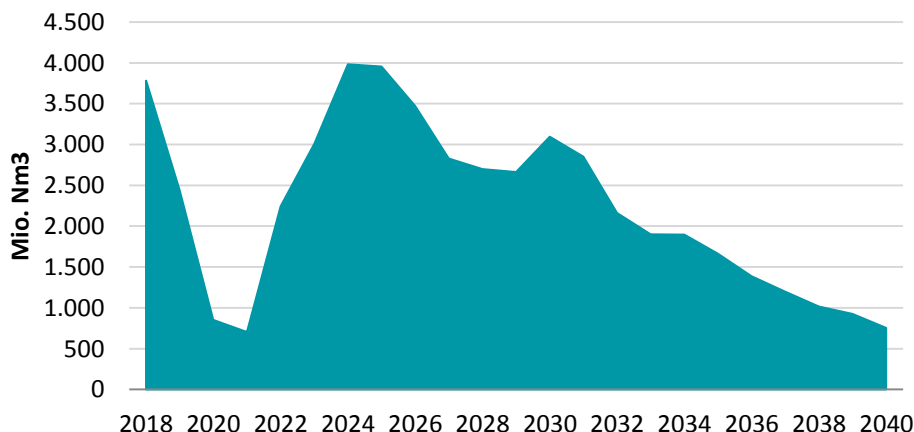
AF18 er baseret på Energistyrelsens seneste prognose for olie- og gasproduktionen i Nordsøen (Energistyrelsen, 2018i). I AF indregnes dog også gas fra det norske Trym-felt.

Til AF er det mængden af gas, der leveres fra Nordsøen, den såkaldte salgsgas, der er interessant, da der er fokus på, hvor meget gas der flyder i de danske net³. Den forventede udvikling i produktionen af salgsgas fremgår af figur 44. Det markante fald i produktionen på det korte sigt skyldes nedlukningen i forbindelse med genopbygning af Tyra-feltets anlæg. På længere sigt reduceres produktionen i takt med udtømmning af gasressourcerne i Nordsøen.

Ikke al den producerede salgsgas fra Nordsøen indgår i det danske gasnet, idet en del sendes direkte til Holland som beskrevet i afsnit 8.4.

³ Dette står i modsætning til BF, hvor prognoserne for gasproduktionen i Nordsøen ikke indgår direkte i basisfremskrivningens energiforbrug. Til gengæld indgår brændselsforbruget forbundet med Nordsøproduktionen i BF's bruttoenergi-forbrug, og emissioner fra flaring opgøres også.

Figur 44: Produktion af salgsgas fra Nordsøen, inkl. norske Trym



8.3.2 Produktion af biogas

Det er meget usikkert, hvordan produktionen af bionaturgas (og andre VE-gasser) udvikler sig på lang sigt, og det vil afhænge stærkt af støttereforme og udvikling i fremstillingsomkostningerne for biogas.

Fremskrivningen af biogasproduktionen tager på kort sigt højde for forventede anlægsprojekter og på længere sigt potentialet for og tilskud til produktion af biogas. Energistyrelsens seneste prognose omfatter perioden 2018 – 2023, og angiver også en vurdering af, hvor biogassen anvendes, herunder hvor stor en del, der opgraderes til brug i gasnettet. Denne prognose er anvendt i BF18, hvor der antages en konstant produktion af biogas efter 2023 (Energistyrelsen, 2018c). I AF indgår kun den biogas, der opgraderes til naturgaskvalitet og indgår i nettet, men oveni prognosetallene fra basisfremskrivningen er der i årene 2021 til 2023 tillagt en ekstra mængde som forventet resultat af den biogaspulje, der blev aftalt etableret i forbindelse med energiaftalen. Derefter holdes biogasproduktionen på nettet fast frem til 2030, hvorefter der er indlagt en mindre stigning frem mod 2040.

Alt i alt betyder det, at produktionen af biogas til nettet forventes at stige fra 198 mio. Nm³ (9 PJ) i dag til 436 mio. Nm³ (19 PJ) i 2040. Da det samlede gasforbrug forventes at falde med ca. 35 pct. frem mod 2040 i takt med omstillingen af kraftvarmesektoren og indfasning af individuelle varmepumper i husholdningerne, betyder den øgede mængde biogas, at andelen af VE-gas i nettet stiger fra det nuværende niveau på godt 8 pct. til ca. 30 pct. i 2040.

Der er stor usikkerhed om disse fremskrivninger, og flere forhold kan trække i retning af en højere andel VE-gas i 2040. Dels kan naturgasforbruget falde yderligere, hvis omstillingen af specielt erhvervslivets gasforbrug går hurtigere end forventet, dels er det muligt, at gasstrategien, som skal udarbejdes som opfølgning på energiaftalen, vil kortlægge yderligere muligheder for at indpasse VE-gas i energisystemet.

8.4 Gasstrømme over landegrænser

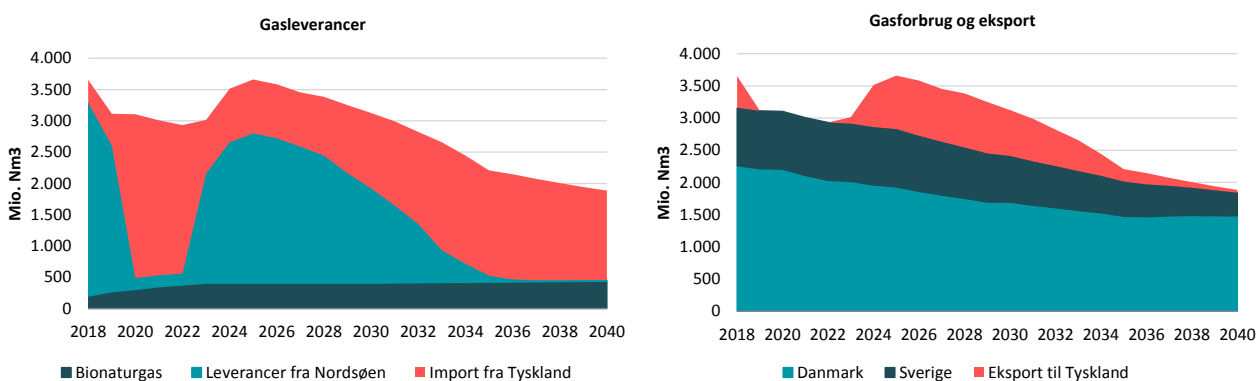
Den naturgas, der produceres i Nordsøen, kan flyde til enten Danmark (via Nybro) eller Holland. Det er vurderingen, at der pt. primært vil blive leveret gas til Danmark, mens der er betydelig usikkerhed om, hvordan dette billede vil se ud efter genopbygningen af Tyra-feltet. Forholdet mellem, hvor meget der flyder til Danmark hhv. Holland, vil bl.a. afhænge af markedsforhold og prisen for transit af gas, og mange faktorer kan spille ind på, hvordan disse vil udvikle sig fremadrettet.

De danske gashandlere kan importere gas fra Tyskland, og må forventes at gøre det på tidspunkter, hvor der kan fås billigere gas fra Tyskland end fra Nordsøen. Omvendt flyder der også gas den modsatte vej som eksport fra Danmark mod Tyskland, når markedsforholdene tilsiger dette. Igen er der betydelig usikkerhed knyttet til vurdering af disse strømme i fremtiden.

Til AF18 er der udarbejdet et muligt bud på de fremtidige gasstrømme til Holland og til/fra Tyskland, så den fysiske balance i nettet sikres. Med den forudsatte fordeling af de fremtidige gasstrømme kan forsyningsbilledet illustreres som i figur 45.

Hvis leverancen af gas (naturgas fra Nordsøen og biogas) til det danske net overstiger forbruget i Danmark og Sverige, vil der i gennemsnit være nettoeksport til Tyskland⁴, og omvendt vil der være nettoimport til Danmark fra Tyskland, hvis forbruget overstiger den gasmængde, der indgår i det danske gasnet fra Nordsøen og den opgraderede biogas. Hvor Danmark historisk har været nettoeksportør af naturgas til Tyskland, varsler årene med Tyra-feltets genopbygning en periode med betydelig nettoimport fra Tyskland. Herefter følger nogle få år, hvor der er stort set balance i udvekslingen mellem Danmark og Tyskland, hvorefter Danmark i stigende grad atter blive afhængig af importeret gas, i takt med at ressourcerne i Nordsøen udtømmes.

Figur 45: Tilgang af gas til Danmark (til venstre) samt forbrug og eksport til Tyskland (til højre)



8.5 Følsomheder

For at tage højde for den særlige situation under Tyra-ombygningen er det undersøgt, i hvilket omfang gasforbruget i et enkelt år på kort sigt kan påvirkes af temperaturvariationer (koldt/varmt år)

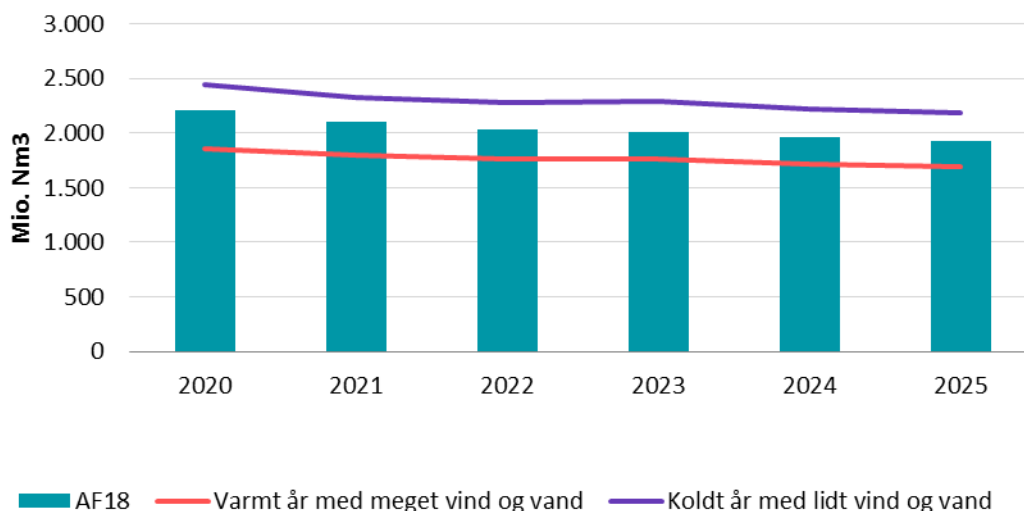
⁴ Hvis det skal være helt korrekt, skal der dog foretages en mindre korrektion for at afspejle, at en begrænset del af Nordsøleverancen stammer fra det norske Trym-felt.

og variationer på elmarkedet (vind og vand). Et udfaldsrum udspændes ved at se på to ekstreme situationer: Varmt år med meget vind og vand, hhv. koldt år med lidt vind og vand.

Høj temperatur, megen blæst og meget nedbør, der giver meget vand i de nordiske vandreservoirer, fører til lavere gasforbrug. Temperaturen påvirker gasforbruget direkte gennem lavere behov for opvarmning, mens vind og vand giver en indirekte påvirkning gennem den lavere elpris der følger med rigelige mængder el produceret via vind- og vandkraft.

Omvendt vil lave temperaturer og begrænsede mængder vind og vand føre til stigning i gasforbruget pga. større opvarmningsbehov og højere elpriser. Det er især denne variation, der kan være vigtig at holde sig for øje i forbindelse med sikring af gasforsyningssikkerheden i Danmark under ombygningen af Tyra. Med de ekstreme klimaforudsætninger vurderer Energistyrelsen, at gasforbruget på kort sigt kan blive omkring 10-15 pct. højere eller lavere end i AF18's bedste bud, som vist i figur 46.

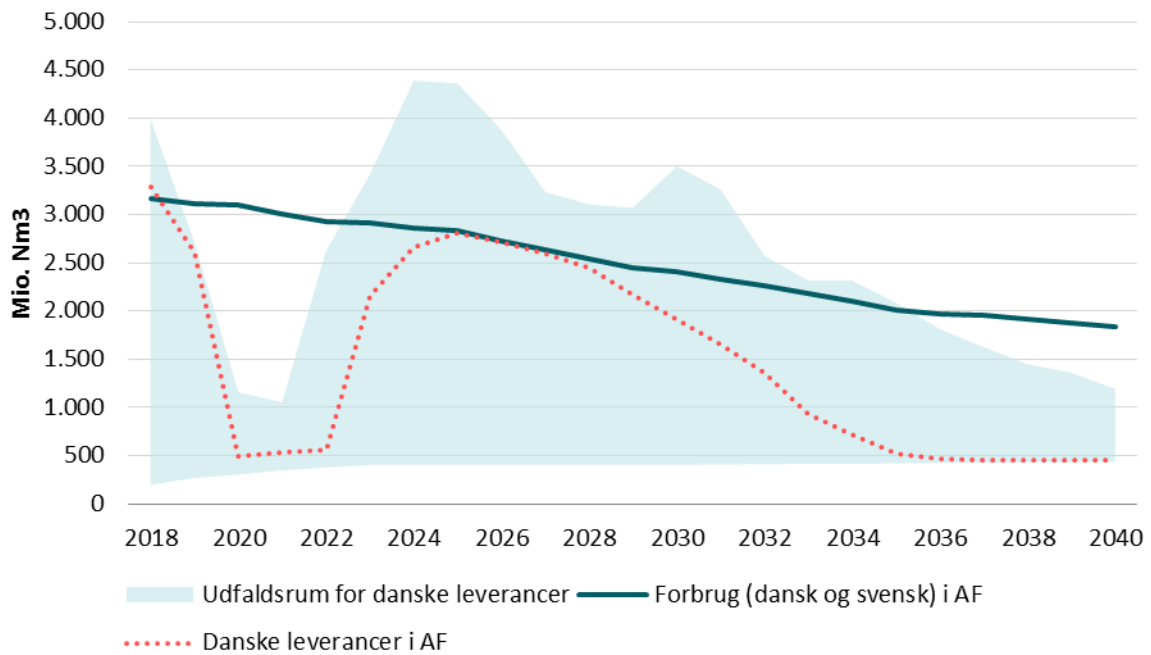
Figur 46: Kortsigtet variation i gasforbrug med varierende klimaantagelser



Til AF18 har der været fokuseret på følsomheden i gasforbruget på kort sigt i forbindelse med nedlukningen af Tyra. Som beskrevet i afsnit 8.4 er der herefter stor usikkerhed om vurderingen af, hvordan gassen flyder i systemet på tværs af landegrænser.

For at illustrere betydningen af den store usikkerhed om, hvorvidt gassen fra Nordsøen vil flyde til Danmark eller Holland, vises i figur 47 det mulige udfaldsrum for danske gasleverancer (Nordsøen plus biogas) relativt til AF's gasforbrug i Danmark og Sverige. Udfaldsrummet afspejler ikke nærmere overvejelser om gassens sandsynlige veje fra Nordsøen, men er opstillet på helt mekanisk vis for at illustrere, hvor stor betydning det har, om al gassen fra Nordsøen flyder til Danmark (øvre del af udfaldsrummet) hhv. Holland (nedre del af udfaldsrummet).

Figur 47: Muligt udfaldsrum for danske gas leverancer



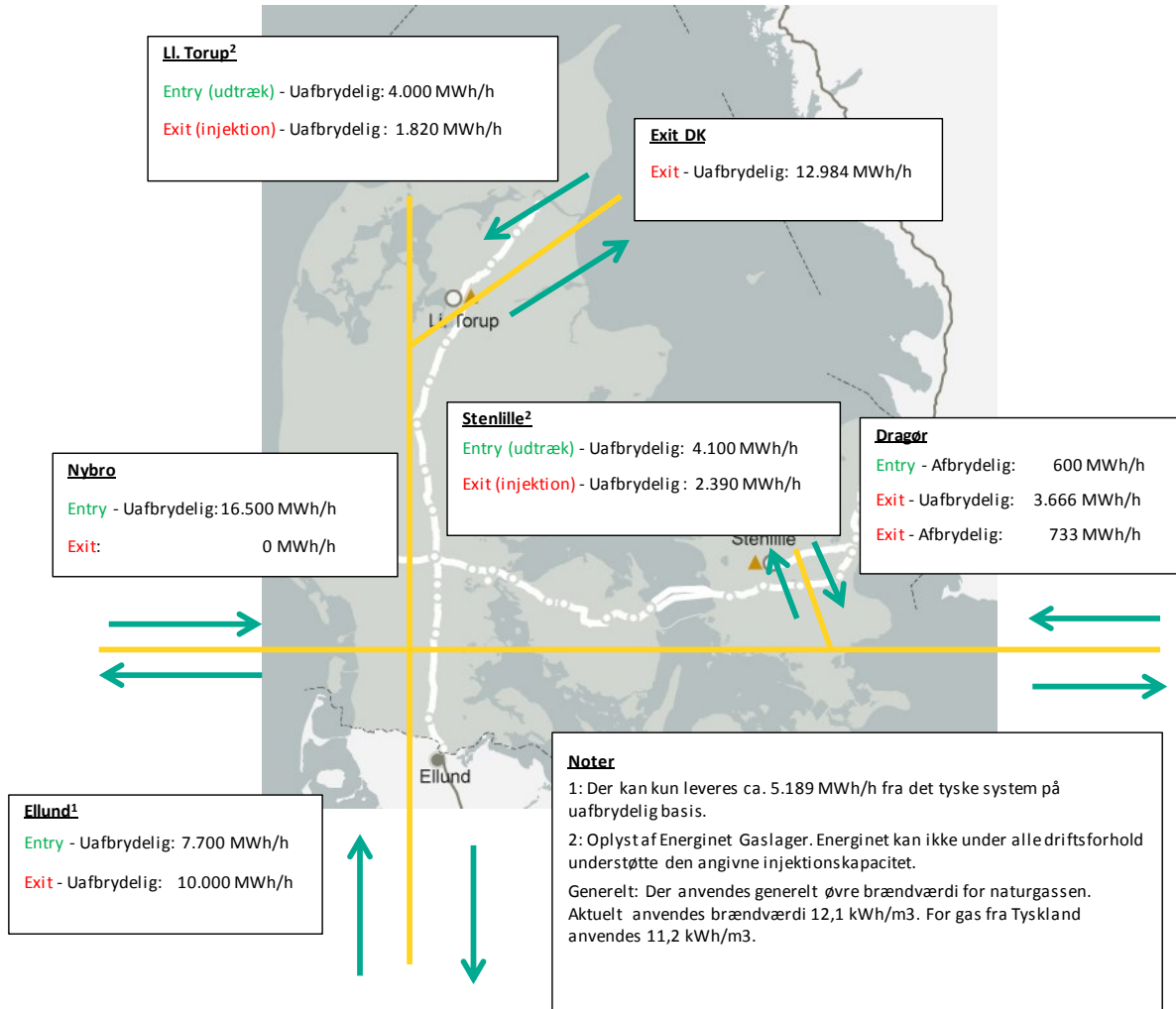
Udover usikkerheden om gasstrømmene, er der desuden betydelig usikkerhed om, hvilken rolle gas og den danske gasinfrastruktur i det hele taget vil komme til at spille i omstillingen til et fossil-uafhængigt energisystem frem mod 2050, og derfor er det væsentligt med langsigtede, strukturelle følsomhedsanalyser.

Det er Energistyrelsens ambition at arbejde videre med vurdering og analyse af gasstrømme og gassystemets udvikling til fremtidige analyseforudsætninger.

9 Gasforbindelser

Eksisterende gasforbindelser i det danske gastransmissionsnet er vist i figur 48.

Figur 48: Gasforbindelser i det danske gastransmissionssystem



Referenceliste

- COWI A/S for Energistyrelsen. (2018). Temaanalyse om store datacentre. Kan hentes fra https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/temaanalyse_om_store_datacentre.pdf
- Ea Energianalyse. (2013). Analysis of biomass prices, future Danish prices for straw, wood chips, and wood pellets "Final Report"
- Ea Energianalyse. (2014). Biomassepriser an forbrugssted
- Ea Energianalyse. (2016). Socioeconomic biomass prices, Update of 2013 "Analysis of biomass prices" & 2014 "Biomassepriser an forbrugssted" reports
- Energinet. (2014). Nettab på udlandsforbindelser.
- Energinet. (2014a). Metode til at håndtere interne flaskehalse i Tyskland ved hjælp af Energinet.dk's markedsmodeller. Kan hentes fra: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2016>
- Energinet. (2016). Hvad påvirker elpriserne i Danmark? Kan hentes fra: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-September-2016-Hvad-paavirker-elpriserne>
- Energinet. (2017). Analyseforudsætninger 2017. Kan hentes fra: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger>
- Energistyrelsen. (2011). Stor-skala havmølleparker i Danmark. Opdatering af fremtidens havmølleplaceringer April 2011 Kan hentes fra: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/opdatering_af_fremtidens_havmoelleparker_2025_19_april_2011.pdf
- Energistyrelsen. (2012). Kystnære havmøller i Danmark. Screening af havmølleplaceringer indenfor 20 km fra kysten. Kan hentes fra: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/screening_af_kystnaere_havmoeller_oktober_2012.pdf
- Energistyrelsen. (2017a). Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017. Kan hentes fra https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/baggrundsrapport_til_bf_2017.pdf.
- Energistyrelsen. (2018a). Energistyrelsens Basisfremskrivning 2018. Kan hentes fra <https://ens.dk/basisfremskrivning>
- Energistyrelsen. (2018b). Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsokonomiske-analysemetoder>
- Energistyrelsen. (2018c). Basisfremskrivning 2018 - Forudsætningsnotat. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/basisshyfremskrivninger>
- Energistyrelsen. (2018d). Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser->

modeller/samfundsøkonomiske-analysemetoder

Energistyrelsen. (2018e). Analyseforudsætningerne til Energinet - Dataark

Energistyrelsen. (2018f). Stamdataregister for Vindkraftanlæg. Kan hentes fra:
<https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/data-oversigt-over-energisektoren>

Energistyrelsen. (2018g). Notat om landvind-potentialemodellen. Kan hentes fra:
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

Energistyrelsen. (2018h). Teknologikataloger. Kan hentes fra:
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

Energistyrelsen (2018i) Ressourceopgørelse og prognoser. Kan hentes fra:
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/ressourcer_og_prognoser_20180829.pdf

ENTSO-E. (2017). Mid-term adequacy forecast 2017 Edition

ENTSO-E. (2018). TYNDP 2018 Scenario Report.

Finansministeriet. (2017a). Forslag til Finanslov (FFL) 2017 og ADAM datafil LOFT21

Finansministeriet. (2017b). Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensberegninger. Kan hentes fra <https://www.fm.dk/publikationer/2017/vejledning-i-samfundsøkonomiske-konsekvensvurderinger>

Havmølleudvalget. (2007). Fremtidens havmølleplaceringer - 2025. Kan hentes fra:
<https://www.ft.dk/samling/20061/almDel/epu/bilag/197/367690.pdf>

Regeringen. (2018). energiaftale af 29. juni 2018. Kan hentes fra:
<https://efkm.dk/ministeriet/aftaler-og-politiske-udspil/energiaftalen/>

IEA. (2017). World Energy Outlook 2017. Kan hentes fra: <https://www.iea.org/weo2017/>

TenneT. (2012). Determination of Transfer Capacity at trade relevant Cross-Border Interconnections of TenneT TSO GmbH

Siemens. (2016) Elektrificering af Danmarks færgefart, et mulighedsstudie. Oktober 2016. Kan hentes fra: https://w3.siemens.dk/home/dk/dk/core_topics/intelligent-infrastructure/pages/elektrificering-af-danmarks-faergefart.aspx