



Smart Energy –hovedrapport

Indholdsfortegnelse

1.	Sammenfatning	4
2.	Hovedkonklusioner	6
3.	Indledning	13
3.1	Baggrund for analyserapporten	13
3.1	Formål	14
3.2	Overordnede forudsætninger	15
4.	Overordnet metodebeskrivelse	18
4.1	Generelt om fleksibilitet.....	18
4.2	Overblik over analysedesign.....	19
4.3	NWE og Danmarks energisystem-konfiguration 2025 og 2035.....	20
4.4	Metode for behov for fleksibilitet i Danmark og NWE (kapitel 5)..	20
4.5	Metode for systemniveau analyse (kapitel 6).....	21
4.6	Metode for distributionsniveau analyse (kapitel 7)	27
4.7	Afgrænsning samt sammenligning med Smart Grid-analysen	27
5.	Behov for fleksibilitet	30
5.1	Delkonklusioner for behov for fleksibilitet	30
5.2	Residualforbruget i Danmark og udlandet	31
5.3	Valg af residualår til systemsimulering	40
6.	Fleksibelt elforbrug på systemniveau.....	42
6.1	Delkonklusioner for systemniveau.....	42
6.2	Scenarier	45
6.3	Elementer i værdisætning af fleksibilitet	50
6.4	Kapacitetsbehov	52
6.5	Værdi af øget fleksibelt elforbrug i Danmark og NWE	57
6.6	Følsomhedsscenarier for 2035.....	67
6.7	Business cases ud fra gevinster på systemniveau	71
6.8	Ændring i brændselsforbrug til elproduktion.....	77
6.9	Elpriser med og uden fleksibelt elforbrug	79
6.10	Optimering af elforbrugsprofiler i Danmark	82
6.11	Kapacitetsbehov i forhold til sikring af effekttilstrækkelighed i Danmark	88
7.	Fleksibelt elforbrug på distributionsniveau	92
7.1	Delkonklusioner for distributionsniveau	92
7.2	Analysemetode for Distributionsniveau.....	93
7.3	Resultater - distributionsniveauet	97
8.	Samlet værdi af øget fleksibelt elforbrug i Danmark.....	106
8.1	Samfundsøkonomisk gevinst ved øget fleksibelt elforbrug.....	106
8.2	Selskabsøkonomisk gevinst ved øget fleksibelt elforbrug	110
8.3	Omkostninger til mobilisering og drift af fleksibelt elforbrug	111
9.	Appendix – Centrale teknologiantagelser	115

9.1	Datakilder til konfiguration af energisystemet	115
9.2	Forbrug i Danmark og udlandet	118
9.3	Antagelser for dansk termisk elkapacitet i 2025 og 2035	120
9.4	Transmissionskapaciteter og tilgængelighed.....	121
9.5	Antagelser for investering og drift.....	122
9.6	Distributionstariffer	123
10.	Appendix – Antagelser om fleksibelt forbrug	124
10.1	Elbiler	125
10.2	Biobrændstofproduktion	128
10.3	Elektrolyse og brintlagring	131
10.4	Individuelle varmepumper	134
10.5	Store varmepumper og elpatroner i fjernvarmen	136
10.6	Store varmepumper og elpatroner i procesindustrien	138
10.7	Yderligere fleksibelt elforbrug i industri og husholdninger	139
10.8	Fleksibilitetspotentialer der ikke medtages i analysen.....	145
11.	Appendix – Antagelser for elproduktion	147
11.1	VE-kapaciteter og profiler	147
11.2	Fordeling af el- og varmekapacitet i Danmark	151
11.3	Tekniske data for eksisterende værker samt antagelser for dekommissionering i udlandet	155
12.	Appendix – Behov for fleksibilitet.....	156
12.1	Valg af normalår.....	156
13.	Appendix – Resultater fra Balmorel.....	163
14.	Appendix – Sammenligning med 2010-analyse.....	166
15.	Referencer.....	167

1. Sammenfatning

I 2010 gennemførte Dansk Energi og Energinet.dk en analyse af den samfundsøkonomiske værdi af Smart Grid ud fra den præmis, at Smart Grid var fuldt udbygget i 2025. Forventningerne til udbredelsen af solceller, elbiler og elvarmepumper har ændret sig betydeligt de seneste 5 år, og derfor er analysen opdateret med et bredere fokus. Muligheder for fleksibilitet i hele energisystemet via øget integration af el, varme, transport og gassystemer, samt omverdenens grad af fleksibilitet i elforbruget inddrages i de nye analyser.

Øget prisfleksibelt elforbrug operationaliseres i analyserne i et fleksibilitetsscenario, hvor halvdelen af det "ny elforbrug" fra elbiler, varmepumper og elektrolyse agerer prisfleksibelt, og 3-4 pct. af det "klassiske elforbrug" er afbrydeligt ved høje elpriser. Dette sammenlignes med et scenario, hvor hverken det "ny" eller det klassiske elforbrug er prisfleksibelt. Analysen forudsætter altså en bestand af elbiler, varmepumper, brintproduktion og afbrydeligt forbrug og beregner værdien af at gøre en vis andel af disse teknologier prisfleksible.

I begge scenarier er kraftværker og store varmepumper samt import og eksport med udlandet også leverandører af fleksibilitet i både Danmark og udlandet. Metodisk sammenlignes omkostningerne ved at drive energisystemet i de to situationer i 2025 og 2035, og for Danmark inddrages analyser af omkostningerne til at indpasse det nye elforbrug i distributionsnettet.

Behovet for produktionsfleksibilitet internt i Danmark er i høj grad drevet af perioder med sammenfaldende højt residualforbrug (forbrug der skal dækkes ud over vind og solproduktion) i udlandet og Danmark. Der er derfor gennemført analyser af samtidigheden på residualforbruget. Analyserne viser, at residualforbruget i udlandet og Danmark er korreleret, men der er få timer, hvor der er sammenfald mellem det højeste residualforbrug i udlandet og Danmark. Det er dog nødvendigt at følge udviklingen af fleksibel produktion på tværs af Europa for at sikre sig, at det europæiske system fremadrettet også vil have den nødvendige fleksibilitet.

En særlig udfordring er, at der optræder få timer med meget højt residualforbrug. Det rejser spørgsmålet om, hvorledes man optimalt forsikrer sig mod de få sjældne timer. I virkelighedens verden vil det kræve risikovillig kapital at investere i spidslastproduktionsanlæg, fordi antallet af prisspidser og deres fordeling over årene vil være forbundet med stor usikkerhed. I Smart Energy-analyserne benyttes en model med perfekt viden om fordelingen af timer med meget højt residualforbrug. Derfor bestemmer modellen altid det økonomisk optimale forhold mellem bortkobling af forbrug og investering i yderligere spidslastkapacitet i situationer, hvor elprisen rammer prisloftet. Denne rapport's angivelser om størrelsen af gevinster og tab skal derfor opfattes som de potentielt opnåelige.

Analyserne antyder, at det kan være et samfundsøkonomisk omkostningseffektivt at håndtere den yderste, sjældne spids i residualforbruget ved hjælp af bortkobling af konventionelt, ikke-fleksibelt elforbrug; men også at indførelsen af fleksibelt elforbrug og afbrydeligt elforbrug vil reducere den nødvendige mængde af bortkoblet elforbrug.

I modelanalyserne fås, at systemgevinsten af fleksibelt elforbrug og afbrydeligt elforbrug i Danmark i 2035 er netto 97 mio. EUR/år, når det forudsættes at udlandet også introducerer fleksibelt og afbrydeligt forbrug. Hertil kommer en gevinst på 17 mio. EUR/år, som Danmark opnår som følge af, at udlandet øger deres fleksible elforbrug, og en nettogevinst på 2 mio. EUR/år på grund af lavere omkostninger til at opretholde effektilstrækkeligheden i Danmark. Der er medregnet, at fleksible elforbrugere sparer 10 mio. EUR/år på grund af tidsvarierende nettatariffer, hvilket repræsenterer sparede distributionsnetomkostninger. Disse medtages ikke i den endelige samlede danske systemgevinst, idet besparelser på distributionsnet er kvantificeret i separate analyser på faktiske distributionsnet.

Disse modelberegninger af distributionsnet viser at fleksibelt elforbrug mindsker det samlede investeringsbehov i distributionsnettene i Danmark. Den årlige besparelse i investeringer i distributionsnettene ved at halvdelen af elbilerne og varmepumperne oplader prisfleksibelt i 2035 er 7 mio. EUR.

Den samlede danske samfundsøkonomiske værdi i 2035 ved øget fleksibelt elforbrug er altså 113 mio. EUR/år, hvor systemgevinsten bidrager med 106 mio. EUR/år og besparelser i distributionsnet bidrager med 7 mio. EUR/år.

Uden fleksibilitet i udlandet er udbuddet af fleksibilitet mindre og systemgevinsten af dansk fleksibelt elforbrug øges isoleret set fra 97 til 124 mio. EUR/år i 2035. I 2025 er netto systemgevinsten af dansk fleksibilitet henholdsvis 10 mio. EUR/år med fleksibilitet i omverdenen og 18 mio. EUR/år uden fleksibilitet i omverdenen. Det er primært mindre volumen af fleksibelt elforbrug, der er årsag til den lavere systemgevinst i 2025 i forhold til 2035.

Det er økonomisk fordelagtigt at gøre elforbruget til fremtidig brintproduktion prisfleksibelt, selv om det kræver investeringer i øget elektrolysekapacitet og brintlagring.

For den private aktør, der lader sin elbil fleksibelt, er den årlige gevinst 65 EUR i 2025 og 83 EUR i 2035, mens den for en gennemsnitlig fleksibel individuel varmepumpe er 128 EUR i 2025 og 110 EUR i 2035. Gevinsten skal fordeles mellem ejerne af den fleksible teknologi, og de som faciliterer, at fleksibiliteten tilbydes til elmarkedet, det vil sige aggregator og elbalanceansvarlig. Indførelsen af fleksibelt elforbrug kræver derfor udvikling af omkostningseffektive aggregeringsløsninger for, at der kan tilbydes attraktive business cases til kunderne.

Det øgede prisfleksible elforbrug påvirker elprisen, og for 2035 betyder fleksibelt og afbrydeligt elforbrug færre timer med både meget lave og meget høje elpriser i markedet. Ændringen i elprisen påvirker indtjeningen for elproducenter samt elomkostningen for konventionelle elforbrugere. Gevinsten for danske vindmølleejere udgør 62 mio. EUR/år som følge af en øget afregningspris på 1,3 EUR/MWh, og at der bortkobles mindre vindproduktion. De almindelige elforbrugere sparer 36 mio. EUR/år på elregningen, svarende til 1,1 EUR/MWh, på grund af øget fleksibelt elforbrug.

Denne sammenfatning uddybes i kapitel 2 om rapportens hovedkonklusioner.

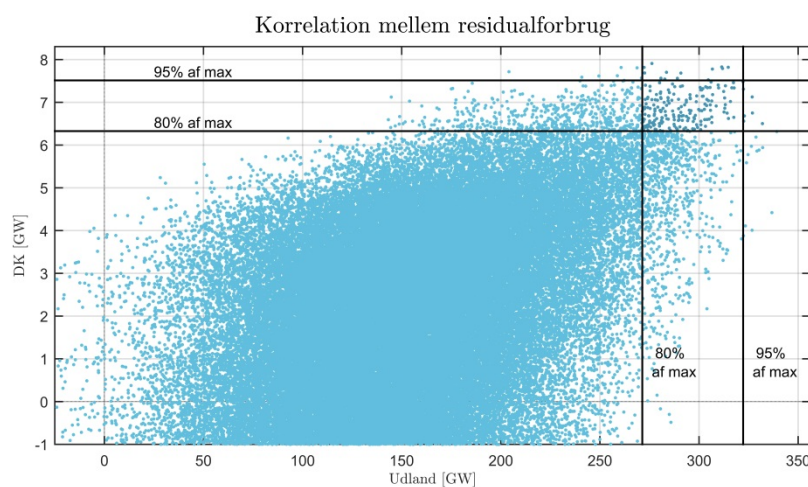
2. Hovedkonklusioner

Forbrug og udland

Behovet for fleksibilitet er undersøgt med en statistisk analyse af residualforbruget for Danmark og 11 udvalgte EU-lande¹ (NWE), det vil sige, det elforbrug der ikke dækkes af vind eller sol. Der er anvendt 12 års historiske datasæt med konstruerede profiler for sol, vind og elforbrug for NWE.

Analysen viser, at selv med ufleksibel efterspørgsel er fordelingen af residualforbruget kendetegnet ved, at der vil være en meget stor spredning. Særligt i den del der vedrører det høje residualforbrug. Således udspænder 1 procentfraktilen området mellem ca. 6 til 8 GW for Danmark og 270 GW til 340 GW for udlandet. Det antyder, at det er relevant at se på mulighederne for at anvende fleksibelt forbrug for at dække de få timer med høj efterspørgsel.

Endvidere viser analyserne, selv om der er en positiv korrelation mellem residualforbruget i Danmark og nabolandene, så er det sjældent, at residualforbruget er meget højt i begge områder samtidigt. Resultaterne er afhængige af, hvad der defineres som et højt residualforbrug, fx er det i 0,016 pct. af timerne over 90 pct. af det maksimale residualforbrug i Danmark og NWE samtidigt, og det er aldrig over 95 pct. samtidigt (se figur nedenfor).



Figur A Residualforbrug i Danmark plottet mod residualforbrug i udlandet.

Helt overordnet er det således det samlede residualforbrug i Europa, der langt hen ad vejen sætter behovet for produktionsfleksibilitet i Danmark. Det er derfor nødvendigt at følge udviklingen af fleksibel produktion på tværs af Europa for at sikre sig, at det europæiske system, inklusive Danmark, også fremadrettet vil have den nødvendige fleksibilitet til at dække residualforbruget på europæisk plan.

¹ Følgende lande er samlet kaldt "NWE" og medtaget i analysen på systemniveau: Belgien, Danmark, England, Finland, Frankrig, Holland, Irland, Norge, Sverige, Tyskland, Østrig.

I scenariet uden indførelse af fleksibelt og afbrydeligt elforbrug viser modelanalyserne, at det kan være samfundsøkonomisk omkostningseffektivt at bortkoble konventionelt elforbrug i Danmark i nogle få ekstremesituationer i stedet for at dække den yderste spids i residualforbruget med spidslastværker. Introduktionen af fleksibelt og afbrydeligt elforbrug reducerer behovet for bortkobling svarende til en økonomisk værdi på 2 mio. EUR for Danmark i basisscenariet.

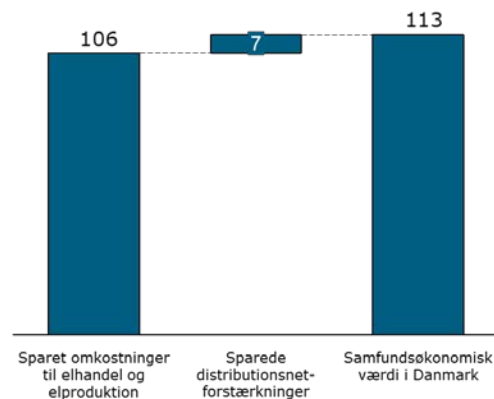
Endelig viser analyserne, at det danske residualforbrug i højere grad er influeret af svingninger i produktionen fra vind og sol end vores nabolande set under et, fordi VE-produktionen i Danmark udgør en højere del af den samlede elproduktion end i vores nabolande.

Konklusionerne er nærmere beskrevet i rapportens kapitel 5.

Samfundsøkonomisk værdi af fleksibelt elforbrug i Danmark

I 2035 er behovet for fleksibilitet højere i både Danmark og udlandet end i 2025², og mængden af fleksibelt elforbrug er især i Danmark antaget væsentlig større end i 2025. Dette skyldes til dels, at der i Vindscenariet 2035³ anvendes en stor mængde brint til opgradering af biogas og fremstilling af transportbrændstoffer, og dels at der er et relativt højt antal elbiler.

Gevinsten ved øget fleksibelt elforbrug i Danmark er bestemt som reduktionen i omkostninger på system- og distributionsniveau i Danmark. Bidragene fra de to niveauer til den samfundsøkonomiske værdi i Danmark i 2035 er vist på Figur B.



Figur B Bidrag til samfundsøkonomisk værdi af øget fleksibelt elforbrug i Danmark i 2035.

På distributionsniveau handler det om sparede investeringer til netforstærkning på cirka 7 mio. EUR/år i 2035. På systemniveauet handler det hovedsageligt om øget værdi af elhandlen på spotmarkedet ved at optimere det fleksible elforbrug efter elpriserne. Dette giver en gevinst på 97 mio. EUR/år i 2035. Hertil kommer

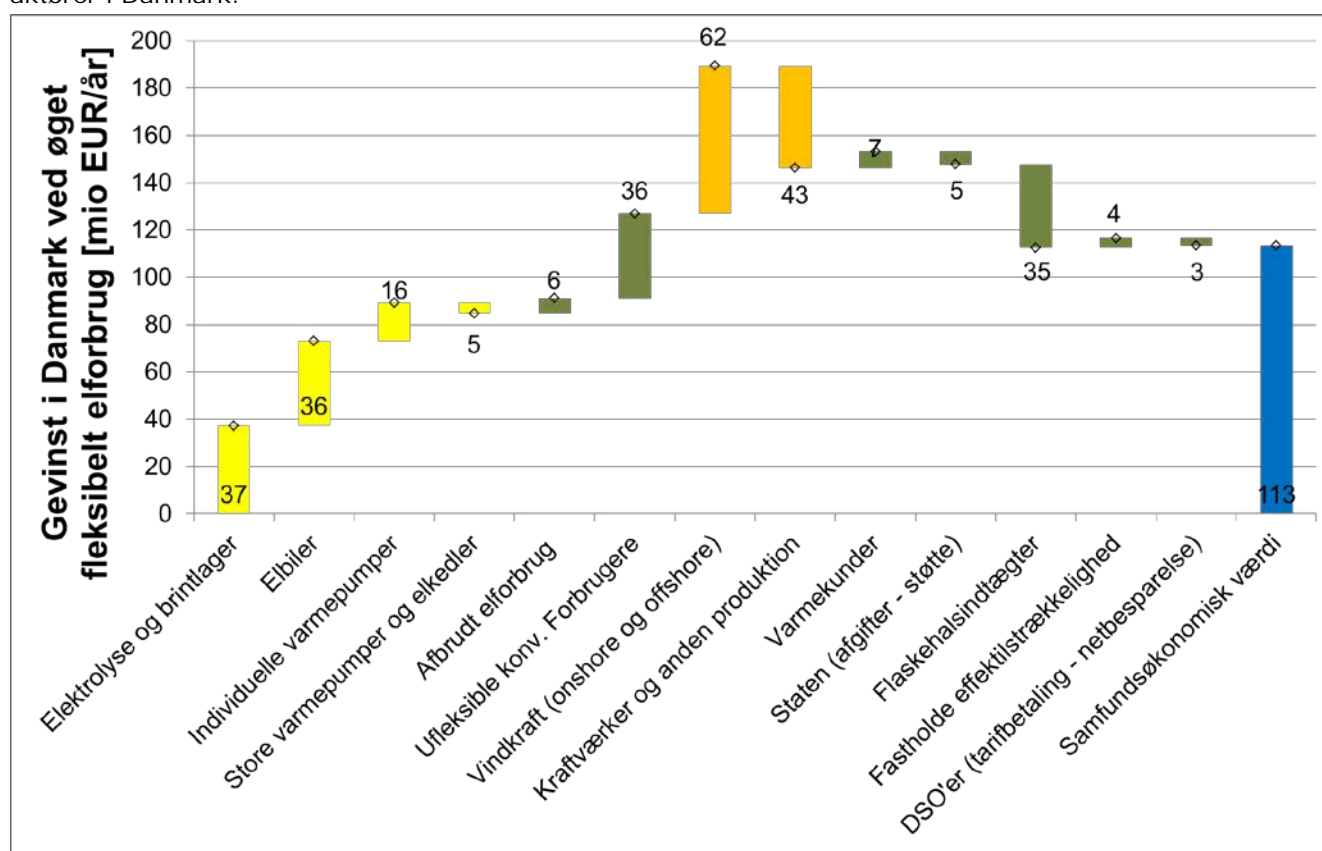
² I 2035 forudsættes der 740.000 elbiler og 285.000 individuelle varmepumper i Danmark og i 2025 145.000 elbiler og ca. 110.000 varmepumper.

³ Scenarierne for det danske energisystem i 2025 følger Energinet.dk's analyseforudsætninger [Energinet.dk 2014], mens de for 2035 følger antagelserne i Energistyrelsens vindscenarie [Energistyrelsen 2014], som indeholder meget vindkraft i elsystemet og en stor grad af elektrificering i både varme-, gas- og transportsektoren.

en gevinst på 17 mio. EUR/år, som Danmark under alle omstændigheder vil opnå, hvis udlandet øger deres fleksible elforbrug. Endelig medregnes en gevinst på netto 2 mio. EUR/år i 2035, på grund af lavere omkostninger til at fastholde effekttilstrækkeligheden i Danmark på grund af, at der i 2035 er behov for 100 MW mindre spidslastkapacitet i Østdanmark på grund af fleksibelt elforbrug.

Der er i systemgevinsten medregnet, at fleksible elforbrugere sparer 10 mio. EUR/år på grund af tidsvarierende nettariffer, hvilket repræsenterer sparede distributionsnetomkostninger. Den samlede danske systemgevinst uden sparede distributionsnetomkostninger bliver derfor 106 mio. EUR/år (97 + 17 + 2 – 10).

Figur C viser den danske samfundsøkonomiske værdi fordelt på teknologier og aktører i Danmark.



Figur C Fordeling af samfundsøkonomisk systemgevinst i Danmark i 2035 på aktører og teknologier i Danmark.

Den danske elhandelsbalance⁴ bliver forbedret med 176 mio. EUR/år, og den bidrager hermed væsentlig til den samlede danske systemgevinst. Elhandelsbalancen er nettogevinsten for danske elforbrugere og elproducenters handel med udlandet, og er langt størstedelen af bidrag i Figur C for fleksible elforbrugere, konventionelle elforbrugere og elproducenter.

⁴ Elhandelsbalancen udtrykker nettogevinst eller -tab for danske elproducenter og elforbrugere med handel med udlandet.

De fleksible elforbrugere opnår tilsammen en gevinst på 85 mio. EUR/år.

Elomkostningen til fremstilling af brint til biogasopgradering og biobrændstofproduktion i Vindscenariet kan reduceres med 55 mio. EUR/år ved at gøre elforbruget til elektrolyseanlæg fleksibelt. Der er beregnet en optimal størrelse af elektrolyseanlæg og brintlager for at minimere systemomkostningen, og det er fundet, at elektrolysekapaciteten skal øges med ca. 200 MW til i alt 850 MW, og brintlageret skal kunne indeholde ca. 15 fuldlasttimer brintproduktion. Som vist på figuren er den samfundsøkonomiske gevinst på 37 mio. EUR/år inklusive investering i ekstra elektrolyse- og brintlagerkapacitet.

Elbilerne og individuelle varmepumper opnår det meste af gevinsten på hhv. 37 og 16 mio. EUR/år via reduktion i betaling til spotmarkedet, men samlet 8 mio. EUR/år skyldes reduktion i betaling af den tidsvarierende distributionsnettarif.

De store varmepumper og elkedler er fleksible i alle scenarier, og på grund af øget fleksibelt elforbrug reduceres deres gevinst med ca. 5 mio. EUR/år, når halvdelen af det ny elforbrug også bliver fleksibelt, og halvdelen af potentialet for afbrydelighed inden for det klassiske elforbrug realiseres.

Uden fleksibelt elforbrug i udlandet øges gevinsten for de fleksible elforbrugere i Danmark til 110 mio. EUR/år i forhold til 85 mio. EUR/år med fleksibelt elforbrug i udlandet.

Til gengæld falder gevinsten for danske vindmøller og konventionelle elforbrugere, fordi det kræver store mængder fleksibelt elforbrug at ændre elpriserne signifikant til glæde for eksempel konventionelle forbrugere og vindkraft, og derfor vil fleksibelt elforbrug i Danmark alene ikke føre til samme stigning i værdien af dansk vindkraft som når der er fleksibelt elforbrug i hele NWE.

De tilsvarende analyser for 2025 giver en værdi af dansk fleksibelt elforbrug i Danmark på 10 mio. EUR, såfremt udlandet også introducerer fleksibelt og afbrydeligt forbrug. Den samme mængde dansk fleksibelt elforbrug øger systemværdien i Danmark med 18 mio. EUR i 2025, hvis der ikke er fleksibelt elforbrug i udlandet. Til gengæld koster introduktionen af fleksibelt elforbrug i udlandet det danske elsystem 30 mio. EUR, således at det ender med et samfundsøkonomisk tab for Danmark på 20 mio. EUR i 2025, når fleksibelt elforbrug introduceres i både Danmark og udlandet. Det største tab er på flaskehalsindtægterne⁵, hvor Danmark vil miste 37 mio. EUR, hvilket delvist opvejes af en gevinst i elhandelsbalancen på 16 mio. EUR. Langt størstedelen af gevinsten opnås af de fleksible elforbrugere i Danmark, der i 2025 udgør en relativt lille mængde i forhold til situationen i 2035. Derfor begrænses den samlede gevinst fra dansk fleksibelt elforbrug i 2025.

Med andre ord viser Smart Energy-analyserne, at der er stor forskel på den danske systemgevinst ved øget fleksibelt elforbrug i 2025 og 2035; men også at øget fleksibelt elforbrug i Danmark giver en samfundsøkonomisk gevinst, uanset

⁵ Flaskehalsindtægter er på grund af prisforskel mellem transmissionsområder, og indtægten (prisforskel gange transporteret mængde) deles mellem områdernes TSO'er.

om udlandet har øget fleksibelt elforbrug. Udlandets mængde af fleksibelt elforbrug påvirker værdien af den danske fleksibilitet samt hvilke aktører der opnår gevinster.

Besparselsen i investeringer i distributionsnettene udgør en mindre del af den samlede samfundsøkonomiske værdi af fleksibelt elforbrug i Danmark. Gevinsten for distributionsnettet ved fleksibelt elforbrug er bestemt som forskellen mellem omkostninger⁶ til traditionel netudbygning i 0,4-20 kV-nettet i scenarierne med fleksibelt og ufleksibelt elforbrug for 2035. I fleksibilitetsscenarioet er halvdelen af de ca. 740.000 elbiler og 285.000 individuelle varmepumper fleksible. Endvidere er der forsøgsvis indført en modelmæssig begrænsning kaldet 'Gridmax', der begrænser alle elbilers og individuelle varmepumpers samlede elforbrug pr. time til maksimalt 20 pct. af det konventionelle danske spidslastelforbrug. Gridmax svarer til, at en aggregator eller balanceansvarlig udjævner forbruget i en portefølje af elbiler og varmepumper, i stedet for at alle følger prissignalet samtidigt. Resultaterne for distributionsniveauet er anført i tabel C.

2035 Scenarium	0,4 kV	10-20 kV	Total
Nonflex	EUR 210 mio.	EUR 250 mio.	EUR 460 mio.
Flex	EUR 120 mio.	EUR 220 mio.	EUR 340 mio.
Flex (uden Gridmax)	EUR 140 mio.	EUR 230 mio.	EUR 370 mio.

Tabel C Netudbygningsomkostninger i 0,4 og 10-20 kV-distributionsnet i Danmark frem til 2035 i forskellige scenarier.

I et elsystem, hvor elbiler og varmepumper er ufleksible, vil der i 2035 være behov for at have udbygget distributionsnettet for samlet 460 mio. EUR. I Flex-scenariet nedsættes netudbygningsomkostningen i Danmark frem til 2035 med ca. 120 mio. EUR fra 460 mio. EUR til 340 mio. EUR, hvoraf den største besparelse forekommer i 0,4 kV-nettet. Den samlede omkostningsbesparelse ved fleksibelt elforbrug og Gridmax frem til 2035 svarer til en annuieret årlig besparelse i distributionsnettene på ca. 9 mio. EUR/år.

Hvis samtidigheden af elforbrug fra elbiler og individuelle varmepumper ikke begrænses (det vil sige uden Gridmax), øges investeringsbehovet 30 mio. EUR/år frem til 2035 til 370 mio. EUR/år. Den annuierede, årlige besparelse uden Gridmax-begrænsningen er da ca. 7 mio. EUR/år. En initial vurdering er at den relativt lave gevinst ved Gridmax-begrænsningen ikke vil kunne forrente investeringerne i netovervågning og styring af enheder nødvendig for at realisere den koordinerede opladning af elbiler og varmepumper. Derfor regnes bidraget fra distributionsniveauet til den samlede værdi af øget fleksibelt elforbrug i Danmark som de reducerede investeringer uden Gridmax-begrænsningen, det vil sige 7 mio. EUR/år.

Konklusionerne for system- og distributionsniveau er nærmere beskrevet i henholdsvis kapitel 6 og kapitel 7.

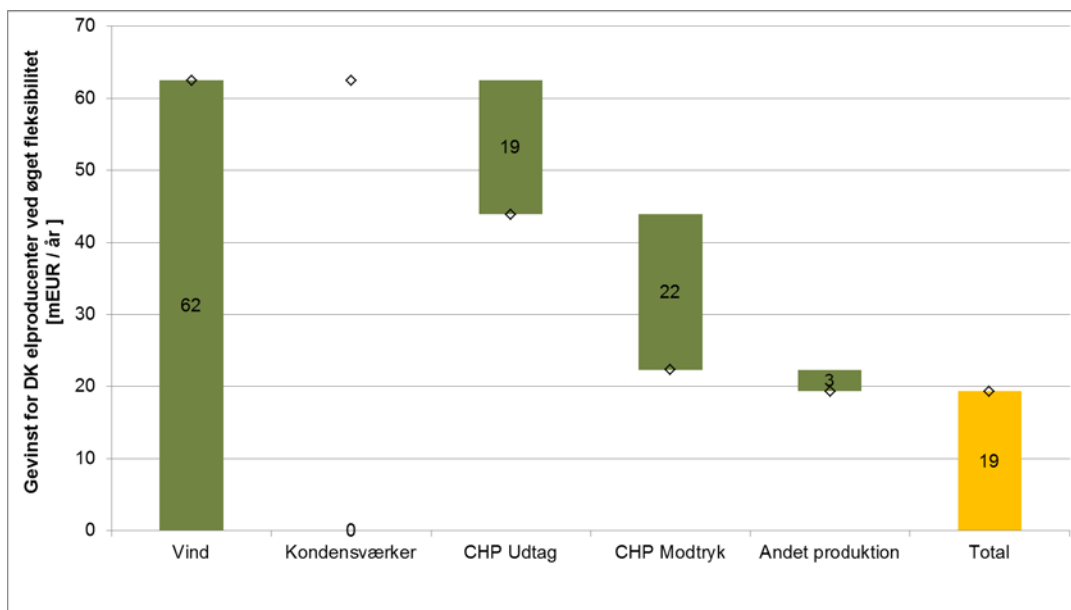
⁶ Det skal bemærkes at estimaterne for Danmark som helhed er usikre på grund af der er anvendt opskalering af beregninger for 0,4-20 kV fra to netområder til at give et samlet estimat for alle netområder i Danmark.

Privatøkonomisk værdi af fleksibelt elforbrug i Danmark

Den årlige besparelse på elregningen for en gennemsnitlig fleksibel elbil i Danmark er 65 EUR/år i 2025 og 83 EUR/år i 2035, mens den er henholdsvis 128 EUR/år i 2025 og 110 EUR/år i 2035 for en gennemsnitlig fleksibel individuel varmepumpe. Besparelsen består både i indkøb af el til lavere pris på elspotmarkedet og lavere betaling for eldistribution, idet eldistributionstariffen følger en 2-ledstarif over døgnet.

Opgjort pr. enhed er gevinsten større for en fleksibel varmepumpe end for en elbil, fordi det årlige elforbrug er større for en gennemsnitlig varmepumpe end for en gennemsnitlig elbil, mens gevinsten opgjort pr. forbrugt MWh er højest for elbilen. Gevinsterne må formodes at skulle deles mellem ejeren og en aggregator eller balanceansvarlig, og skal også dække ekstrainvesteringer til fx øget styrbarhed af enheden.

Fleksibelt elforbrug i 2035 øger elprisen i timer med meget lave elpriser og fører til mindre bortkobling af vindproduktion. Hermed opnår vindmølleejere i Danmark en samlet en gevinst på 62 mio. EUR/år, hvilket svarer til en øget afregningspris for vindstrømmen på +1,3 EUR/MWh i gennemsnit for vindmøller i Danmark, samt der bortkobles ca. 0,3 TWh mindre vind, der også får denne afregningspris.



Figur 1 Gevinster mellem el og varmeproducenter på grund af øget fleksibelt elforbrug i Danmark i Flex-scenariet 2035.

Tilsvarende reducerer det fleksible elforbrug antallet af timer med meget høje elpriser i Danmark, fordi behovet for spidslastværker reduceres. Hermed reduceres konventionelle elkunders elregning med samlet 36 mio. EUR/år, svarende til 1,1 EUR/MWh.

På NWE-plan drejer det sig om en øgning i afregningsprisen på vindstrøm på 1,1 EUR/MWh og en reduceret elregning for konventionelle kunder på 1,0 EUR/MWh. Samlet set bortkobles i NWE ca. 4,8 TWh mindre vind, når fleksibelt elforbrug er til stede i markedet.

Konklusionerne omkring privatøkonomiske effekter er nærmere beskrevet i afsnit 6.8 og afsnit 8.2 i rapporten.

Følsomhedsanalyser

Der er udarbejdet følsomhedsscenarier for de vigtigste antagelser om fleksibiliteten i 2035. Generelt set fører endnu mere fleksibelt forbrug (det vil sige mere volumen og færre restriktioner i fleksibiliteten) til en højere systemgevinst i NWE, der i udgangspunktet med halvt fleksibelt forbrug og halvt realiseret afbrydelighed er 2 mia. EUR i 2035.

Såfremt mængden af fleksibelt elforbrug stort set fordobles ved at alle elbiler og individuelle varmepumper regnes fleksible og potentialet for afbrydeligt elforbrug realiseres fuldt (i stedet for 50 pct. i basisantagelsen) øges den samlede værdi af fleksibelt elforbrug i hele modelområdet med ca. 60 pct. Værdien af fleksibelt elforbrug per enhed er altså aftagende som følge af større udbud af fleksibilitet. I dette Maxflex-scenarie er der også dobbelt så meget fleksibilitet fra elbiler, individuelle varmepumper og afbrydeligt elforbrug i Danmark. Alligevel falder systemgevinsten af fleksibilitet fra 114 mio. EUR/år til 82 mio. EUR/år i Danmark, fordi NWE får relativt mere fleksibilitet end i Danmark, på grund af fleksibiliteten fra elektrolyse i Danmark ikke ændrer sig.

Som basisantagelse er det blevet forudsat, at fleksibelt elforbrug kan påvirke investeringerne i spidslastværker i elsystemet, men ikke investeringer i andre elproduktionsteknologier. Såfremt sammenhængene mellem introduktion af fleksibelt elforbrug, elpriser og investeringsbeslutninger forudsættes så velfungerende, at fleksibelt elforbrug koordineres optimalt med alle typer kraftværks- og offshore vindinvesteringer, øges systemgevinsten i NWE med ca. 40 pct. i forhold til basisantagelsen.

Investering i brintlager har stor indflydelse på systemgevinsten i Danmark, idet den uden øget brintlagring sænkes fra 114 til 73 mio. EUR/år i 2035. Betydningen af brintlageret er dog markant mindre i kombination med Maxflex, hvor systemgevinsten kun sænkes fra 82 til 76 EUR/år. Det ekstra fleksible elforbrug fra elbiler, individuelle varmepumper og afbrydeligt elforbrug i både Danmark og udlandet i Maxflex gør, at ekstra elektrolyse- og brintlagerkapacitet i Danmark systemoptimalt set skal være væsentlig mindre og hermed bidrager mindre til systemgevinsten i Danmark.

3. Indledning

3.1 Baggrund for analyserapporten

I regeringens Smart Grid Strategi fra april måned 2013 blev Dansk Energi og Energinet.dk bedt om at opdatere analysen af den samfundsøkonomiske værdi af Smart Grid, som blev publiceret i 2010 [Energinet.dk, Dansk Energi 2010]. Begrundelsen herfor var blandt andet, at forventningerne til udbredelsen af solceller, elbiler og elvarmepumper havde ændret sig betydeligt de seneste 3 år.

Dansk Energi og Energinet.dk har valgt et bredere fokus for den nye analyse, nemlig Smart Energy. Hermed medtages muligheder for fleksibilitet i hele energisystemet via øget integration af el, varme, transport og gassystemer. Denne analyse skal ses som et supplement til Energistyrelsens scenarieanalyser fra 2014 der viser mulige veje til, hvordan energipolitiske målsætninger kan opfyldes.

Målgruppen for analyserapporten er personer med et forhåndskendskab til elmarkedet og med interesse for fleksibelt elforbrug og samspillet mellem dette og det øvrige energisystem. Metode og antagelser til denne rapport blev diskuteret med interessenter på en høringsworkshop den 24. februar 2015.

Dansk energisystem i gang med grøn omstilling

Det danske el- og varmesystem gennemgår i disse år en kraftig omstilling til mere grøn energi fra biomasse samt fluktuerende vind- og solproduktion. I nabolande ses en tilsvarende satsning på fluktuerende elproduktion, hvilket samlet set fører til, at elproduktion fra traditionelle kraftværker er faldende i takt med, at den fluktuerende elproduktion er stigende. Andre dele af energisystemet, som i øjeblikket står udenfor CO₂-kvote-systemet såsom transport- og gassystemerne, er også så småt ved at integrere mere vedvarende energi.

Den forandring stiller i stigende grad krav til fleksibilitet, ikke kun i elsystemet, men også i de øvrige dele af energisystemet. Denne analyse vil derfor tage udgangspunkt i Smart Energy-området, og ikke kun Smart Grid, som i den tidligere analyse.

Værdien af et Smart Energy-system afhænger af en række parametre, der er centrale for behovet for fleksibilitet, fx andelen af vind- og solkraft på systemniveau samt andelen af elbiler, individuelle varmepumper og solceller på distributionsniveau i takt med udviklingen af energisystemet over tid. I analysen tages udgangspunkt i scenarier for, hvordan disse parametre kan udvikle sig i 2025 og 2035. Dette er ikke en prognose for behovet for fleksibilitet i 2025 og 2035, men en analyse af, hvordan behovet kan dækkes med et på forhånd defineret scenarie.

Fleksibilitet påvirker forsyningssikkerhed og omkostningseffektivitet

Historisk har kraftværker leveret en stor andel af den fleksibilitet, der har været behov for. Flexibilitetsopgaven for kraftværkerne har været at tilpasse produktionen til svingninger i forbrug (variabilitet), men de har også leveret hurtig fleksibilitet, hvis eksempelvis et kraftværk eller en udlandsforbindelse pludselig

havarerede (usikkerhed). Dermed har variabilitet hovedsageligt været knyttet til forbruget, men usikkerheden primært har været knyttet til produktionen.

Stigning i andelen af vedvarende energi som vind og sol øger behovet for elsystemets fleksibilitet, da vedvarende energi:

- Øger variabiliteten og usikkerheden på produktionssiden.
- Erstatte konventionel fossil produktionskapacitet, hvormed eksisterende fleksibilitet på produktionssiden i elsystemet reduceres.

Overordnet set skal det danske energisystem i samarbejde med nabolandene være fleksibelt nok til fortsat at have en høj forsyningssikkerhed. Endvidere skal energisystemet indeholde nok fleksibilitet til at sikre en samfundsøkonomisk fornuftig udnyttelse af den fluktuerende energi fra vindkraft og solceller. Desuden skal omkostninger til udbygning af distributionsnet medtages i vurderingen af omkostningseffektiv anvendelse af fleksibelt elforbrug.

Behovet for balancering i elsystemet

I et elsystem med en stigende andel af vind og sol kommer der også fortsat et stort behov for at balancere elsystemet. For at balancere elsystemet både i markedet og i driften skal der være nok pålidelig elproduktionskapacitet, afbrydeligt og fleksibelt elforbrug og elnetkapacitet til at dække de dimensionerede hændelser i elsystemet (fx udfald af værker og transmissionslinjer i kombination med højt elforbrug og lav vindkraftproduktion).

Det er både produktion, forbrug og lager, der kan levere fleksibiliteten til elsystemet. Hermed konkurrerer disse teknologier om at levere fleksibiliteten billigst muligt. Lagring kan anvendes til balancering af den fluktuerende elproduktion. Flexibelt elforbrug indenfor hhv. gas, varme og transport kan levere balancering af elsystemet på forskellige tidshorisonter og mængder af energilagring. Derudover kan storskala brintproduktion (til opgradering af biogas og fremstilling af grønne transportbrændstoffer) øge mulighederne for fleksibelt elforbrug og hermed også konkurrencen med fleksibilitet fra elproduktion samt andre typer fleksibelt elforbrug fra fx elbiler og individuelle varmepumper.

Kravet om at energisystemet skal indeholde nok fleksibilitet til at give en samfundsøkonomisk fornuftig udnyttelse af den fluktuerende vind- og solenergi omhandler balancen mellem yderligere fleksibilitet i energisystemet over for salg af vind- og solenergi til meget lave priser i nogle timer.

Overordnet set kan siges, at ny fleksibilitet skal tilføjes til elsystemet, så længe det reducerer de samfundsøkonomiske omkostninger ved at udbygge og drive elsystemet.

3.1 Formål

På både systemniveau og distributionsniveau har fleksibelt elforbrug betydning for de samlede omkostninger til at omstille energisystemet. Derfor er begge niveauer medtaget i analysen, således at der kan tegnes et samlet billede af, hvor stor den økonomiske værdi af fleksibelt elforbrug er.

Analysens formål er først at vurdere det fremtidige fleksibilitetsbehov i det danske elsystem, og hvordan udlandet påvirker dette. Derefter at kvantificere, hvordan øget fleksibelt forbrug i både Danmark og udlandet påvirker omkostningerne til at investere og drive det danske energisystem, der i fremtiden er præget af fluktuerende elproduktion og en høj grad af elektrificering. Specielt undersøges hvordan øget fleksibelt forbrug påvirker:

- Omkostningerne til at opretholde uændret effektilstrækkelighed i Danmark.
- Omkostningerne til at indpasse det nye elforbrug i distributionsnettet i Danmark.
- Værdien af den fluktuerende elproduktion.

På baggrund af dette gives et estimat for de samlede samfundsøkonomiske gevinster i 2025 og 2035 ved øget fleksibelt elforbrug, samt en vurdering af den selskabsøkonomiske gevinst ved fleksibelt elforbrug fra forskellige teknologier.

3.2 Overordnede forudsætninger

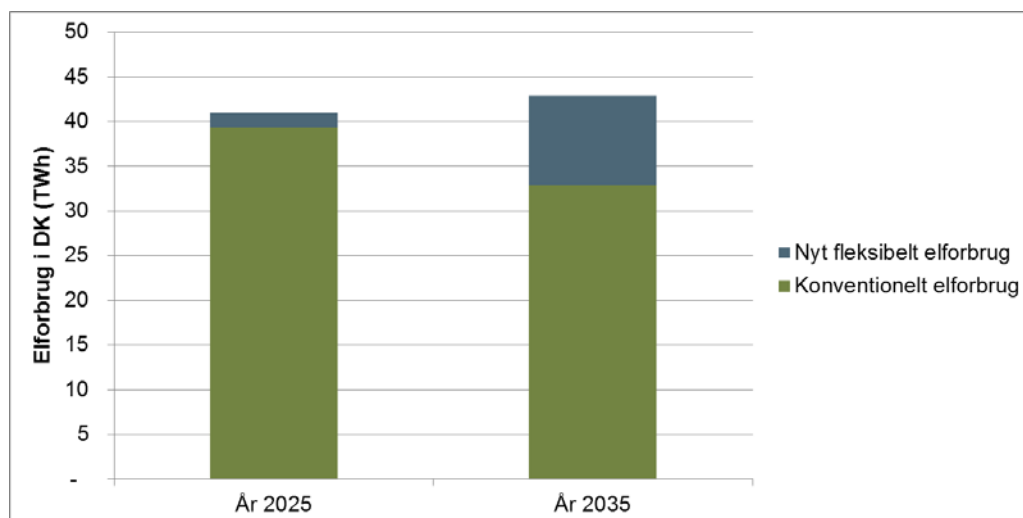
Præmissen for analyserne er den grønne omstilling i Danmark, der forudsætter en markant udvikling i storskala fluktuerende elproduktion samt distribuerede energiresourcer. Dette er i analysen repræsenteret ved brug af energiscenarier. Det er dermed en analyse af, hvordan et givent sæt af fleksible teknologier agerer i markedet, og dermed ikke en analyse af det optimale miks af fleksibilitets-teknologier i et givent energisystem.

Scenarier for udvikling af energisystemet og potentialet for fleksibelt elforbrug

Smart Energy-analysen anvender følgende scenarier for udvikling af det danske energisystem:

- I 2025 Energinet.dk's analyseforudsætninger [Energinet.dk 2014].
- I 2035 Energistyrelsens Vindscenarie [Energistyrelsen 2014].

Potentialet for fleksibelt elforbrug i 2025 og 2035 er illustreret i Figur 2 sammen med det konventionelle elforbrug i Danmark. Det ses, at potentialet for fleksibelt elforbrug med de givne antagelser vokser signifikant fra 2025 til 2035.



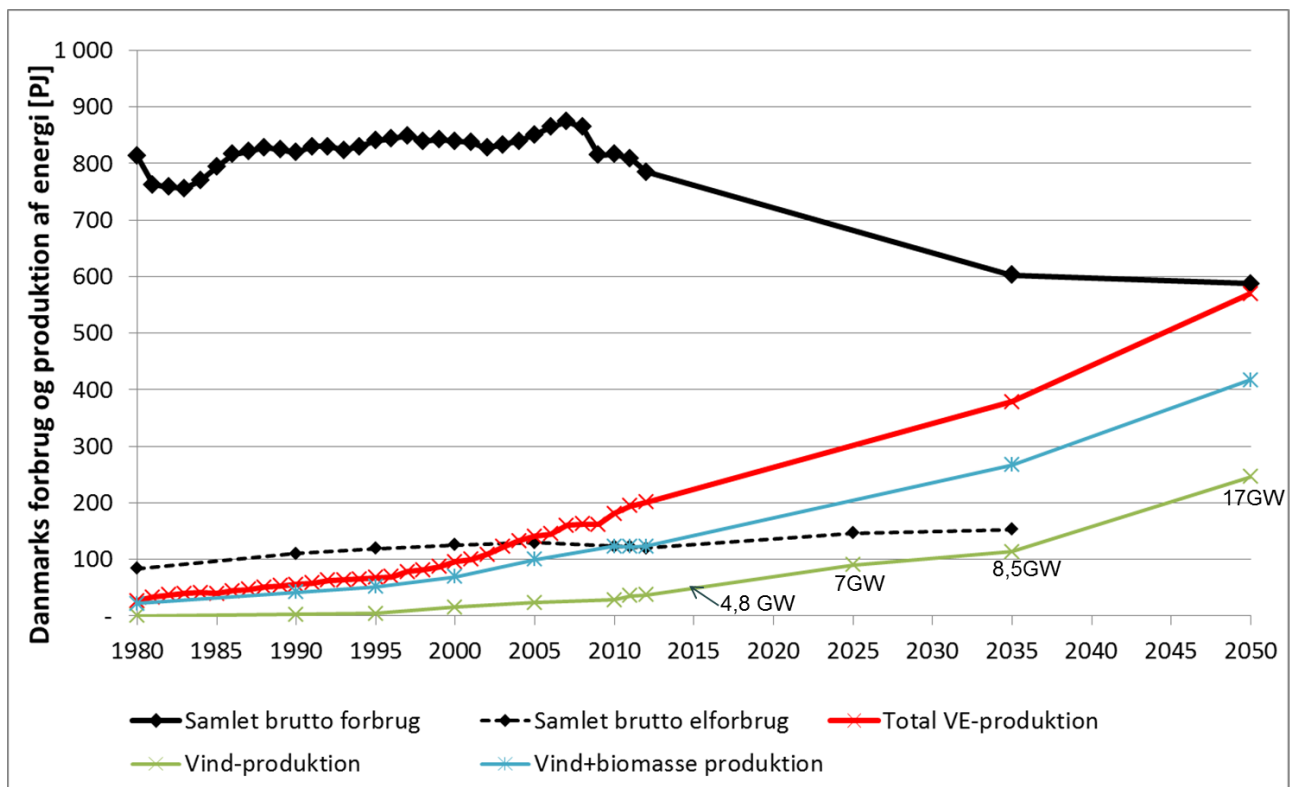
Figur 2 Konventionelt elforbrug og nyt fleksibelt elforbrug (blandt andet elbiler, varmepumper, elektrolyse) i hhv. 2025 og 2035. Desuden regnes en andel af det konventionelle elforbrug som afbrydeligt elforbrug.

Vindscenariet 2035: Grøn el bruges til decarbonisering af hele energisystemet

I Figur 3 ses den historiske udvikling af Danmarks energisystem 1980-2012, samt antagelser i Vindscenariet 2035 og 2050 med hensyn til bruttoforbrug, samlet fossilfri energiproduktion opdelt på vind, biomasse. I 2025 er vist Energinet.dk's analyseforudsætninger for elforbrug og elproduktion.

Det overordnede scenarie for det danske energisystem i 2035 i denne rapport bygger på Vindscenariet taget fra Energistyrelsens seneste scenarieanalyser [Energistyrelsen 2014]. Dette scenarie har et højt fleksibilitetsbehov på grund af stor VE-produktion og stor elektrificering.

Scenariet i 2035 er en del af vejen til et fossilfrit energisystem i 2050, hvor grøn elektricitet bruges ikke kun i el og varmesektoren, men til produktion af transportbrændsler i kombination med biomasse. Desuden forudsættes en betydelig reduktion i energiforbruget i Vindscenariet for at nå et 100 pct. fossilfrit energisystem i 2050.



Figur 3 Historisk udvikling 1980-2012 [Energistyrelsen 2014d] samt antagelser i Vindscenariet 2035 og 2050 [Energistyrelsen 2014] for forbrug og produktion af energi i Danmark. Desuden er installeret vindkapacitet vist. I 2025 er elforbrug og installeret vindkapacitet taget fra [Energinet.dk 2014].

4. Overordnet metodebeskrivelse

I dette kapitel gennemgås metoden i det foreliggende analysearbejde, og der redegøres for operationaliseringen af fleksibilitet. Afsnit 4.2 giver et overblik over analysens metode og de efterfølgende kapitler. Afsnittene 4.3 til 4.5 fortæller om fleksibilitetsanalyserne på systemniveauet, mens afsnit 4.6 kortfattet omhandler distributionsniveauet. Endelig redegør afsnit 4.7 for sammenhængen med den tidligere Smart Grid-analyse.

4.1 Generelt om fleksibilitet

Historisk har kraftværker og herunder fjernvarmesystemet leveret en stor andel af den fleksibilitet, der har været behov for. Flexibilitetsopgaven for kraftværkerne har været at tilpasse produktionen til svingninger i forbrug (variabilitet), men de har også leveret hurtig fleksibilitet, hvis eksempelvis et kraftværk eller en udlandsforbindelse pludselig havarerer (usikkerhed). Dermed har variabilitet hovedsageligt været knyttet til forbruget, mens usikkerheden primært har været knyttet til produktionen. Og faktorer som reguleringshastigheder (ramp rates), maksimal op- og nedregulering m.v. har været traditionelle måleparametre for fleksibilitet i elsystemet.

Flexibilitetsteknologier kan deles op i kategorier:

- ▶ Produktion – ændring i elproduktionsmønstre, herunder kraftværker og kraftvarmeværker.
- ▶ Forbrug – ændring af forbrugsmønstre, herunder både forbrug som fjernes, flyttes eller tilføjes.
- ▶ Lagring – lagring af el, herunder er det både teknologier, hvor el lagres i eksisterende form eksempelvis batterier eller lagring via andre medier såsom fx brintlagring.
- ▶ Infrastruktur – flytning af el, herunder handler det ofte om udnyttelse af geografiske forskelle mellem områder eller mere fleksibel styring af nettene.

Behovet for fleksibilitet har ændret sig over tid. Tidligere var det største behov for fleksibilitet givet ved svingninger i forbruget, hvor der nu er et stigende behov for at levere fleksibilitet ved svingninger i produktionen på grund af større og større andele af fluktuerende vedvarende produktionskilder (vind og sol). Som følge af denne forskydning knyttes variabiliteten i stigende grad også til produktionssiden på grund den større variation, der kommer i takt med stigende andel af sol og vind, mens usikkerheden i stigende grad også knyttes til den uforudsigelighed, der er i prognoser, og den påvirkning som opstår ved udfald eller fejl i elsystemet.

I denne analyse forudsættes, at elsystemet kontinuerligt kan matche elforbrug og elproduktion, det vil sige til hver en tid kan håndtere den tidlige og geografiske variation i elproduktion og elforbrug. Mere specifikt giver det følgende antagelser om elsystemets fleksibilitet:

- Time-for-time-efterspørgslen efter el skal kunne dækkes under forudsætning af gennemsnitlig tilgængelighed af dispatchable produktionsenheder, lagringsenheder og elnet.
- Der skal være nok elproduktionskapacitet og afbrydeligt elforbrug til at sikre effekttilstrækkeligheden (fx håndtere de udfald af værker og

transmissionslinjer i kombination med højt elforbrug og lav vindkraftproduktion).

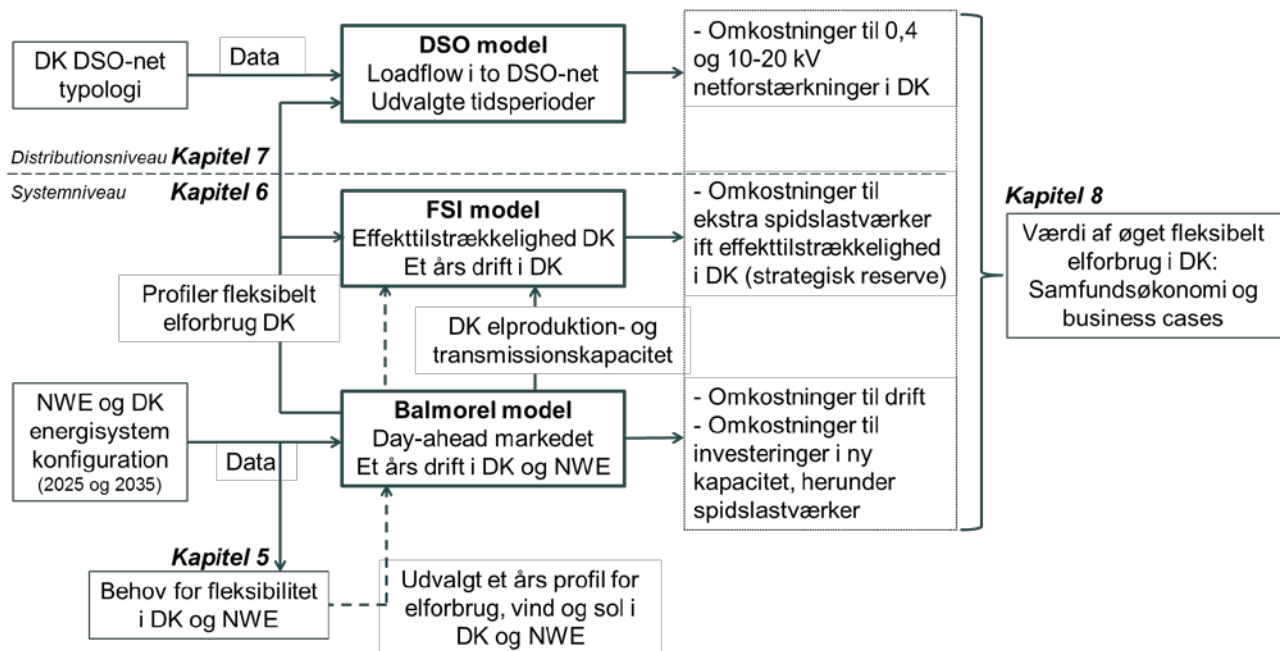
Det betyder også, at den fleksibilitet, som ligger i at håndtere afvigelser mellem planlagt produktion og forbrug og realiseret produktion og forbrug på grund af forudsigelsesfejl ikke er inkluderet i denne analyse.

4.2 Overblik over analysedesign

Analysen opdeles i to niveauer:

- *Systemniveauet i Danmark og NWE*, der omhandler balance mellem produktion og forbrug på overordnet niveau. Da elsystemet i Danmark er tæt forbundet med især nabolandene og Nordvesteuropa (samlet set kaldet NWE i analysen, se Figur 6)⁷, er det relevant at se på hele dette system for at vurdere udbud og efterspørgsel på fleksibilitet i fremtiden, og hvordan det påvirker værdien af den danske fleksibilitet.
- *Distributionsniveauet i Danmark*, der omhandler omkostninger til netforstærkninger i 0,4 kV- og 10-20 kV-nettene i Danmark på grund af flere solceller, elbiler og individuelle varmepumper.

Analysens overordnede metode er illustreret i Figur 4.



Figur 4 Overordnet metode i analysen som viser, hvilke inputdata der gives til modellerne samt, hvilke output som modellerne leverer, der gør det muligt at vurdere værdien af fleksibilitet i 2025 og 2035.

Der er i figuren vist, i hvilket kapitel i rapporten, de enkelte dele bliver gennemgået med hensyn til uddybende detaljeret metode samt antagelser og resultater.

⁷ Følgende lande er samlet kaldet **NWE** og medtaget i analysen på systemniveau: Belgien, Danmark, England, Finland, Frankrig, Holland, Irland, Norge, Sverige, Tyskland, Østrig.

I efterfølgende kapitler gives en kortere beskrivelse af de enkelte dele af metoden, der er vist i Figur 4.

4.3 NWE og Danmarks energisystem-konfiguration 2025 og 2035

Konfigurationen af energisystemet beskriver teknologisammensætningen og relevante driftsparametre for landenes energisystem. Her er angivet landenes produktionskapacitet inden for blandt andet el- og varmeproduktion samt elforbrug fordelt på klassisk elforbrug og nye typer af elforbrug. Desuden angives eltransmissionskapacitet mellem landene samt antagelser for fx brændsels- og CO₂-priser og investeringsomkostninger for teknologier.

Der er en række parametre, der er centrale for værdien af fleksibilitet fx behovet for fleksibilitet på systemniveau (Danmark og NWE), som blandt andet bestemmes af, hvor stor del af elforbruget, som dækkes af vind og sol (residualforbruget). Nye typer elforbrug indenfor el-til-varme (store varmepumper og elkedler i fjernvarme og procesvarme) samt el-til-transport (blandt andet via elbiler og elektrolyse) udgør her et signifikant potentiale for fleksibelt elforbrug på systemniveau. Desuden har især antallet af elbiler og individuelle varmepumper betydning for værdien af fleksibilitet på distributionsniveau.

I analysen er valgt Energistyrelsens Vindscenarie som dansk energisystemkonfiguration i 2035, idet der hermed opnås et højt fleksibilitetsbehov (på grund af vindudbygning) samt højt potentiale for fleksibelt elforbrug både på system- og distributionsniveau i Danmark.

I analysen er valgt Energinet.dk's analyseforudsætninger som dansk energisystemkonfiguration i 2025, hvor der gives scenarier for elproduktionskapacitet, herunder udbygning af vind og sol samt scenarier for antallet af elbiler og varmepumper. Der er generelt et lavere fleksibilitetsbehov på systemniveau samt lavere potentiale for fleksibelt elforbrug både på system- og distributionsniveau i 2025 end i 2035 konfigurationen.

I analysen er valgt en NWE energisystemkonfiguration for 2025 og 2035, der afspejler en fortsat udbygning af vind og sol, hvilket fører til et stigende fleksibilitetsbehov på systemniveau. Desuden er der for landene antaget en stigning i antal elbiler proportionelt med udviklingen i Danmark 2025 og 2035, samt en andel af afbrydeligt elforbrug ved høje elpriser svarende til Danmarks andel. Dette sikrer, at udlandet også får øget potentiale for fleksibelt elforbrug, hvilket har betydning for værdien af det danske fleksible elforbrug.

Detaljer om energisystemkonfigurationerne i Danmark og NWE fremgår af Appendix 9.1.

4.4 Metode for behov for fleksibilitet i Danmark og NWE (kapitel 5)

I kapitel 5 analyseres behovet for fleksibilitet på systemniveau.

Behovet for fleksibilitet i fremtidens energisystem kan i store træk sidestilles med forskellen på forbrug og fluktuerende produktion fra vind og sol, også kaldet residualforbruget:

$$\text{Residualforbrug} = \text{Klassisk elforbrug} + \text{Nyt elforbrug} - (\text{Sol} + \text{Vind produktion})$$

Residualforbruget er altså det forbrug, der mangler at blive dækket efter vind og sol er fraregnet, eller hvis residualforbruget er negativt, er det den overproduktion, som skal eksporteres, hvis ikke den kan afsættes i Danmark.

Når vind og sol produktionen stiger vil behovet for fleksibilitet alt andet lige ændre sig. Såfremt elforbruget bliver fleksibelt, vil det tilsvarende påvirke residualforbruget og hermed omkostningen til at dække det. Metoden er baseret på en lignende analyse i Energikoncept 2030⁸.

Fra NWE og DK energisystem-konfigurationen i 2035 er der specificeret vind- og solproduktionskapaciteter samt nyt elforbrug, hvormed residualforbruget i 2035 kan beregnes for forskellige dataserier for vindkraft og solcelle profiler (det vil sige variationen i produktion) samt antagelser for *delvist ufleksibelt* elforbrug. Der benyttes 12 års historiske dataserier for vind og sol [Marinelli et al 2014] til en statistisk analyse af det fremtidige residualforbrug for NWE og Danmark. Formålet er blandt andet at udvælge ét år, hvor profilerne for vind, sol og elforbrug bedst repræsenterer behovet for fleksibilitet på systemniveau, men samtidig giver en rimelig gennemsnitlig årlig værdi af fleksibiliteten. Tidsserierne for vind, sol og forbrug dette år bruges herefter i modellerne, som beregner værdien af fleksibilitet på system- og distributionsniveau.

Residualforbruget i de statistiske tidsserier er analyseret i det danske elsystem i 2035 på både time-, døgn-, uge- og månedsbasis. Tilgangen er at bruge 12 års historiske målinger af vind og sol i timeopløsning som grundlag. Sammenholdt med forventet installeret effekt og effektkurver i 2035 beregnes produktionen fra sol og vind med input af 12 års historiske data. Forbruget er et resultat af scenarieberegninger for 2035. Således opnås et datasæt med 12 års data, der alle repræsenterer scenariet for 2035. Der er altså et stort statistisk grundlag for at vurdere karakteren af residualforbruget i fremtiden inklusive særligt ekstreme hændelser.

4.5 Metode for systemniveau analyse (kapitel 6)

Systemniveauet beregnes primært via Balmorel⁹-modellen, der er sat op i henhold til 'NWE og Danmarks energisystem-konfiguration 2025 og 2035' det vil sige anlægskapaciteter, priser m.v. følger Energistyrelsens analyseforudsættninger 2025 og Energistyrelsens Vindscenarie 2035 i Danmark.

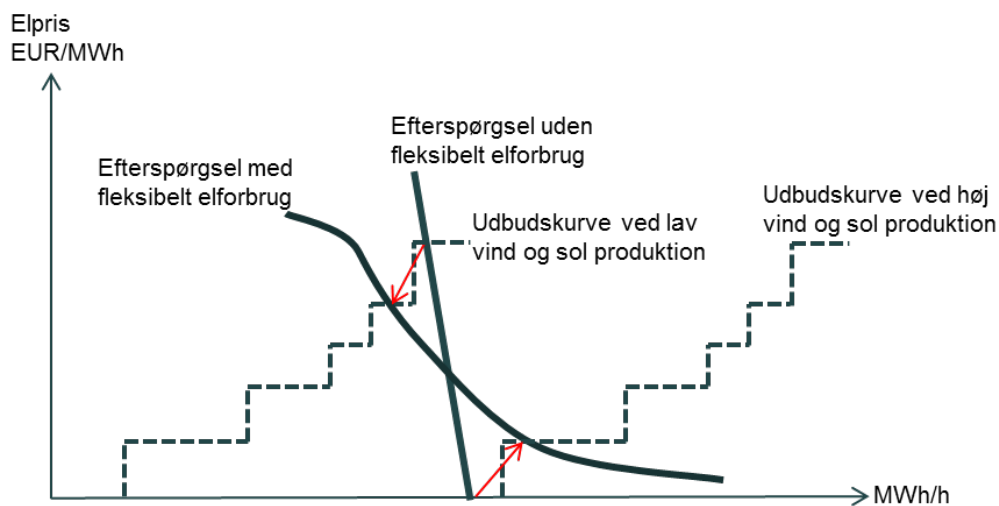
Balmorel er en simplificeret model af elsystemerne for de grønne lande, se Figur 6. Der er for Danmark og få andre områder også modelleret efterspørgsel på fjernvarme. Specielt for 2035 er der desuden modelleret efterspørgsel på elforbrug til brint til bioraffinaderier i Danmark samt til industrielle processer (jf. Vindscenariet).

Balmorel er en partiel ligevægtsmodel, der minimere omkostningen ved at levere el, varme og visse transportbrændsler ud fra blandt andet de eksogent givne kapaciteter samt endogent bestemte nye kapaciteter (investeringer). Modellens beregnede marginale omkostninger til efterspørgsel efter el svarer til elprisen pr.

⁸ Metode fra Energikoncept 2030, Energinet.dk, www.energinet.dk/energianalyser

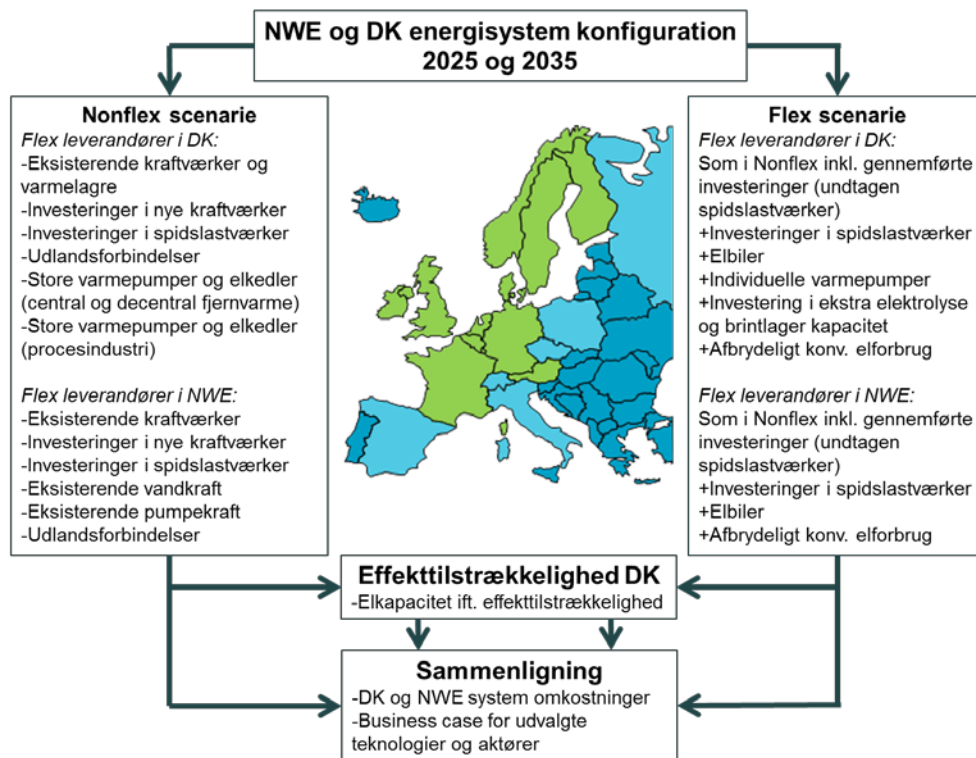
⁹ www.balmorel.com.

time. Markedsmæssigt kan Balmorel siges at være en model af day-ahead-elmarkederne på grund af at Balmorel forudsætter, at alle input kan forudsiges perfekt, det vil sige ikke medregner genplanlægning af elproduktionen som følge af forudsigelsesfejl i fx vindkraftproduktionen. Flexibelt elforbrug kan påvirke omkostning og dermed elpriser i Balmorel-modellen. I figuren er det illustreret, hvordan fleksibelt forbrug påvirker elprisdannelsen i perioder med hhv. meget og lidt vindproduktion.



Figur 5 Flexibelt forbrug flytter efterspørgslen fra perioder med lav til høj vind- og sol-elproduktion, hvorved elprisen sænkes i højprisperioder og øges i lavprisperioder.

Indflydelsen af fleksibilitet på systemniveau kvantificeres ved at sammenligne to scenarier med forskelligt niveau af fleksibilitet fra nye typer af elforbrug "Non-flex"- og "Flex-scenarie", som det er vist i Figur 6.



Figur 6 Oversigt over fleksibilitetsleverandører i hhv. Nonflex- og Flex-scenarie som skal bruges til at dække residualforbruget i day-ahead-markedet. I 2025 er der ikke elektrolyse og brintlagring i Danmark. Balmorel-modellen beregner day-ahead-markedet i de grønne lande i figuren ("NWE"), mens der er fast elhandelsprofil til de lyseblå lande i figuren.

I **Nonflex-scenariet** har det meste elforbrug et uflexibelt driftsmønster, fx elbiler i Danmark og NWE samt individuelle varmepumper og elektrolyseanlæg i Danmark. Det kaldes derfor for Nonflex-scenariet, fordi dette elforbrug ikke deltager til at levere fleksibiliteten. Hermed er det de traditionelle fleksibilitetsleverandører det vil sige eksisterende kraftværker, eludveksling med udlandet samt nye investeringer i kraftværker og spidslastværker, der skal levere fleksibiliteten i Nonflex-scenariet i Danmark. Endvidere forudsættes det, at store varmepumper og elkedler i fjernvarmen og procesindustri også drives fleksibelt, det vil sige, de samoptimeres med de eksisterende varmelagre i forhold til el- og varmemarkederne.

Samlet set skal fleksibilitetsleverandørerne kunne dække residualforbruget på day-ahead-markedet i Nonflex-scenariet.

I **Flex-scenariet** har elforbruget et fleksibelt driftsmønster, hvor elbiler i Danmark og NWE samt danske individuelle varmepumper optimeres i forhold til elpriserne under hensyntagen til de komfortbegrænsninger, som skal opfyldes eksempelvis opladningsniveau af elbilsbatteriet og variation i indetemperatur i huse med varmepumper. Desuden kan Balmorel endogent tilføje (investere) ekstra elektrolysekapacitet og brintlager, så elforbruget for elektrolyse bliver fleksibelt – modellen bestemmer den optimale størrelseskapacitet og lager i

forhold til besparelse i omkostninger til elforbruget på day-ahead-markedet med et fleksibelt driftsmønster af elektrolyse.

I Flex-scenariet repræsenteres yderligere fleksibilitet i det konventionelle elforbrug som et prisafhængigt, afbrydeligt elforbrug. I Flex-scenariet skal fleksibilitetsleverandørerne tilsvarende kunne dække residualforbruget på day-ahead-markedet, hvilket betyder, at fx investering i spidslastværker bliver påvirket af den øgede mængde forbrugsfleksibilitet i forhold til Nonflex-scenariet.

Samspil mellem spotmarked og kapacitetsmekanisme

Der forudsættes i Balmorel-modellen et energy-only marked i NWE, det vil sige, nye investeringer skal være rentable ud fra spotmarkedsprisen uden en særskilt betaling for kapacitet.

Det medfører, at elpriser i Balmorel sikrer, at nødvendige investeringer i fx spidslastværker bliver rentable, så day-ahead-kapacitetsbehovet bliver opfyldt. Der foretages investeringer i Balmorel i produktionskapacitet i NWE samt desuden i brintlager i Danmark for at opfylde kapacitetsbalancen ud fra perfekt forudsigtelighed day-ahead (det vil sige uden prognosefejl) og med bortkobling af forbrug til 3.000 EUR/MWh, som øvre betalingsvillighed for at sikre effekttilstrækkeligheden (kapacitetsbalancen).

Spotmarkedet vil ikke give økonomisk incitament til, at der gennemføres yderligere kapacitetsinvesteringer for at fastholde uændret effekttilstrækkelighed i Danmark. Dermed kan det på grund af effekttilstrækkeligheden være nødvendigt med yderligere tiltag, som ud over energy-only markedet, kan hjælpe med at sikre, at den forudsatte mængde investeringer bliver foretaget.

Prisdannelsen i day-ahead-markedet i Balmorel vil være uændret, om kapacitetsinvesteringer kommer på grund af spotprisincitament eller en kapacitetsmekanisme, hvis eksempelvis en strategisk reserve bydes ind til 3.000 EUR/MWh.

Det er, i indeværende analyse, derfor nødvendigt at undersøge, om kapaciteten beregnet af Balmorel i forhold til spotmarkedet er tilstrækkeligt til at opretholde det nuværende niveau af effekttilstrækkelighed i Danmark. Denne vurdering af effekttilstrækkelighed inkluderer både en vurdering i forhold til spidslastforbruget og risiko for udfald af kraftværker, udlandsforbindelser m.v. og foretages i den probabilistiske model FSI.

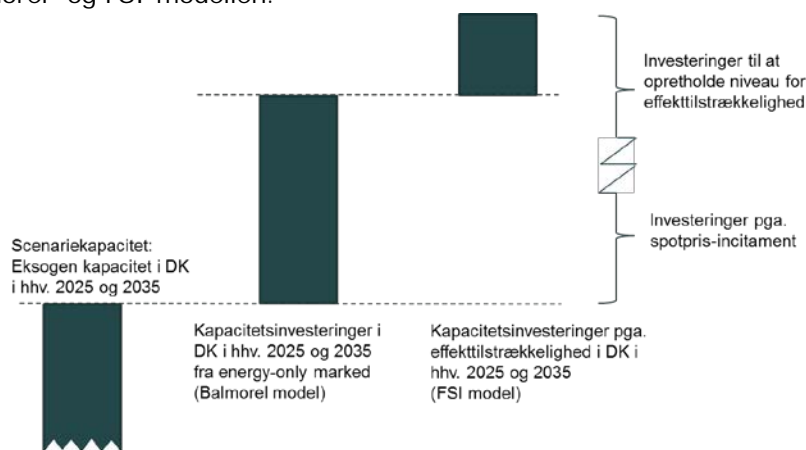
I FSI-modellen¹⁰ beregnes den danske kapacitetsbalance i hver driftstime under hensyntagen til udfald af transmissionslinjer og værker. I FSI-modellen anvendes der:

- Scenariekapacitet (eksogen kapacitet):
 - elproduktionskapacitet som er tilgængelig i forhold til day-ahead-markedet i Balmorel.

¹⁰ Se mere om effekttilstrækkelighedsberegninger med FSI-modellen på http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/Energianalyser/nyeste/bilag10_notat_beregninger_forsyningssikkerhed.pdf

- Desuden tilføjes elproduktionskapacitet, som ikke er regnet tilgængelig for day-ahead-markedet i Balmorel.
- Kapacitetsinvesteringer (endogen kapacitet): Investeringer i dansk elproduktionskapacitet i forhold til day-ahead-markedet i Balmorel.
- Elforbrugsprofiler inklusive afbrudt forbrug fra Balmorel.
- Elproduktionsprofiler fra vind og sol fra Balmorel.
- Transmissionskapacitet samt tilgængeligheder fra Balmorel.

På Figur 7 ses illustration af bidragene fra kapacitet på systemniveau fra hhv. Balmorel- og FSI-modellen.



Figur 7 Scenarietkapaciteten er den eksogene kapacitet, der forudsættes i Danmark i scenarierne for 2025 og 2035. Kapacitetsinvesteringer i Danmark fra hhv. energy-only markedet og kapacitetsmekanisme såsom strategisk reserve tilføjes til scenarietkapaciteten.

Antagelser i FSI-modellen

For at sikre at beregningerne af scenarierne for 2025 og 2035 også opretholder en intakt forsyningsikkerhed (effektivtilstrækkelighed), analyseres dette på Non-flex og Flex Balmorelkørsler i FSI-modellen.

FSI-modellen er en probabilistisk regnearksbaseret model, som anvender Monte Carlo-simuleringer, det vil sige "terningekast", til at simulere hændelser i elsystemet.

Grundlæggende beregner FSI-modellen risikoen for, at det samlede danske elforbrug ikke kan dækkes af indenlandsk produktion og import for det specifikke kørselsår. Hovedresultaterne baseres på et valgt antal simuleringer¹¹, og herudfra bestemmes dels et gennemsnitligt antal timer pr. år med effektunderskud, og dels opgøres den gennemsnitlige mængde af ikkeleveret energi pr. år inklusive de mulige følgeeffekter, der kan være på grund af en presset effektsituation. Det kan eksempelvis være, at der er risiko for, at der opstår total blackout i området i en meget presset effektsituation. Ud fra mængden af ikkeleveret energi beregnes yderligere et forbrugsvægtet gennemsnitligt antal minutter pr.

¹¹ Bemærk, hver simulering/genberegning indeholder gennemregning af kørselsåret 3 gange, da det historiske data dækker en 3-årig periode. Derfor vil 100 simuleringer betyde, at der foretages 300 gennemregninger af kørselsåret.

år med effektunderskud¹². Det er mængden af ikkeleveret energi og det deraf følgende forbrugsvægtede minuttal, som Energinet.dk anvender i planlægningen af effekttilstrækkelighed og har opsat målsætningen om de 5 afbrudsminutter på baggrund heraf.

Både udbuds- og efterspørgselssiden modificeres i analysen til de anvendte forudsætninger i Balmorelkørslerne til at simulere et fremtidigt år. De deterministiske værdier overlejres desuden med stokastiske udfald bestemt af givne sandsynligheder.

For elforbrugsprofilen benytter FSI-modellens data fra Balmorel fra scenarierne Nonflex og Flex. Der medtages ændring i forbrugsprofilen for de timer, hvor Balmorel har anvendt afbrudt elforbrug, fordi elforbruget antages at blive flyttet. Derimod medtages ikke ændring i forbrugsprofilen for de timer, hvor Balmorel har bortkoblet elforbrug ved maksimalprisen på 3.000 EUR/MWh i day-ahead-markedet (elproduktion kan ikke dække forbruget), fordi det ikke er en frivillig kobling, og forbrugerne vil hermed ikke flytte deres elforbrug, men det skal dækkes via regulerkraftmarkedet eller ultimativt bortkobles i driftstimen.

Kraftværkerne kan være ude, enten på grund af tilfældigt havari eller på grund af planlagt revision, der foretages i sommerhalvåret, hvor der er lav varmebinding. Revisionstiderne lægges tilfældigt for kraftværkerne, hvilket med stor sandsynlighed betyder, at revisionsperioderne ikke klumper sig sammen.

Udlandsforbindelsernes udetid er baserede på empiriske tilgængeligheder for spotmarkedet. Ud over de tilfældige havarisandsynligheder er der risiko for, at der ikke er tilstrækkelig kapacitet i naboområdet. For forbindelserne NO2 og SE4 beregnes risikoen i modellen endogent, mens risikoen for manglende kapacitet på grund af mangelfulde data er eksogent givet med procentsatser for Tyskland, SE3 og Holland.¹³

FSI-modellen medtager effekt af udlandsforbindelser, men inddrager ikke det interne net. Metoden vurderes at give et godt bud på risikoen for afbrydelser. Det skal dog nævnes, at simuleringen foretages på timebasis, og at variationer inden for den enkelte driftstime ikke indgår i simuleringen.

FSI-modellen er kørt med 200 gennemregninger, hvor hver gennemregning beregner for 3 år, det vil sige i alt 600 år. Det er rigeligt til, at modellen konvergerer i en tilstrækkelig grad. I alle tilfælde blev det ved efterbehandling af hver modelkørsel bestemt, hvor stor pålidelig termisk kapacitet, der skulle lægges til (med fortegn) for i et givent senere år at opretholde forsyningssikkerheden.

¹² For beregninger for Østdanmark svarer det til
$$\frac{\text{Samlet effektunderskud for alle simuleringer}}{\text{Antal simuleringsår}} / \text{Gennemsnitselforbrug pr. minut i området}$$

¹³ Disse data er baseret på vurderinger baseret på ENTSO-E's kapacitetsbalancer for de forskellige områder. De er således ikke udledt ud fra residualforbrugsanalysen, da denne kun betragter residualforbrug og ikke tilgængelig termisk kapacitet.

4.6 Metode for distributionsniveau analyse (kapitel 7)

På distributionsniveauet omfatter analysen omkostningerne ved at overholde driftsgrænserne i distributionsnettet, når der introduceres nye typer af elforbrug såsom elbiler og individuelle varmepumper.

Elforbrugsprofilen fra alle danske elbiler og individuelle varmepumper er beregnet i systemanalysen i 2025 og 2035 med både et uflexibelt driftsmønster og et fleksibelt driftsmønster optimeret i forhold til spotmarkedspriser og tidsvarierende distributionstariffer.

Elforbruget for alle danske elbiler og individuelle varmepumper skaleres til to udvalgte danske netområder, hvor det sammen med det konventionelle forbrug bruges til at analysere behovet og omkostningerne til netforstærkninger på hhv. 0,4 kV og 10-20 kV.

Det undersøges også, hvilken indflydelse en begrænsning af det samlede fleksible elforbrug pr. time fra elbiler og individuelle varmepumper har på omkostninger på hhv. system- og distributionsniveau.

4.7 Afgrænsning samt sammenligning med Smart Grid-analysen

Nedenstående gennemgås kort, hvilke ting der ikke er medtaget i denne analyse, men som kan påvirke værdien af fleksibelt elforbrug i Danmark.

Efterfølgende sammenlignes denne analyse med 2010-analysen (Smart Grid i Danmark) [Energinet.dk, Dansk Energi 2010] for at forklare væsentlige forskelle mellem analyserne, som er årsagen til afvigelser i resultater.

4.7.1 Afgrænsninger i forhold til værdisætning af fleksibelt elforbrug

Gevinst ved fleksibelt forbrug i andre elmarkeder

Denne analyse ser ikke på fleksibelt elforbrug i systemydelses- eller regulerkraftmarkedet. Dette betyder ikke, at fleksibelt elforbrug ikke kan finde anvendelse i disse markeder, men at det kræver særskilte analyser at undersøge nærmere, det som ligger udenfor denne analyse. Der henvises til [Energinet.dk 2015] for uddybning om systemydelser.

Andre scenarier for VE-udbygning

Værdien af fleksibilitet i andre mulige scenarier af det danske energisystem i 2025 og 2035 er ikke undersøgt, fx med væsentlige ændrede mængder fluktuerende elproduktion end forudsat i denne analyse.

Yderligere fleksibilitetsmuligheder

Analysen laver en række følsomhedsscenarioer på antagelser for det fleksible elforbrug. I Appendix 10.8 findes en liste over fleksibilitetsmuligheder, der ikke er medtaget i analysen.

Drift og investeringer i transmissionsnet

Der analyseres ikke på indflydelsen af fleksibelt elforbrug på investeringer og drift af transmissionsnettet. Der analyseres generelt ikke på sammenhængen mellem transmissionsforbindelser og værdien af fleksibilitet. Der er i Appendix 13.1 foretaget en følsomhedsanalyse på værdien af fleksibelt elforbrug uden DK-

UK forbindelsen på 1.400 MW samt en følsomhedsanalyse med forskellig tilgængelighed af transmissionslinjer.

4.7.2 Sammenligning med tidligere analyse

Formålet med denne og 2010-analysen [Energinet.dk, Dansk Energi 2010] er sammenfaldende, nemlig at vurdere den økonomiske gevinst ved et intelligent elnet og styring af fleksibelt elforbrug.

Der er en række forskelle i antagelser og metode til værdisætning på distributions- og systemniveau mellem analyserne, hvilket gør, at resultaterne afviger.

En sammenligning af medtagne elementer og eksempler på økonomiske estimater i de to analyser findes i Appendix 14.

Udvikling af vindkapacitet i Danmark

I 2010-analysen blev der taget udgangspunkt i en situation, hvor vindenergi udgjorde 50 pct. af elforbruget i 2025. I denne analyse ses på scenarier for blandt andet installeret vindkapacitet frem til 2035, der medfører, at der regnes på vindproduktion op til ca. 100 pct. af det klassiske elforbrug i DK.

Omfang af fleksibelt elforbrug

2010-analysen medtog primært elbiler og individuelle varmepumper som fleksibelt elforbrug.

Denne analyse medtager muligheder for fleksibilitet i hele energisystemet via øget integration af el, varme, transport og gassystemer. Endvidere inddrages udlandets tilsvarende behov og leverance af fleksibilitet. Omkostninger til styring af fleksibelt elforbrug hos forbrugeren beskrives kvalitativt i kapitel 8.3.

Omkostninger til distributionsnet

Der er en række antagelser, der påvirker omkostningerne til udbygning af distributionsnettet, og som varierer mellem analyserne. Blandt andet er antal af elbiler og individuelle varmepumper væsentlig færre i 2025-beregningen i analysen, men i samme størrelsesorden i 2035 som beregningen for 2025 i 2010-analysen.

Driftsmønstret for ufleksible og fleksible elbiler og varmepumper er også forskelligt mellem analyserne.

Antagelser for dimensioneringskriterier i distributionsnettet i forhold til udbygning (N-1 kriterium i stedet for forstærkning ved belastning over 70 pct.) er ændret, hvilket sænker behovet for ny netkapacitet.

Der medtages i denne analyse ikke omkostninger til måleudstyr i distributionsnettet og software hos DSO'er og TSO, da der kun ses på styring af forbruget i forhold til elpriser og ikke i forhold til lokale flaskehalse i nettene.

Spotmarkedet

2010-analysen pegede på, at de væsentligste økonomiske gevinster ved smart grid kommer fra fleksibelt elforbrug fra elbiler og individuelle varmepumper i spotmarkedet.

Der er i denne analyse lagt særligt fokus på gevinsten ved øget fleksibilitet i spotmarkedet og udvidet den tidligere analyse med yderligere fleksible elforbrug. Der er gennemført en række forbedringer for at repræsentere det fleksible forbrugs indflydelse i spotmarkedet, blandt andet er driftsmønstret for det fleksible elforbrug optimeret efter elprisen samt fleksibilitet i udlandet er medtaget.

Effekttilstrækkelighed

Effekttilstrækkelighed er medtaget i analysen i kapitel 6.11, men var ikke inkluderet i 2010. Det skyldes, at man siden 2010 har ændret opgørelsesmetoden for effekttilstrækkelighed fra deterministisk til probabilistisk, samtidig med at der er en øget anvendelse af kapacitetsmekanismer. Derfor er effekttilstrækkelighedsvurderingen med den probabilistiske metode også tilføjet denne analyse.

Yderligere gevinst ved fleksibelt elforbrug

2010-analysen indeholdt et estimat for økonomiske besparelser i regulerkraftmarkedet på grund af øget fleksibelt elforbrug, hvilket ikke er med i denne rapport. Desuden estimeres værdien af energibesparelser på grund af øget styrbarhed af forbruget i 2010-analysen, hvilket ikke er med i denne rapport.

5. Behov for fleksibilitet

For elsystemer med store andele vedvarende energi kan behovet for fleksibilitet vurderes ud fra variationer i residualforbruget. Residualforbruget er defineret som det forbrug, der er tilbage, når produktion fra fluktuerende energikilder såsom vind og sol er trukket fra:

$$\text{Residualforbrug} = \text{Klassisk elforbrug} + \text{Nyt elforbrug} - (\text{Sol} + \text{Vind produktion})$$

Afhængigt af andelen af elproduktion fra vind og sol kan residualforbruget have vidt forskellige karakteristika set i forhold til forbruget alene. Det har større variabilitet og anderledes ramping-mønstre over tid. Med høje andele af vedvarende energi i elsystemet skal driften i højere grad kunne tilpasses disse nye karakteristika, hvor elproduktionen til tider er højere end forbruget i et område.

Arbejdet med at kvantificere behovet for fleksibilitet på systemniveau består af en statistisk analyse af data for elforbrug, vindkraftproduktion og solcelleproduktion. Formålet med analysen er at danne overblik over residualforbruget i 2035 og dermed udvælge et datasæt for et enkelt år, som kan anvendes som basis for analyser af, hvordan residualforbruget skal dækkes. Dette år skal være repræsentativt for det samlede datasæt (ligge tæt på gennemsnittet), men også indeholde ekstreme udsving, så det både er et godt eksempel på et normalår for en fleksibilitetsleverandør, men samtidigt dækker eksempler på særlige situationer.

Danmark er et lille land, relativt til nabolandene, som er tæt forbundet til nabolandene, hvilket betyder, at effektbalancen i Danmark er meget afhængig af situationen i udlandet. Derfor er hele modelområdet med Danmark inklusive udlandet betragtet i analysen og ikke blot Danmark alene.

5.1 Delkonklusioner for behov for fleksibilitet

Residualforbruget i Danmark er i 2035-scenariet maksimalt ca. 8 GW i løbet af datasættet på 12 år, og residualforbruget er kun over ca. 6 GW 1 pct. af tiden. Det er under ca. 4,5 GW i 90 pct. af tiden. For udlandet gælder det, at det maksimale residualforbrug er ca. 340 GW, og at det kun er over ca. 270 GW 1 pct. af tiden.

Fordelingen af residualforbruget er altså i høj grad i Danmark og i endnu højere grad i udlandet karakteriseret ved at have meget få perioder med meget højt (og lavt) residualforbrug. Det er dyrt at bygge spidslast efter så sjældne hændelser, så det er værd at undersøge, om der er andre mere omkostningseffektive muligheder til at afhjælpe disse særlige hændelser. Samlet kan det dermed konkluderes, at residualforbruget meget sjældent er højt (stor mangel på effekt) – og dette er den første indikation på, at det er relevant at undersøge mulige fleksibilitetsleverandører, som har en business case med relativt få driftstimer. Eksempelvis vil afbrydeligt forbrug være et godt bud til en del af effektleverancen i de 1 pct. tilfælde, hvor residualforbruget er over 6 GW (1 pct. svarer til ca. 90 timer pr. år).

Der er en korrelation mellem residualforbruget i Danmark og i udlandet på 0,49-0,52, altså en positiv korrelation, som viser, at residualforbruget ofte peger i samme retning. Men det er sjældent, at begge residualforbrug er meget høje samtidigt. For enkelte timer er residualforbruget op til 95 pct. af maks. i både Danmark og udland samtidigt, og det er over 80 pct. af maks. i både Danmark og udland samtidigt i 0,19 pct. af tiden svarende til 17 timer om året i gennemsnit.

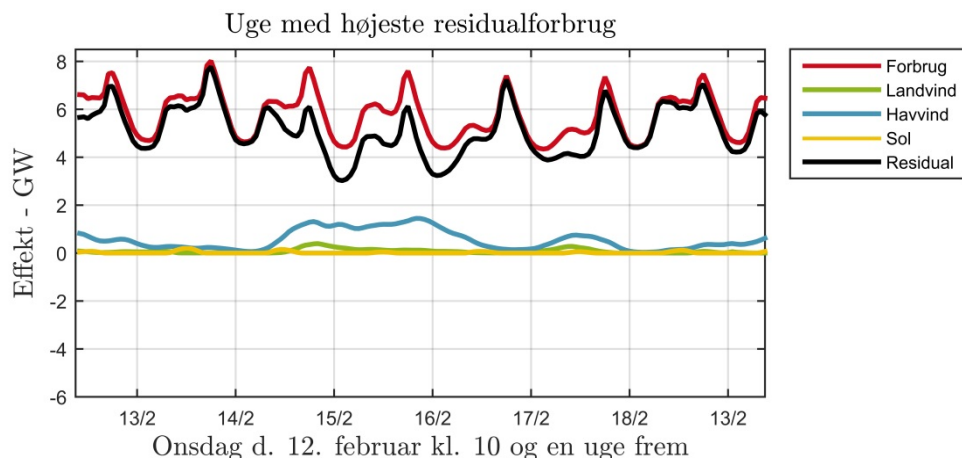
Ud af 12 års (2000-2011) datasæt er år 2006 valgt som udgangspunkt for den videre simulering af 2035 i Balmorel, idet året for hele området har en relativt normal fordeling af residualforbruget og en god repræsentation af nogle ekstremer og en meget normal årlig VE-produktion for både landvind, havvind og sol.

5.2 Residualforbruget i Danmark og udlandet

For at analysere behovet for fleksibilitet er der lavet analyser for hhv. ekstreme værdier af residualforbruget (maksimum og minimum) for både Danmark og udlandet. Derudover er der lavet analyser af samspillet mellem Danmark og udlandets residualforbrug ved betragtning af det fulde datasæt (fordelinger over ca. 12 x 8.760 timer) med fokus på situationer med positiv residualforbrug (forbrug overstiger vind og sol).

5.2.1 Danmark i ekstremesituationer

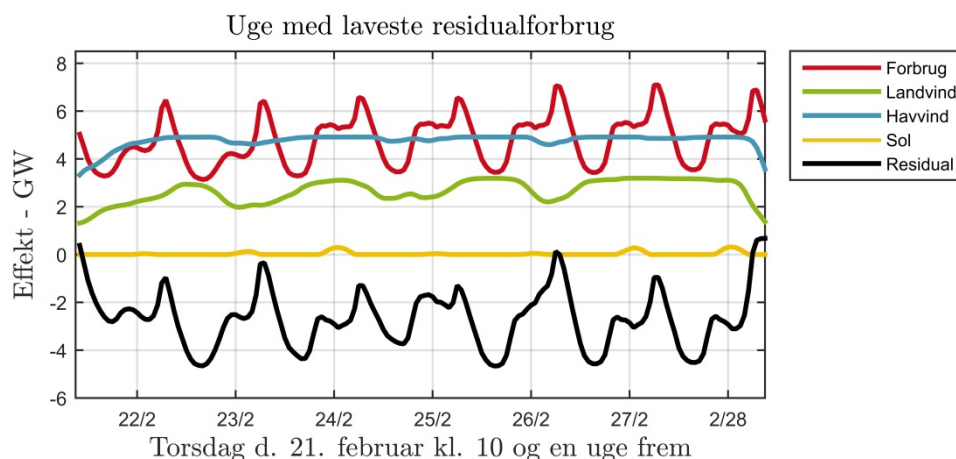
I forbindelse med vurdering af behovet for fleksibilitet er der behov for at se på, hvorledes forbrug og produktion ændrer karakteristika over tid. I figuren nedenfor er vist den periode på 168 timer (en uge) i datasættet med 12 forskellige årsvariationer for 2035 med det højeste residualforbrug i Danmark. Perioden er kendetegnet ved at være en kold og vindstille vinteruge med højt forbrug og lav produktion.



Figur 8 Sammenhængende periode på en uge med højeste residualforbrug i løbet af datasættets 12 år. Baseret på historiske meteorologiske tidsserier anvendt til 2035 scenarie. Det er en kold og vindstille vinteruge med højt forbrug og lav produktion fra sol og vind.

I samme stil kan ugen med det laveste residualforbrug i Danmark i 2035 også lokaliseres i datasættet. Perioden er godt nok også en vinteruge, men en

blæsende én af slagsen. Forbruget er altså højt ligesom i ugen ovenfor, og der er stort set ingen produktion fra sol. Men der er fuld tryk på både hav- og landvind, og det resulterer altså i en uge med overproduktion i næsten hver eneste time.

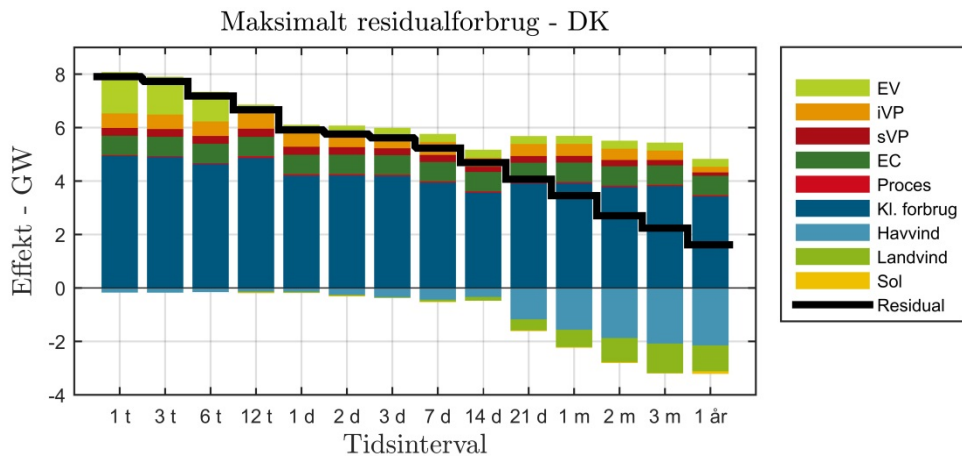


Figur 9 Sammenhængende periode på en uge med laveste residualforbrug i løbet af datasættets 12 år. Det er ganske vist også en vinteruge, ligesom ugen med det højeste residualforbrug i Figur 8, så forbruget er højt, og der er ingen produktion fra solcellerne. Til gengæld blæser det så meget, at der er overproduktion mere eller mindre i hver eneste time i hele ugen.

Et meget højt residualforbrug i en enkelt time vil måske kunne afhjælpes ved at flytte noget forbrug til de omkringliggende timer, men et sammenhængende døgn eller uge som vist ovenfor vil kræve andre midler at dække. Derfor er det interessant at danne overblik over størrelsen af residualforbruget i perioder af forskellige længder.

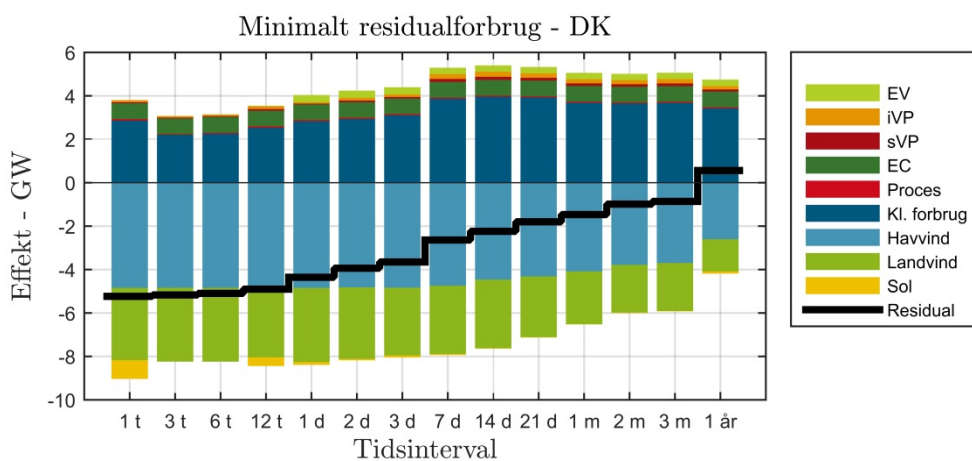
Tidsserierne med 12 års data er gennem søgt efter sammenhængende perioder af forskellige længder med hhv. højeste og laveste residualforbrug ligesom i Figur 8 og Figur 9. I Figur 10 er vist det højeste residualforbrug for forskellige periodelængder, én søjle for hver periodelængde fra en enkelt time og op til et sammenhængende år.

Det ses, at det maksimale residualforbrug i en enkelt time ud af 12 x 8.760 timer er ca. 7,9 GW. I perioder op til 14 dage i træk kan der risikeres meget lidt vindproduktion. I de korte perioder med højest residualforbrug fylder elbiler (EV), varmepumper (iVP+sVP) og elektrolyse (EC) en relativt stor del af forbruget. Disse typer forbrug vil formentlig kunne flyttes delvist i korte perioder.



Figur 10 Maksimalt residualforbrug i perioder af forskellige længder fra en enkelt time op til et år. Forbrug er vist positivt, og produktion fra sol og vind er vist negativt. Den sorte linje er residualforbruget, som svarer til forbruget fraregnet produktionen fra sol og vind. EV er elbiler, iVP er individuelle varmepumper, sVP er store varmepumper. EC er elektrolyse, Proces er industriel procesvarme, Kl. forbrug er det klassiske forbrug.

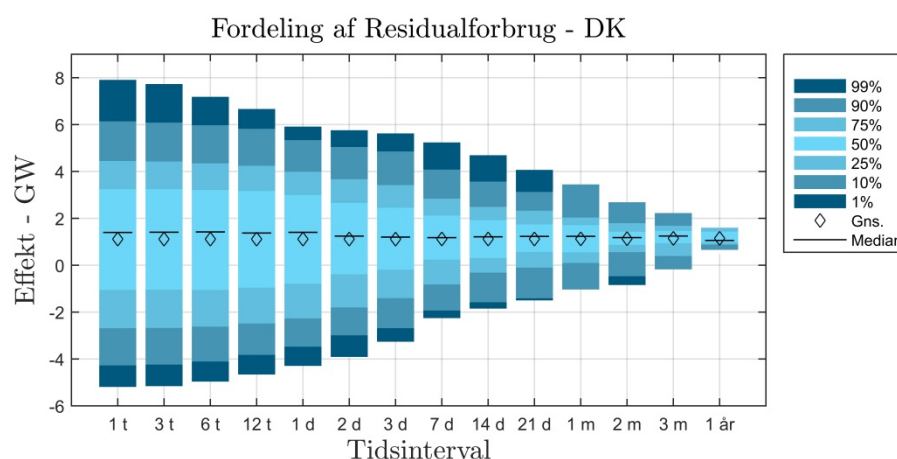
Figur 11 viser det samme som Figur 10, men med det minimale residualforbrug i stedet for det maksimale. Det ses blandt andet, at der kan forventes et overskud på ca. 5 GW i perioder op til 12 sammenhængende timer i løbet af de 12 x 8.760 timer, og at der kan forventes overproduktion i gennemsnit i sammenhængende perioder op til 3 måneder.



Figur 11 Minimalt residualforbrug i perioder af forskellige længder fra en enkelt time og op til et sammenhængende år. Figuren viser at den maksimale overproduktion i en enkelt time er mere end 5 GW. Desuden ses, at der kan forventes perioder på 3 måneder i træk, hvor der i gennemsnit vil være overproduktion. EV er elbiler, iVP er individuelle varmepumper, sVP er store varmepumper. EC er elektrolyse, Proces er industriel procesvarme, Kl. forbrug er det klassiske forbrug.

Figur 10 og Figur 11 viser det højeste og laveste residualforbrug for hver periodelængde i datasættet for 2035 og fordelingen af forbrug og produktion i disse perioder. Men de siger ikke noget om den næsthøjeste, tredjehøjeste osv.

Figur 12 viser fordelingen af residualforbruget for hele datasættet med 12 års input og i forskellige periodelængder. Det er bemærkelsesværdigt, hvor store 99 procentfraktilerne er. Det betyder, at det kun er ca. 1 pct. af tiden at residualforbruget er større end 6 GW for observationerne på timeinddelingerne.



Figur 12 Fordelingen af residualforbrug i de forskellige periodelængder. Bemærk at den øverste 1 pct. af observationerne er næsten 2 GW bred. Det er altså kun ca. 1 pct. af tiden at residualforbruget er over 6 GW.

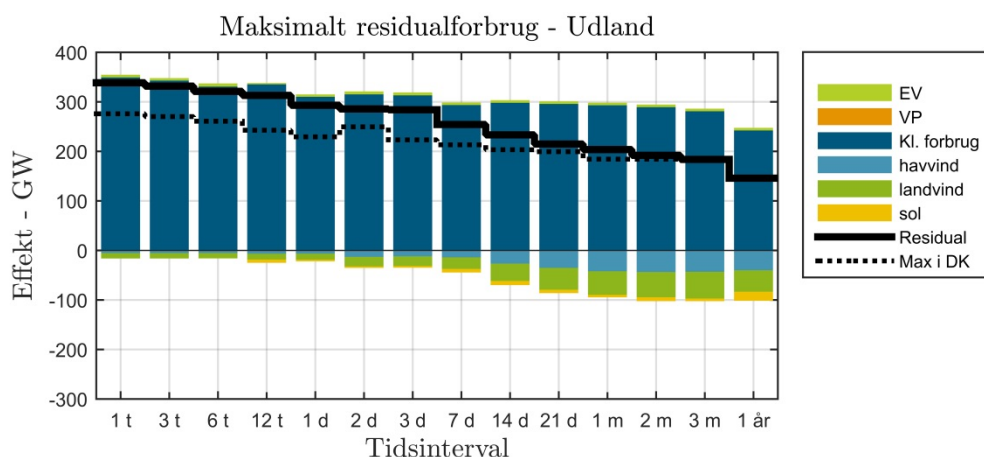
5.2.2 Udland i ekstremssituationer

Danmark er et relativt lille land og har en relativ stor andel af udlandskabler. Derfor er det interessant, om Danmarks residualforbrug går op og ned på samme måde i udlandet. Ved stor samtidighed mellem højt og lavt elforbrug vil landene i højere grad skulle bruge termisk kapacitet og udveksling til at balancere forbruget.

I analysen ses der derfor først på udlandets maksimale residualforbrug, inden det danske analyseres mere i dybden. Udlandet er her defineret som England, Irland, Holland, Belgien, Frankrig, Tyskland, Østrig, Norge, Sverige og Finland (modelområdet for de videre analyser).

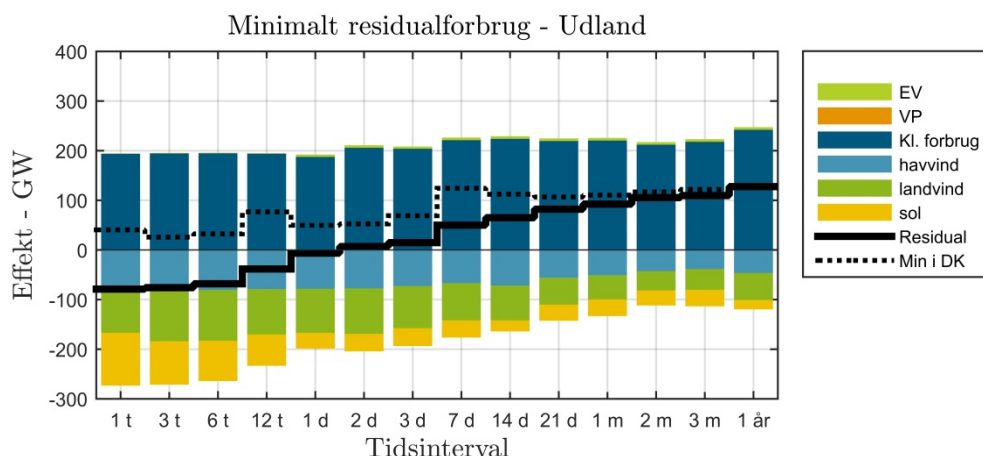
Figur 13 og Figur 14 viser udlandets maksimale og minimale residualforbrug i perioder af forskellige længder ligesom Figur 10 og Figur 11. Det ses, at det i udlandet ikke forventes, at sol og vind skal dække en lige så stor del af elforbruget som i Danmark. Det antyder, at de i mindre grad vil være påvirket af vind og sol – og dermed behov for fleksibilitetsleverancer, som Danmark. Her skal det dog bemærkes, at der ikke er taget hensyn til den geografiske placering af forbrug og vind i udlandet.

På figurerne er desuden residualforbruget markeret i de perioder, hvor det er hhv. højest og lavest i Danmark med stiplede sort linje (samme perioder som i Figur 10 og Figur 11). Heraf ses det, at residualforbruget i udlandet er ca. 60 GW lavere i Danmarks værste periode i forhold til udlandets værste periode. Hvis det som eksempel antages, at udlandet har termisk kapacitet nok til deres egen spidslast, betyder det, at der i Danmarks værste periode vil være rigeligt med ekstra kapacitet i udlandet til at dække det danske residualforbrug, det vil sige i den ekstreme antagelse, hvor den danske termiske kapacitet sættes til nul, så hele fleksibiliteten skal leveres fra udlandet. Det skal dog bemærkes, at dette blot er en effektbetragtning, og der er altså ikke taget højde for kapaciteter på udlandsforbindelser, reservekapacitet, markedsmekanismer osv.



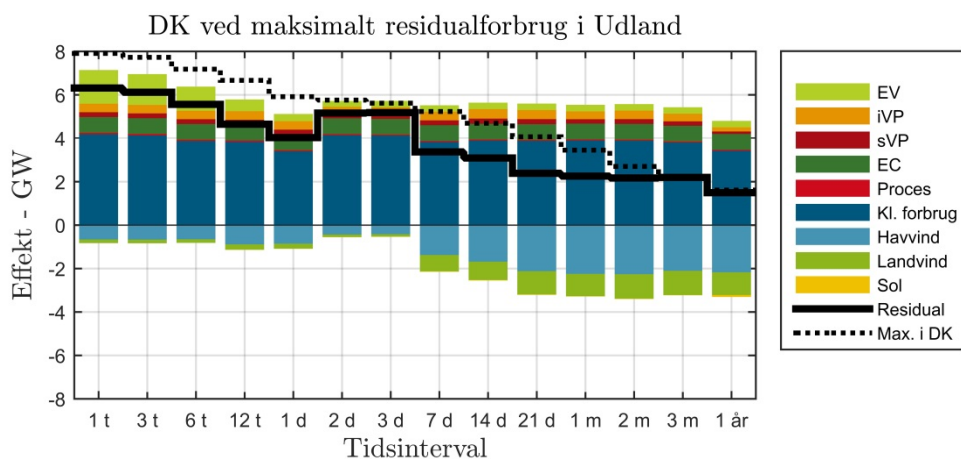
Figur 13 Maksimalt residualforbrug i udlandet i perioder af forskellige længder. Udlandet er her defineret som England, Irland, Holland, Belgien, Frankrig, Tyskland, Østrig, Norge, Sverige og Finland. Den stiplede linje viser residualforbruget i udlandet i de perioder hvor det er størst i Danmark. Residualforbruget i udlandet er altså ca. 60 GW under maks. i perioderne, hvor det er højest i Danmark. Hvis bare 10-15 pct. af den ekstra kapacitet er til rådighed i Danmark, vil den kunne dække hele Danmarks residualforbrug.

I Figur 14 ses, at udlandet samlet set vil have overproduktion i sammenhængende perioder på maks. 1-2 døgn. Men når Danmark har mest overskud (stiplet), vil udlandet have et positivt residualforbrug, og derfor muligvis kunne aftage noget energi. Det er dog væsentligt for muligheden for at afsætte overproduktionen, om det behov er i Nordtyskland eller længere væk, fx i Irland.



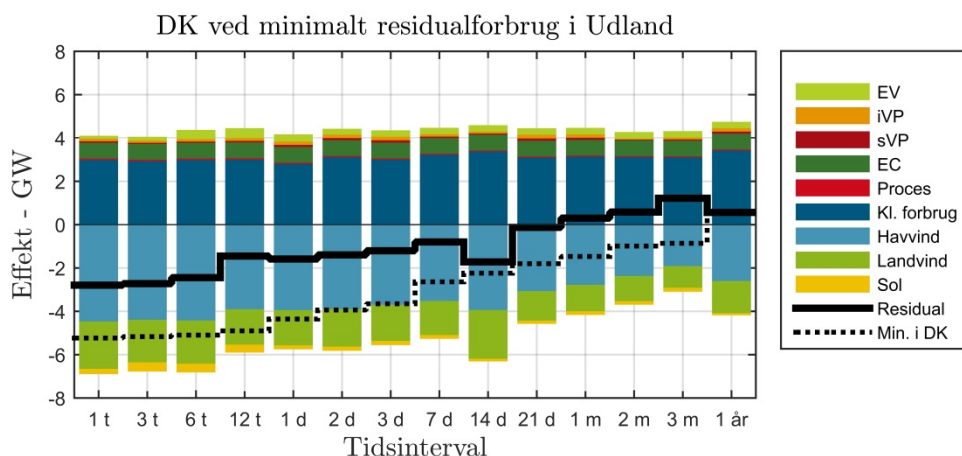
Figur 14 Mindste residualforbrug i udlandet i perioder af forskellige længder. Udland er her defineret som England, Irland, Holland, Belgien, Frankrig, Tyskland, Østrig, Norge, Sverige og Finland. Den stiplede linje er residualforbruget i udlandet, når det er mindst i Danmark. Det ses, at residualforbruget i udlandet er positivt, når der er størst overproduktion i Danmark. Det indikerer, at der kan være mulighed for at afsætte Danmarks overproduktion i udlandet, selv når overproduktionen er størst.

Figur 15 viser Danmarks residualforbrug, når det er størst i udlandet. I den højeste time er residualforbruget ca. 6,3 GW. Til sammenligning er det absolut højeste residualforbrug i Danmark ca. 7,9 GW og dermed ca. 1,6 GW højere.



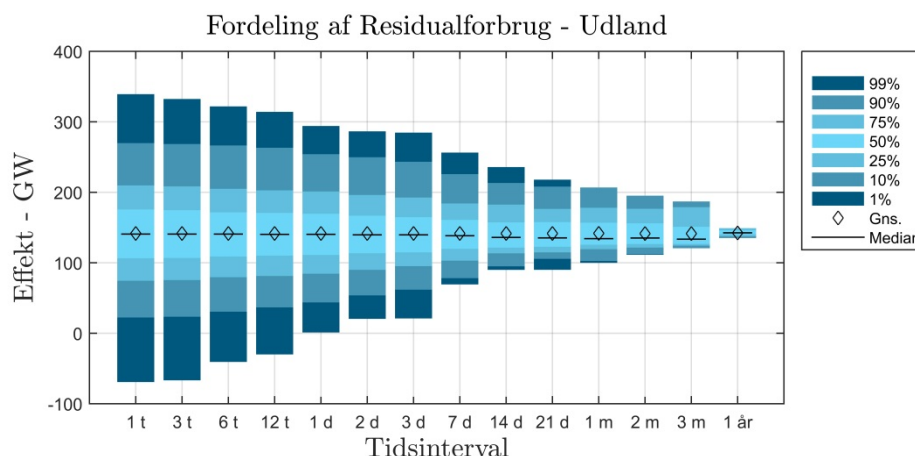
Figur 15 Danmarks residualforbrug i de perioder hvor residualforbruget er størst i udlandet. Den fuldptrukne linje er residualforbruget i Danmark i de samme perioder som dem, hvor det er højest i udlandet. Den viser Danmarks residualforbrug i de perioder, hvor der er dårligst sandsynlighed for at kunne importere fra udlandet og indikerer dermed, hvor meget kapacitet Danmark selv må dække. Den stiplede linje er det maksimale residualforbrug i Danmark. Altså det samme som i Figur 10. Så selv om Danmarks maksimale residualforbrug er ca. 7,9 GW, kan vi måske nøjes med 6,3 GW.

Figur 16 viser, at overskudsproduktionen i Danmark er noget mindre, når overskuddet er størst i udlandet sammenlignet med, når overproduktionen er størst i Danmark, ca. 2,4 GW mindre. Igen har det betydning, hvor i udlandet overproduktionen forekommer. Selv om overproduktionen er meget mindre end den maksimale overproduktion i Danmark, må man nok forvente, at det kan blive svært at afsætte overproduktionen til udlandet i disse perioder.



Figur 16 Danmarks residualforbrug i de perioder hvor residualforbruget er mindst (mest negativt) i udlandet. Den fuldt optrukne linje er residualforbruget i Danmark, når residualforbruget er mindst i udlandet. Den stiplede linje er det minimale (mest negative) residualforbrug i Danmark. Danmark vil kunne eksportere noget af den overskydende energi, men når residualforbruget er mindst i udlandet (negativt i op til 12 timer i træk), er der mindst sandsynlighed for at kunne eksportere. Der vil altså være op til ca. 2,4 GW i enkelte timer og op til 2 GW i gennemsnit i perioder på 14 dage, som kan være svære at afsætte til udlandet.

I stil med Figur 12 viser Figur 17 fordelingen af residualforbruget i udlandet i de forskellige periodelængder. Fordelingerne er på grund af det større område mere spidse. De fleste hændelser forekommer altså i et relativt smalt interval på midten, mens hændelserne af både meget høje og meget lave residualforbrug er sjældne.



Figur 17 Fordelingen af residualforbruget i udlandet (se Figur 12 til sammenligning) baseret på datasættet for 2035 med 12 års inputdata og for forskellige periodelængder. Bemærk at både de højeste og de laveste 1 pct. af observationerne dækker et meget bredt interval i sammenhængende perioder på op til 3 dage. Det er altså under 2 pct. af tiden at residualforbruget er over 270 GW eller under 20 GW. 80 pct. af tiden er residualforbruget i det relativt smalle interval mellem 75 og 210 GW.

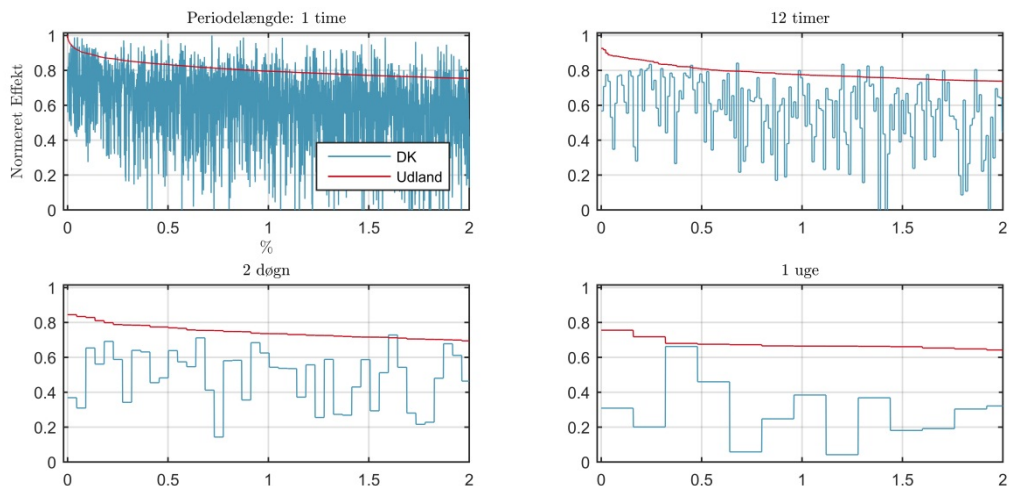
Af analysen ovenfor konkluderes det, at der er en positiv korrelation mellem residualforbruget i Danmark og i udlandet (ofte underskud i udland samtidigt med underskud i Danmark), men den viser også, at de ekstreme situationer sjældent optræder samtidigt i de to områder.

Disse betragtninger giver et billede af ekstremterne og samspil mellem disse i forhold til udlandet, men det berører ikke alle de andre situationer, hvor residualforbruget er højt uden at være maksimalt i hhv. Danmark og udlandet. Derfor ses nu på fordelingerne af residualforbruget.

5.2.3 Korrelation mellem Danmarks og udlandets residualforbrug

Der ses nu nærmere på samspillet mellem Danmarks og udlandets residualforbrug for hele datasættet, dog med fokus på de perioder hvor der er højt (ikke kun højest) residualforbrug.

Figur 18 viser en varighedskurve for udlandets residualforbrug normeret efter maksimalt residualforbrug og zoomet ind på de øverste 2 pct. af observationerne. Til sammenligning er Danmarks normerede residualforbrug indtegnet i de samme timer for at vise størrelsen, når det er højest i udlandet. Fire periode-længder er vist, nemlig 1 time, 12 timer, 2 døgn og 1 uge.



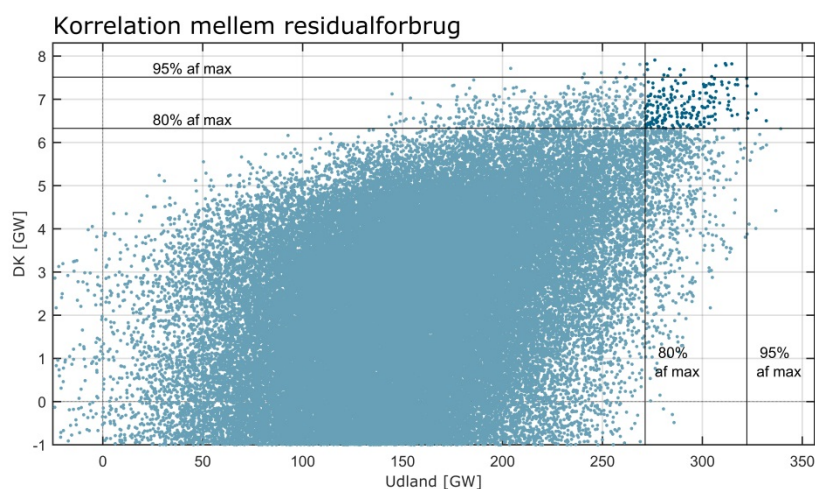
Figur 18 Varighedskurver for residualforbruget i udlandet zoomet ind på de højeste 2 pct. vist sammen med residualforbruget i Danmark i de samme perioder. De fire figurer viser residualforbrug i forskellige periodelængder, 1 time, 12 timer, 2 døgn og en uge. Det ses at for perioder af enkelte timer vil det i ganske få tilfælde forekomme at residualforbruget er nær maks. i Danmark og udlandet samtidigt. For længere sammenhængende perioder er residualforbruget i Danmark op til hhv. 84 pct., 73 pct. og 66 pct., når residualforbruget er højt i udlandet. Det indikerer at Danmark skal kunne håndtere disse spidsbelastninger i disse periodelængder uden hjælp fra udlandet.

For perioder af 1 time (øverst til venstre i Figur 18) ses, at der er meget få timer, hvor udlandets residualforbrug overstiger 90 pct., ligesom det også blev konkluderet i Figur 17. Men i enkelte af disse perioder er residualforbruget i Danmark også meget højt. Danmark skal altså kunne håndtere sjældne perioder af 1 time med maks. residualforbrug uden hjælp fra udlandet.

For perioder af 12 timer (øverst til højre i Figur 18) overstiger residualforbruget i Danmark sjældent 80 pct. af maks., men Danmark skal altså i meget sjældne tilfælde kunne håndtere op til 84 pct. af maksimalt residualforbrug ($\approx 6,6$ GW) i gennemsnit i perioder af 12 timer.

For perioder af 1 uges længde (nederst til højre i Figur 18) overstiger residualforbruget i Danmark kun 50 pct. én gang, når residualforbruget er højest i udlandet. I de andre uger svinger det mellem 0 og 50 pct. Der kan altså forekomme meget sjældne hændelser af en uges længde, hvor residualforbruget i Danmark er godt 60 pct. af maks. ($\approx 5,3$ GW) i gennemsnit, mens residualforbruget i udlandet er højt.

Ses der lidt nærmere på samspillet mellem fordelingerne kan det opstilles, jf. Figur 19.



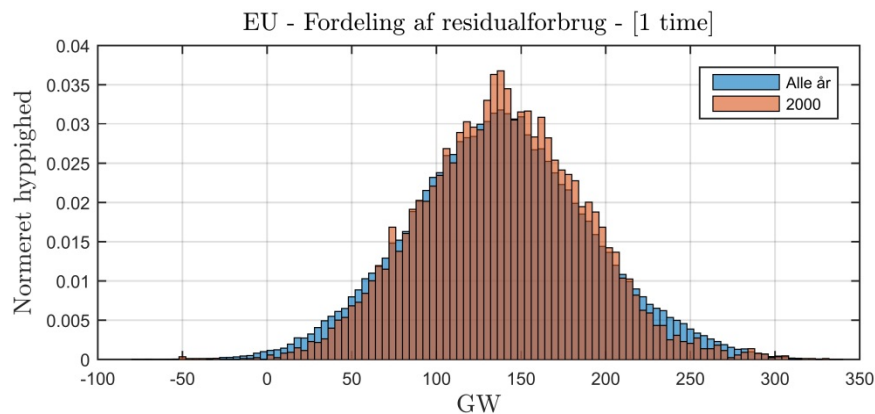
Figur 19 Sammenhæng mellem positivt residualforbrug i Danmark og i udlandet. Der er indtegnet hhv. 80 pct. og 95 pct. af maks. for hhv. Danmark og udlandet for at illustrere, hvordan korrelationerne er mellem de høje residualer. De røde tal i hvert rektangel angiver, hvor mange minutter/timer som er inden for hvert rektangel i gennemsnit om året. Eksempelvis er der ingen observationer, hvor residualforbruget er højere end 95 pct. i både Danmark og udlandet samtidigt. I 8.636 af de 8.760 timer er residualforbruget mindre end 80 pct. i både Danmark og udlandet samtidigt.

Der er fortsat en tydelig korrelation, men hændelserne med meget højt residualforbrug er sjældne, og residualforbruget i Danmark og udlandet er aldrig over 95 pct. af maks. samtidigt.

5.3 Valg af residualår til systemsimulering

I udvælgelsen af et residualår (base case for fleksibilitetsbehov) tages der ikke udgangspunkt i det, der traditionelt kaldes et normalår, som refererer til normalår for vand, vind og temperatur. I denne analyse findes et repræsentativt år i det statistiske datasæt, som er konstrueret på baggrund af 12 års historiske data, som har bestemte karakteristika med hensyn til fleksibilitet. Det betyder, at der vælges et residualår, som ligner et gennemsnit af fleksibilitetsbehovet, som blev analyseret i den statistiske analyse, men som samtidig har hændelser af meget højt residualforbrug.

En vigtig dimension af fleksibilitet er, hvor lang tid i træk der er behov for fleksibiliteten. Derfor ses ikke kun isoleret på enkelte timer, men på sammenhængende perioder af forskellige længder. Det prioriteres desuden at have et år med normal VE-produktion, både samlet og opdelt på landvind, havvind og sol.



Figur 20 Fordelingen af residualforbruget i hele modelområdet for år 2000 er sammenlignet med fordelingen over alle 12 år i datasættet. Figuren viser, hvor almindeligt residualforbruget konstrueret ud fra år 2000 er, og den giver også et indtryk af, hvor godt ekstremerne er repræsenterede i begge sider.

Analysen konkluderer på baggrund af statistiske tests af de 12 forskellige år, at 2006 skal anvendes som base case til videre simulering i Balmorel. 2006-datasættet vælges som udgangspunkt grundet en fordeling tæt på den gennemsnitlige for hele datasættet, samtidig med en god repræsentation af høje ekstremer i residualforbrug og mest normale VE-produktion fordelt på landvind, havvind og sol.

En udvidet beskrivelse af analyserne for residualforbrug kan findes i Appendix 12.

6. Flexibelt elforbrug på systemniveau

Dette kapitel omhandler, hvordan fleksibelt elforbrug skaber samfundsøkonomisk værdi i Danmark og NWE, hvor stor værdien er, samt hvordan den fordeles på aktører og teknologier. Den overordnede metode til at bestemme værdien af fleksibilitet på systemniveau er at sammenligne resultater fra modelkørsler i Nonflex- og Flex-scenarierne. Metoden er nærmere beskrevet i afsnit 4.5.

[Afsnit 6.1](#) er en oversigt over resten af dette kapitel, der også giver et resumé af resultater og konklusioner fra modelanalyserne på systemniveau, som afrapporteres i afsnittene 6.4 til 6.11.

I [afsnit 6.2](#) beskrives grundantagelser i basisscenarierne (Nonflex og Flex) samt følsomhedsscenarier. En væsentlig definition i Flex-scenariet er, at 50 pct. af elbiler og individuelle varmepumper er fleksible, samt at 50 pct. af det maksimale afbrydelige forbrug er til rådighed. I Maxflex-scenariet regnes 100 pct. af elbiler, individuelle varmepumper og afbrydeligt elforbrug for fleksible.

I [afsnit 6.3](#) gennemgås beregningsmetoden til at værdisætte fleksibilitet på systemniveau samt beregne business cases for aktører i forhold til fleksibelt elforbrug. Begge dele ligger til baggrund for resultater fra Balmorel.

Den resterende del af kapitlet 6 omhandler resultater for 2025 og 2035.

6.1 Delkonklusioner for systemniveau

Flexibelt elforbrug sænker investeringer i nye spidslastanlæg

I [afsnit 6.4](#) vises, hvordan øget fleksibelt elforbrug påvirker investeringsbehovet i spidslastværker (Gas OCGT) i day-ahead-markedet. I Flex- i forhold til Nonflex-scenariet ses en reduktion på ca. 12 GW spidslastkapacitet i NWE i 2025 og yderligere ca. 8 GW indtil 2035. I alt spares 20 GW akkumuleret spidslastkapacitet, hvilket er ca. halvdelen af behovet for spidslastkapacitet i Nonflex. Afbrydeligt elforbrug bidrager til ca. 11 GW reduktion.

Rentabelt med prisfleksibelt elforbrug til elektrolyse

Ved hjælp af øget elektrolysekapacitet og brintlager kan elforbruget til elektrolyse i bioraffinaderier gøres fleksibelt. I Balmorel-modellen er den optimale størrelse af samlet elektrolyse- og brintlagerkapacitet i Danmark i 2035 beregnet i forhold til at minimere systemomkostningerne. Det findes, at den optimale elektrolysekapacitet i Flex-scenariet er ca. 850 MW, hvilket er ca. 200 MW mere end minimumskapaciteten i Nonflex-scenariet. Den samlede brintlagerkapacitet svarer til ca. 15 fuldlasttimer brintproduktion.

Samfundsøkonomisk gevinst ved fleksibelt elforbrug i NWE og Danmark

I [afsnit 6.5](#) beregnes den samfundsøkonomiske gevinst ved fleksibilitet for hhv. Danmark og NWE. I NWE ses en samlet besparelse i de samfundsøkonomiske omkostninger på 0,52 mia. EUR/år og 2,0 mia. EUR/år i Flex i hhv. 2025 og 2035. Altså en gevinst for det samlede modelområde ved at indføre yderligere fleksibilitet. Gevinsten udgøres primært af besparelser i spidslastinvesteringer samt CO₂- og brændselsomkostninger.

Ved at indføre mere fleksibelt elforbrug i både Danmark og udlandet er der en samlet ændring i den danske samfundsøkonomiske værdi på -20 mio. EUR/år og 114 mio. EUR/år i hhv. 2025 og 2035 i Flex- i forhold til Nonflex-scenariet. Det er vist, at hvis udlandet ikke havde fleksibilitet, ville værdien af den danske fleksibilitet være ca. 18 mio. EUR/år i 2025 og 124 mio. EUR/år.

Ændring i elhandelsbalancen med udlandet på grund af fleksibelt elforbrug er den væsentligste årsag til nettogevinsten i Danmark og bidrager i 2035 med 176 mio. EUR/år.

Fordeling af systemgevinst på aktører og teknologier i NWE og DK

I NWE fordeles gevinsten fra øget fleksibelt og afbrydeligt elforbrug primært på konventionelt elforbrug, vindkraft samt leverandørerne af fleksibelt elforbrug (primært elbiler). Det er eksisterende leverandører af fleksibilitet, det vil sige primært vandkraft og kraftværker, der taber på grund af øget fleksibelt elforbrug.

I Danmark opnår de fleksible forbrugere tilsammen 85 mio. EUR/år i gevinster. Det er på grund af ændringen i de fleksible teknologiers driftsmønster i Danmark og udlandet at den samfundsøkonomiske gevinst på 114 mio. EUR/år opstår. Det er primært elektrolyse og brintanlæg, elbiler og individuelle varmepumper, der opnår gevinsten i Danmark. Brugen af store elpatroner sænkes væsentligt (med 44 pct.), når der tilføjes yderligere fleksibelt elforbrug.

El- og varmeproducenter opnår tilsammen 19 mio. EUR/år i gevinst, men tallet dækker over, at det primært er vindmøller der tjener 62 mio. EUR/år, mens kraftværker taber 43 mio. EUR/år på grund af fleksibelt elforbrug.

Konventionelle elforbrugere opnår i Flex en gevinst på 36 mio. EUR/år på grund af fleksibelt elforbrug på trods af, de har et uændret driftsmønster.

Gevinsten for vindmøller og konventionelt elforbrug

Danske vindmøller øger afregningsprisen med gennemsnitligt +1,3 EUR/MWh på grund af det fleksible elforbrug i Danmark og udlandet. Tilsvarende sænkes den gennemsnitlige forbrugsvægtede elpris for konventionelle ufleksible forbrugere med 1,1 EUR/MWh. Dette svarer samlet til, at prispresset på vind sænkes fra ca. 19 pct. til 16 pct.

Indflydelse af fleksibelt elforbrug i udlandet på fordeling af gevinst i Danmark

Når fleksibelt elforbrug ikke medtages i udlandet, er gevinsten for danske fleksible forbrugere 110 mio. EUR/år, og den falder altså til 85 mio. EUR/år på grund af øget konkurrence fra fleksibelt forbrug i udlandet.

Det kræver store mængder fleksibelt elforbrug at ændre elpriserne signifikant til glæde for vindkraft, og derfor vil fleksibelt elforbrug i Danmark alene ikke føre til samme gevinst for vindkraft. Uden øget fleksibelt elforbrug i udlandet sænkes gevinsten for danske vindmøller derfor til 12 mio. EUR/år i forhold til 62 mio. EUR/år ved øget fleksibelt elforbrug i udlandet.

Følsomhedsscenerier

I [afsnit 6.6](#) vises resultater fra følsomhedsscenerier på den samfundsøkonomiske gevinst af fleksibilitet i hhv. Danmark og NWE. Generelt gælder det, at mere fleksibelt elforbrug øger systemgevinsten i NWE. I Danmark er det forholdet mellem ændringen i fleksibelt elforbrug i Danmark og NWE, der afgør, om den danske samfundsgevinst stiger.

Det vises, at fleksibelt elforbrug fra elbiler og afbrydeligt elforbrug har en aftagende marginalværdi på systemgevinsten i NWE. Påvirkningen på elprisen stiger dog, jo mere fleksibelt elforbrug der er. Derfor vil der være en markant gevinst for konventionelle elforbrugere og tab for elproducenter, når alle elbiler regnes fleksibelt, samt alt afbrydeligt elforbrug regnes tilgængeligt.

V2G fra elbiler kan bidrage til øget systemgevinst primært via reducerede spidslastinvesteringen, men også her er en aftagende marginalværdi samt konkurrence med afbrydeligt elforbrug. Flexibelt elforbrug fra elbiler har ud over indflydelse på spidslastinvesteringer også indflydelse på reduktion i brændselsomkostning.

Det er vist, at fleksibelt elforbrug til elektrolyse har en væsentlig indflydelse på den samlede danske systemgevinst i 'Flex'. Betydningen af fleksibelt elforbrug til elektrolyse i Danmark falder dog et scenarie (Maxflex-scenariet), hvor alle elbiler og individuelle varmepumper er fleksible samt hele potentialet for afbrydeligt elforbrug er tilgængeligt i både Danmark og NWE. I dette scenarie er den optimale elektrolysekapacitet mindre, og brintlageret skal da have en størrelse på ca. 8 fuldlasttimer brintproduktion.

Gevinsten for fleksible elbiler og individuelle varmepumper

I [afsnit 6.7](#) er beregnet business cases for elproduktion og fleksibelt elforbrug, og det ses blandt andet, i Danmark er gevinsten for en gennemsnitlig fleksibel elbil på ca. 65 EUR/år og 83 EUR/år i hhv. 2025 og 2035. For en gennemsnitlig fleksibel varmepumpe er gevinsten i Danmark ca. 128 EUR/år og 110 EUR/år i hhv. 2025 og 2035.

Årsagen til, at én individuelle varmepumpe i gennemsnit opnår større årlig gevinst end én elbil, skyldes primært, at elforbruget i gennemsnit er større. Det er vist, at gevinsten pr. MWh er højere for elbilen end for varmepumpen.

Indflydelse af fleksibelt elforbrug på brændselsforbrug og elpriser

I [afsnit 6.8-6.9](#) ses på baggrundseffekter af øget fleksibilitet, som er årsagen til de økonomiske besparelser i systemet og fordeling mellem aktører og teknologier. Først vises ændringer i brændselsforbruget til elproduktionen, og det ses, at fleksibelt elforbrug fører fortrængning af dyrere naturgasforbrug samt til bedre udnyttelse af vindkraftproduktion; i Danmark i 2035 sænkes bortkobling af vindproduktion fra ca. 1,0 pct. til næsten ingen bortkobling på grund af fleksibelt elforbrug.

Efterfølgende vises ændringen i elprisen i Danmark som følge af fleksibelt elforbrug, hvor det ses, at elprisen hæves i perioder med lave priser til gavn for fx vindproduktion og desuden sænker antallet af perioder med meget høje priser. Det sidste hænger sammen med reduktion i behovet for spidslastinvesteringer.

Optimering af driftsmønstre for fleksibelt elforbrug

I [afsnit 6.10](#) er vist eksempler på optimering af driftsmønstre af fleksibelt elforbrug i Danmark i forhold til spotmarkedet. Elforbruget flyttes i størst mulig grad fra perioder med høje elpriser til perioder med lavere elpriser, hvilket gør, at der bliver flere timer med hhv. et lavt og højt elforbrug.

Evnen til at flytte elforbruget i tid er afgørende for at opnå gevinster på spotmarkedet, herunder at sænke behovet for spidslastværker. Flexibilitetspotentialer er analyseret i perioder med høje elpriser af forskellig varighed, og det ses, at nedreguleringspotentialer i Danmark ved op til 12 timers flytning af forbruget, i gennemsnit er ca. 900 MW. Især bidrager fleksibelt elforbrug ved elektrolyse til det samlede nedreguleringspotentialer i Danmark. Mellem 12-24 timer er nedreguleringspotentialer i gennemsnit ca. 300 MW. I længerevarende perioder uden vindproduktion er det altså i høj grad elproduktion og import, der skal levere residualforbruget.

Sikring af effekttilstrækkelighed i Danmark

I [afsnit 6.11](#) er kapacitetsbehovet af hensyn til at fastholde dansk effekttilstrækkelighed analyseret ved hjælp af FSI-modellen.

I 2025 er der stort set ikke behov for yderligere investeringer i Danmark, det vil sige, Balmorelmodellen sikrer nok investeringer i kapacitet til at sikre opretholdelse af niveauet for effekttilstrækkelighed.

I 2035 estimeres et *ekstra* kapacitetsbehov i Østdanmark på ca. 420 MW i Nonflex og 320 MW i Flex. Der er potentielt behov for ca. 100 MW mindre kapacitet i Flex af hensyn til effekttilstrækkeligheden, hvis det fleksible elforbrug kun deltager i spotmarkedet. Det er vist i analysen, i timer med effektunderskud kan der potentielt være et yderligere nedreguleringspotentialer fra fleksibelt elforbrug, der kan fjerne behovet endnu mere for spidslastinvesteringer, som derfor kan variere mellem en sænkelse på 100 MW til 420 MW i forhold til Nonflex. Dette svarer til, at det fleksible forbrug også bidrager på andre markeder end spotmarkedet.

På grund af usikkerheden medregnes der i resten af analysen ikke værdier ud over de 100 MW, da det kræver yderligere analyse af mulighederne for ekstra regulering af forbruges i de berørte timer. Dette resultat svarer til, at investerings- og driftsomkostningen sænkes yderligere ca. 2,3 mio. EUR/år fra Nonflex til Flex ud over, hvad der allerede er medtaget i gevinster fra spotmarkedet.

6.2 Scenarier

Der er konstrueret hhv. et Nonflex- og Flex-basisscenarie som vist i Figur 6. Antagelser i disse scenarier gennemgås først, hvorefter følsomhedsscenarier beskrives ved hjælp af ændringer i forhold til Flex-scenariet.

Antagelser for fleksibelt elforbrug i Basisscenerier

Ud over volumen af potentielt fleksibelt forbrug har det uflexible driftsmønster samt begrænsninger for flytning af forbruget indflydelse på, hvor værdifuldt fleksibiliteten er.

Definitionen af elforbrugets driftsmønster i day-ahead-markedet i hhv. Nonflex og Flex er beskrevet for teknologier med potentiale for fleksibelt elforbrug i Tabel 1.

I analysen er anvendt følgende antal elbiler og individuelle varmepumper i Danmark:

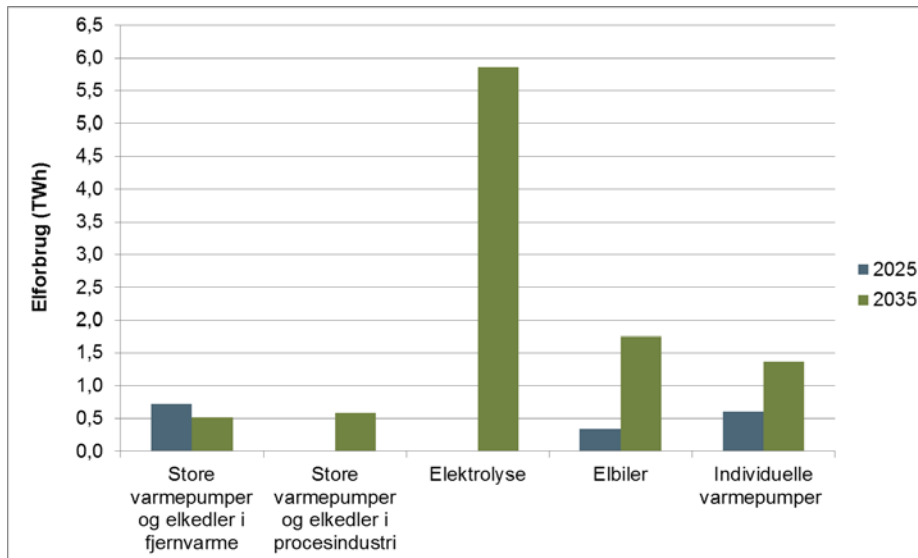
- I 2025 og 2035 hhv. ca. 145.000 og 740.000 elbiler.
- I 2025 og 2035 hhv. ca. 110.000 og 285.000 individuelle varmepumper.

Det er altså væsentligt at bemærke, at 50 pct. af disse elbiler og individuelle varmepumper regnes for fleksible i Flex-scenariet. Desuden er 50 pct. af potentialet for afbrydeligt elforbrug tilgængeligt i Flex-scenariet.

Lande	Teknologi	Drift i Nonflex scenariet (Day-ahead)	Drift i Flex scenariet (Day-ahead)
DK	Tung transport på el (tog, busser, lastvogne)	Forbrug repræsenteres ikke separat men inkluderes i konventionel elforbrugsprofil	som i Nonflex
DK	Andre elkøretøjer (MC, varevogne)	Ikke medtaget i analysen	Ikke medtaget i analysen
DK og EU	Elbiler (BEV og plugin hybrider)	Tilsluttes nettet lige efter bilen parkeres, oplades med maksimal effekt indtil fuldt opladet.	50% af elbilerne som uflexible. 50% har fleksibel drift og oplades med max 5 kW pr elbil afhængig af elprisen. I Plugin-hybrid kan konv. motor afløse opladning fra elnettet. De fleksible elbiler skal have SOC \geq 80% kl 6.
DK	Individuelle VP og elpatroner i enfamiliehuse	Forbruger strøm proportionalt med varmebehovet så konstant indetemperatur (21,5 °C) holdes	50% af varmepumperne som uflexible. 50% har fleksibel drift hvor elforbrug optimeres ift elprisen. Indetemperatur skal holdes mellem 21,5 +/- 1,5 °C.
DK	VP og elpatroner i fjernvarmen	Forbruger strøm ift. fjernvarmebehovet i samspil med varmelagre og andre varmeproduktionskilder	som i Nonflex
DK	VP og elpatroner i industri	Forbruger strøm ift. procesvarmebehovet i samspil med andre varmeproduktionskilder	som i Nonflex
DK	Elektrolyseanlæg	Konstant elforbrug over året da brintforbruget er konstant	Produktion af brint ift. elprisen. Elektrolyse og brintlager skal tilsammen levere konstant brint til bioraffinaderier.
DK og EU	Afbrydeligt elforbrug i industri (udover VP og elpatroner)	Ikke realiseret	Potentiale på ialt 10% afbrydeligt elforbrug i industrien (udover VP og elpatroner) hvor 50% af potentialet regnes tilgængeligt i Flex. Halvdelen af det tilgængelige forbrug (dvs 2,5 %) er afbrydeligt ved 1000 DKK/MWh, den anden halvdel (dvs 2,5%) ved 2000 DKK/MWh.
DK og EU	Afbrydeligt elforbrug i husholdninger (udover elbiler og VP)	Ikke realiseret	Potentiale på ialt 5% afbrydeligt elforbrug i husholdninger (udover elbiler og VP) hvor 50% af potentialet regnes tilgængeligt i Flex. Halvdelen af det tilgængelige forbrug (dvs 1,25 %) er afbrydeligt ved 1000 DKK/MWh, den anden halvdel (dvs 1,25%) ved 2000 DKK/MWh.

Tabel 1 Driftsmønster for en række teknologier i day-ahead-markedet i hhv. Nonflex og Flex.

I nedenstående figur er det årlige elforbrug vist for de forskellige kategorier af elforbrug for at vise størrelsesforhold mellem de fleksible elforbrugspotentialer.



Figur 21 Årligt elforbrug for 2025 og 2035 for fleksible elforbrugsteknologier (Balmorel-resultater for Danmark).

I Appendix 10 er antagelser beskrevet for fleksible elforbrugsteknologier, herunder hvordan driftsmønstre og begrænsninger er modelleret. Herunder er afbrydeligt elforbrug uddybet i Appendix 10.7.

Yderligere antagelser i basisscenarier

I Appendix 11 gennemgås centrale teknologiantagelser ud over fleksibelt elforbrug for blandt andet installeret elproduktionskapacitet, konventionelt elforbrug og økonomiske omkostninger for teknologier og brændsler.

Nogle af de mest centrale valg i basisscenarierne, der påvirker værdien af fleksibilitet, og som også testes i følsomhedsscenarioerne, er beskrevet nedenstående:

a) Investeringsmuligheder i Flex-scenariet.

I Nonflex-scenariet gennemføres investeringer i offshore vind og nye kraftværker, både spidslastværker (OCGT) og kraftvarmeanlæg (CCGT og træpilleværker). I Flex-scenariet tillades kun, at drift og investering af fleksibelt forbrug optimeres i forhold til behovet for spidslastværker (OCGT).

I følsomhedsscenarioet Maxflex (alle investeringer) testes betydningen af alle investeringsmuligheder kan optimalt koordineres med det fleksible forbrug.

b) Gridmax: Begrænsning af elforbruget fra individuelle varmepumper og elbiler

I Flex begrænses det samlede elforbrug fra individuelle varmepumper og elbiler til maks. at være 20 pct. af det årlige spidslastelforbrug i hvert land. Eftersom elforbruget placeres, hvor det er billigst, vil en optimal optimering i Balmorel-modellen placere store dele af det fleksible elforbrug fra varmepumper og elbiler

i få timer, hvilket i forhold til distributionsnettet kan være uhensigtsmæssigt og hermed skabe et nyt spidslastproblem.

I Nonflex er der ikke GridMax-begrænsning, da det antages, at forbruget ikke er styrbart i dette scenarie.

I følsomhedsscenariet Flex (Uden Gridmax) testes betydningen af begrænsningen ved at den fjernes og indflydelse på system- og distributionsniveau vurderes.

c) Tilgængelighed af transmission

I 2035 antages 95 pct. tilgængelighed af alle transmissionslinjer.

I 2025 antages 95 pct. tilgængelighed af alle transmissionslinjer undtagen DK1-Tyskland, hvor tilgængeligheden (det vil sige eksport fra Danmark til Tyskland) desuden afhænger af vindproduktion i Tyskland. I følsomhedsscenariet Flex (2014 transm.tilgæng) anvendes den historiske 2014 tilgængelighed for en række transmissionslinjer i 2035.

d) Kapacitet af DK-UK på 1.400 MW

I både 2025 og 2035 forudsættes det, at transmissionsforbindelsen mellem DK og UK på 1.400 MW er blevet gennemført. I følsomhedsscenariet Flex (Uden DK-UK) beregnes systemet i 2035 uden forbindelsen, og indflydelsen på værdien af fleksibilitet i Danmark evalueres.

e) V2G fra elbiler

I Flex-basisscenariet er der ikke medtaget muligheden for, at elbiler kan levere elproduktion til nettet fra batteriet.

I følsomhedsscenariet Flex (med V2G) er V2G tilladt i forhold til beskrivelsen i kapitel 10.1 således at der kan leveres 5kW pr. elbil til elnettet. V2G-elproduktionen er også begrænset af Gridmax.

Centrale antagelser der er konstante i alle scenarier:

f) Variabel distributionstarif.

I alle scenarier anvendes variabel distributionstariffer for elforbrug på hhv. 0,4 og 10 kV, hvilket er uddybet i Appendix 9.6. Distributionstariffen indgår i optimeringen af det fleksible elforbrug, så den samlede omkostning til distributionstarif og elspotbetaling bliver minimeret. Ændring i distributionstarifbetaling i Flex i forhold til Nonflex fremgår af resultaterne.

g) Profiler for vind, sol og konventionelt elforbrug

På baggrund af analysen af behovet for fleksibilitet i kapitel 5 anvendes 2006-profiler i NWE og Danmark til beregning af værdien af fleksibilitet.

h) Brændselspriser

Energistyrelsen Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2014 [Energistyrelsen 2014e] anvendes.

Følsomhedsscenarier

Følsomhedsscenarier er udarbejdet for at undersøge betydningen af antagelserne i Flex-basisscenariet på værdien af fleksibilitet. Definitionerne af følsomhedsscenarierne er ens for 2025 og 2035, og de er vist i Tabel 2.

Nr	Scenarie navn	DK Flex	NWE Flex	Ændring ift Flex
1	Nonflex	Nonflex	Nonflex	0% flex fra elbiler, ind. varmepumpe og afbrydeligt elforbrug. Brintlager investering ikke tilladt. Uden Gridmax. Investering i offshore, CCGT og træpiller tilladt.
2	Flex	Flex	Flex	
3	DK flex + NWE nonflex	Flex	Nonflex	Uden flex udenfor DK
4	DK nonflex + NWE flex	Nonflex	Flex	Uden flex i DK
5	Flex (uden Gridmax)	Flex	Flex	Uden Gridmax
6	Flex (uden brintlager)	Lav flex 1	Flex	Brintlager investering ikke tilladt
7	Flex (uden afbryd. elforbrug)	Lav flex 2	Lav flex 2	Uden afbrydeligt elforbrug i DK+NWE
8	Flex (lav flex EV+indivHP)	Lav flex 3	Lav flex 3	SOC=95%, deltaT=+/-0,75°C
9	Flex (med V2G)	Høj flex 1	Høj flex 1	Med V2G
10	Flex (Alle investeringer)	Flex	Flex	Investering i offshore, CCGT og træpiller tilladt *
11	Flex (uden DK-UK)	Flex	Flex	Uden DK-UK 1400 MW **
12	Flex (2014 transm.tilgæng.)	Flex	Flex	2014 transmission tilgængelighed **
102	Max flex	Max flex	Max flex	100% flex fra elbiler, ind. varmepumpe og afbrydeligt elforbrug
106	Max flex (uden brintlager)	Lav Max flex 1	Max Flex	Som 102). + Brintlager investering ikke tilladt
107	Max flex (uden afbryd. elforbrug)	Lav Max flex 2	Lav Max flex 2	Som 102). + Uden afbrydeligt elforbrug i DK+NWE
109	Max flex (med V2G)	Høj Max flex 1	Høj Max flex 1	Som 102). + Med V2G
110	Max flex (Alle investeringer)	Max Flex	Max Flex	Som 102). + Investering i offshore, CCGT og træpiller tilladt *

Tabel 2 Scenarie-definitioner for 2025 og 2035.

*). Størrelse af elektrolyseanlæg og brintlager i Danmark er som i Flex.

**). Resultater findes i Appendix 13.1. Der er lavet et Nonflex-scenarie med hhv. uden DK-UK og med transmissionstilgængelighed som i 2014, for at kunne sammenligne indflydelsen på værdien af fleksibilitet

Der er udført følsomhedsberegninger, som tester betydningen af antagelser indenfor:

- Indflydelsen af fleksibilitet i NWE på værdien af dansk fleksibilitet (nr. 3 og nr. 4).
- Begrænsning af forbrug i forhold til distributionsnettet (nr. 5).
- Graden af fleksibelt elforbrug i basisscenariet (nr. 6-9).
- Koordinering af fleksibelt forbrug med øvrige investeringer (nr. 10).
- Udlandsforbindelser kapacitet og tilgængelighed (nr. 11-12).

Desuden er såkaldte Maxflex-scenarier beregnet med 100 pct. tilgængelig fleksibilitet fra elbiler, individuelle varmepumper og afbrydelig forbrug i modsætning til 50 pct. i basisscenariet. De er nummererede som tilsvarende 'Flex'-scenarie nr. + 100, fx er 'Max flex' kaldet 102, og 'Max flex (med V2G)' er kaldet 109.

6.3 Elementer i værdisætning af fleksibilitet

Samfundsøkonomiske systemomkostninger til levering af energi

Værdien af fleksibilitet kan udregnes ved at sammenligne de samfundsøkonomiske systemomkostninger til levering af el, fjernvarme og biobrændstoffer i de forskellige scenarier.

De samfundsøkonomiske systemomkostninger består af følgende elementer:

1. Brændselsomkostninger
2. CO₂-kvotekøb
3. Variable omkostninger til drift og vedligehold
4. Faste omkostninger til drift og vedligehold
5. Annuierede omkostninger til ny-investeringer
6. Omkostninger til spidslast til dækning af dansk forsyningsikkerhed.
7. Omkostning til bortkoblet forbrug ved prisloft (på 3.000 EUR/MWh)
8. Omkostning til afbrudt forbrug (på hhv. 1.000 og 2.000 DKK/MWh)
9. Nettariffer i Danmark
10. Omkostninger til import af strøm
11. Indtægter ved eksport af strøm
12. Flaskehalsindtægter

med følgende bemærkninger:

- Punkt 5: Balmorel modellen investerer i nye anlæg ud fra en selskabsøkonomisk optimering. Det betyder, at afgifter er medregnet, og investeringer forrentes med 8 pct. realrente over 20 år svarende til en real annuitetsfaktor¹⁴ på 10,2 pct.
De samfundsøkonomiske systemomkostninger opgøres i en efterberegning, hvor der ses bort fra afgifter, og der regnes med en samfundsøkonomisk forrentning på 4 pct. realrente over 20 år svarende til en real annuitetsfaktor på 7,4 pct.
- Punkt 6 hentes fra FSI-modellen. Øvrige omkostninger er fra Balmorel.
- Punkterne 7 og 8 er omkostningen for forbrugerne ved ikke at modtage elektricitet.
- Punkt 9: Det er antaget, at nettariffer udtrykker reelle omkostninger til transport af el, hermed er en reduktion i nettarifbetaling lig med en tilsvarende omkostningsreduktion. Medtages ikke i den samfundsøkonomiske systemgevinst for at undgå dobbelttælling, når netbesparelsen opgøres i separat analyse på faktiske distributionsnet.
- Punkterne 10 og 11: Differencen på elementerne 10 og 11 omtales i det følgende som elhandelsbalancen, der er værdien af importen fratrukket værdien af eksporten. For Danmark udtrykker elhandelsbalancen nettogevinst eller -tab for danske elproducenter og elforbrugere med handel med udlandet.
For lande i NWE (Tyskland, Sverige og Frankrig i 2035) og NWE samlet medregnes værdien af nettoimporten til lande uden for modelområdet, hvor udvekslingen er modelleret eksogent. Dette bidrag er ikke aktuelt for den danske systemomkostning.

¹⁴ Annuitetsfaktor = $r * (1+r)^n / ((1+r)^n - 1)$, hvor r = realrente, n = år.

- Punkt 12: Flaskehalsindtægter er på grund af prisforskel mellem transmissionsområder, og indtægten (prisforskel gange transporteret mængde) deles mellem områdernes TSO'er.
- Punkterne 11 og 12 regnes med modsat fortegn, da de er indtægter.

Internt i modelområdet (NWE) balancerer flaskehalsindtægter og elhandelsbalance hinanden med modsat fortegn, idet nettoudvekslingen inden for modelområdet er nul. De to nævnte størrelser repræsenterer på NWE-niveau – derfor alene transfereringer mellem forbrugere, producenter og TSO'er.

For det enkelte land kan elhandelsbalance og flaskehalsindtægter være et væsentligt bidrag til de samlede systemomkostninger.

Business cases for aktører

Udover den samlede samfundsøkonomiske systemomkostning kan der udregnes businesscases for de enkelte aktører. Businesscasen for hver af disse udregnes som differencen mellem Nonflex og Flex for indtægter fratrukket omkostninger. Denne nettoindtægt udregnes for hver aktør(gruppe), som det er angivet i parenteserne herunder:

El- og fjernvarmeproducenter:

$$(Elsalg + Tilskud + Varmesalg - Brændsel - CO_2 - D\&V - Investeringer - Varmeafgifter)$$

Elkunder

Fleksible forbrugere (elbiler, varmepumper, elektrolyse, etc.):
(Varmesalg – Elkøb – Nettariffer – D&V – Investeringer – Elafgifter)

Konventionelle elforbrugeres business case består af tre elementer:

(Ufleksibelt konventionelt elforbrug + Afbrudt elforbrug + Bortkoblet elforbrug)

- Ufleksibelt konventionelt elforbrug:
Business case = Elkøb Nonflex - Elkøb Flex
= $(Q_{konv} - Q_{bort,nonflex} - Q_{afbrudt,flex}) * P_{el,nonflex}$
- $(Q_{konv} - Q_{bort,flex} - Q_{afbrudt,flex}) * P_{el,flex}$
- Afbrudt elforbrug:
Business case = Elkøb Nonflex for det forbrug, der afbrydes i Flex – omkostning til afbrudt elforbrug ($C_{afbrudt}$) i Flex hhv. 1.000 DKK/MWh og 2.000 DKK/MWh¹⁵
= $Q_{afbrudt,flex} * P_{el,nonflex} - Q_{afbrudt,flex} * C_{afbrudt}$
- Bortkoblet elforbrug:

¹⁵ Omkostningen til afbrydelighed er enten forbigået værdi af elforbruget eller omkostninger til fx backup-generator.

$$\begin{aligned}\text{Business case} &= (\text{Bortkobling Nonflex} - \text{Bortkobling Flex}) * \text{om-} \\ &\text{kostning til bortkoblet elforbrug (} C_{\text{bort}} = 3.000 \text{ EUR/MWh)}^{16} \\ &= (Q_{\text{bort,Nonflex}} - Q_{\text{bort,Flex}}) * C_{\text{bort}}\end{aligned}$$

Fjernvarmekunder

(– Varmekøb)

Staten

(Varmeafgifter – tilskud)

Netselskaber

(Nettarifbetaling - Sparet netomkostning = 0)

TSO

(Flaskehalsindtægter)

Summen af de ovenstående businesscases er systemomkostningen med den korrektion, at der regnes med en privatøkonomisk forrentning i de privatøkonomiske business cases.

Forskellen på elsalg og elkøb er elhandelsbalancen. Varmesalg og varmekøb matcher hinanden, da der ikke er nogen import/eksport af varme.

Netselskabernes nettariffer er i Balmorel antaget at matche udgifterne til levering af net, hvorfor businesscasen for disse er neutral. I kapitel 7 estimeres de sparede netomkostninger, og i kapitel 8 sammenlignes disse med ændringen i tariffbetaling fundet i Balmorel.

Business casen for bortkobling er positiv hvis der bliver bortkoblet mindre elforbrug på grund af fleksibelt elforbrug.

Business casen for afbrudt elforbrug regnes som sparet elomkostning i Nonflex minus den variable omkostning til afbrydelse (hhv. 1.000 og 2.000 DKK/MWh) i Flex.

6.4 Kapacitetsbehov

Kapacitetsbehov i forhold til spotmarkedet

I tabellen ses resultater fra Balmorel for 2025 og 2035 for akkumulerede investeringer i spidslastværker (Gas OCGT) i NWE samt elektrolyse- og brintlagerkapacitet i Danmark. Det ses, at det fleksible elforbrug i Flex- og Maxflex-scenariet påvirker investeringerne i kapacitet.

¹⁶ Den forbigåede værdi af elforbruget for konventionelle forbrugere antages at være lig prisloftet på 3.000 EUR/MWh.

År	Scenarier	Investeringer akkumuleret i NWE		Investeringer akkumuleret i DK	
		Gas_OCGT (MW)	Elektrolyse (MW el)	Brintlager (MWh brint)	
2025	NonFlex	19.330	Ikke inkluderet	Ikke inkluderet	
2025	Flex	7.516	Ikke inkluderet	Ikke inkluderet	
2035	NonFlex	45.440	657	Ikke tilladt	
2035	Flex	25.300	851	9.373	
2035	Max_Flex	11.640	702	4.083	

Tabel 3 I Flex i forhold til Nonflex ses en reduktion i akkumulerede investeringer i spidslastværker i NWE på ca. 12 GW i 2025 (fra 19 til 7) og ca. 20 GW i 2035 (fra 45 til 25). I Danmark ses det, i Flex i forhold til Nonflex øges investeringen i elektrolysekapacitet fra 657 til 851 MW_{el}, og der investeres i et brintlager svarende til 15 fuldlasttimer brintproduktion.

Alle investeringer i kraftværker samt offshore vind for alle scenarierne fremgår af Appendix 13.

Elektrolysekapacitet og brintlager i DK

Der investeres i Balmorel-modellen i ekstra elektrolyse- og brintlagerkapacitet for at minimere de samlede systemomkostninger. Det ses i Tabel 3, at både elektrolyse- og brintlagerkapaciteten øges for at elforbruget til elektrolyse i bio-brændstofproduktion kan blive fleksibelt i forhold til elprisen.

I Flex-scenariet er den optimale elektrolysekapacitet beregnet i Balmorel til 851 MW elforbrug hvilket er ca. 30 pct. større end i minimumskapaciteten i Nonflex scenariet. Den samlede brintlagerkapacitet i Flex er ca. 9 GWh brintproduktion hvilket svarer til, at brintlageret kan indeholde ca. 15 fuldlasttimer brintproduktion¹⁷ fra elektrolyseanlæggene.

I Maxflex ses det, at elektrolysekapacitet og brintlager systemoptimalt set skal være væsentligt mindre (fra 15 til 8 fuldlasttimer brintlager), fordi der er ekstra fleksibilitet fra elbiler, individuelle varmepumper og afbrydeligt elforbrug. Generelt gælder det, at jo mindre fleksibilitet fra elbiler, varmepumper og afbrydeligt elforbrug, jo mere attraktivt er det at gøre elforbruget til elektrolyse fleksibelt.

Spidslastværker

I scenarierne bliver behovet for spidslastinvesteringer (Gas OCGT) ændret på grund af fleksibelt elforbrug.

De akkumulerede spidslastinvesteringer i NWE reduceres i Flex-scenariet ca. 12 GW (fra 19 til 7 GW) i 2025 og ca. 20 GW (fra 45 til 25 GW) i 2035, det vil sige yderligere 8 GW reduktion fra 2025 til 2035.

En generel tendens er, at jo mere fleksibilitet, jo lavere er behovet for investering i spidslastværker (Gas OCGT).

¹⁷ Brintproduktionskapacitet (Flex): $851 \text{ MW}_{el} * 0,75 \text{ MW}_{brint} / \text{MW}_{el} = 638 \text{ MW}_{brint}$.
Brintlager: $9373 \text{ MWh}_{brint} / 638 \text{ MW}_{brint} = 15 \text{ fuldlasttimer kapacitet}$.

Fx viser Maxflex, at det akkumulerede spidslastinvesteringer kan sænkes med ca. 34 GW (fra 45 til 11 GW) i 2035.

Kapacitetsbalance i NWE

Det ses i Tabel 3, at behovet for ny kraftværkskapacitet stiger fra 2025 til 2035 i Nonflex, hvilket primært skyldes lukning af eksisterende kapacitet samt øget elforbrug og mulighed for billigere produktion fra nyere teknologier.

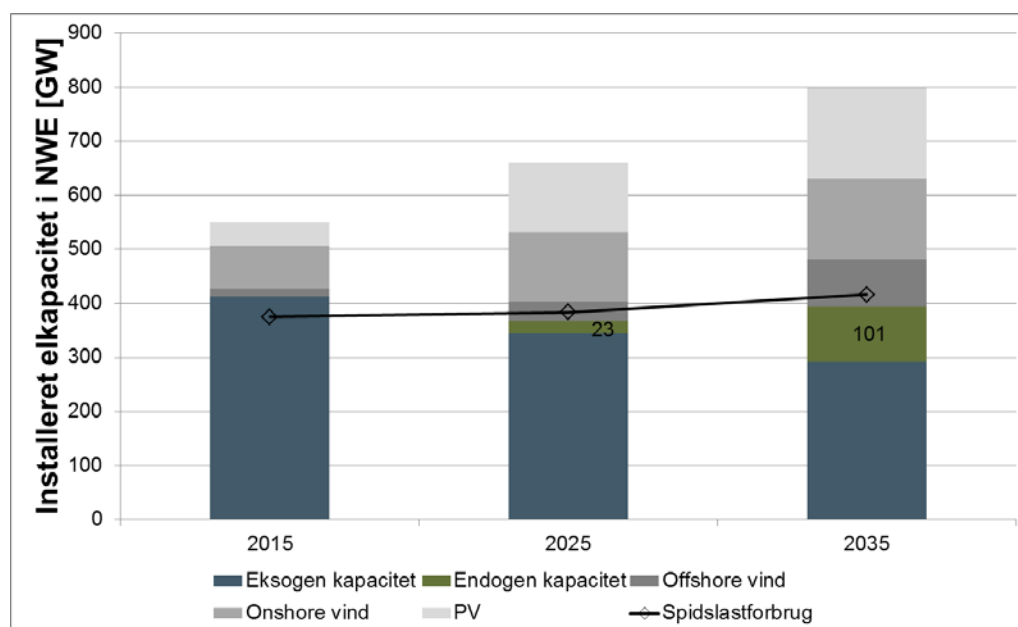
Antagelserne for udvikling i kapacitet i udlandet er uddybet i Appendix 11.3.

I Danmark er forudsat eksogen kraftværkskapacitet i Danmark i 2025 i forhold til Energinet.dk's Analyseforudsætninger 2014 og i Danmark 2035 i forhold til Energistyrelsens Vindscenarie. For en oversigt over antaget dansk kraftværkskapacitet henvises til Appendix 9.3.

På Figur 22 ses kapacitetsbalancen i NWE i Balmorel opgjort som eksogent og endogent installeret regulerbar elproduktionskapacitet (uden pumpekraft) sammenlignet med spidslastbehovet. Desuden er vist udbygningen i offshore vind inklusive 42 GW investering fra Balmorel, onshore vind samt solceller.

Der investeres i mere regulerbar elproduktionskapacitet (ca. 400 GW uden pumpekraft, jf. Figur 22) end det højeste residualforbrug er i NWE (ca. 340 GW, jf. Figur 23). Det skyldes primært:

- Rådigheden af den termiske kapacitet er sat til 90 pct. om vinteren.
- Begrænsningen i transmissionskapacitet mellem landene, der gør, at tilgængelig elproduktionskapacitet i et land med effektoverskud, ikke er til rådighed i et andet land med effektunderskud, ud over hvad transmissionskapaciteten mellem landene tillader.

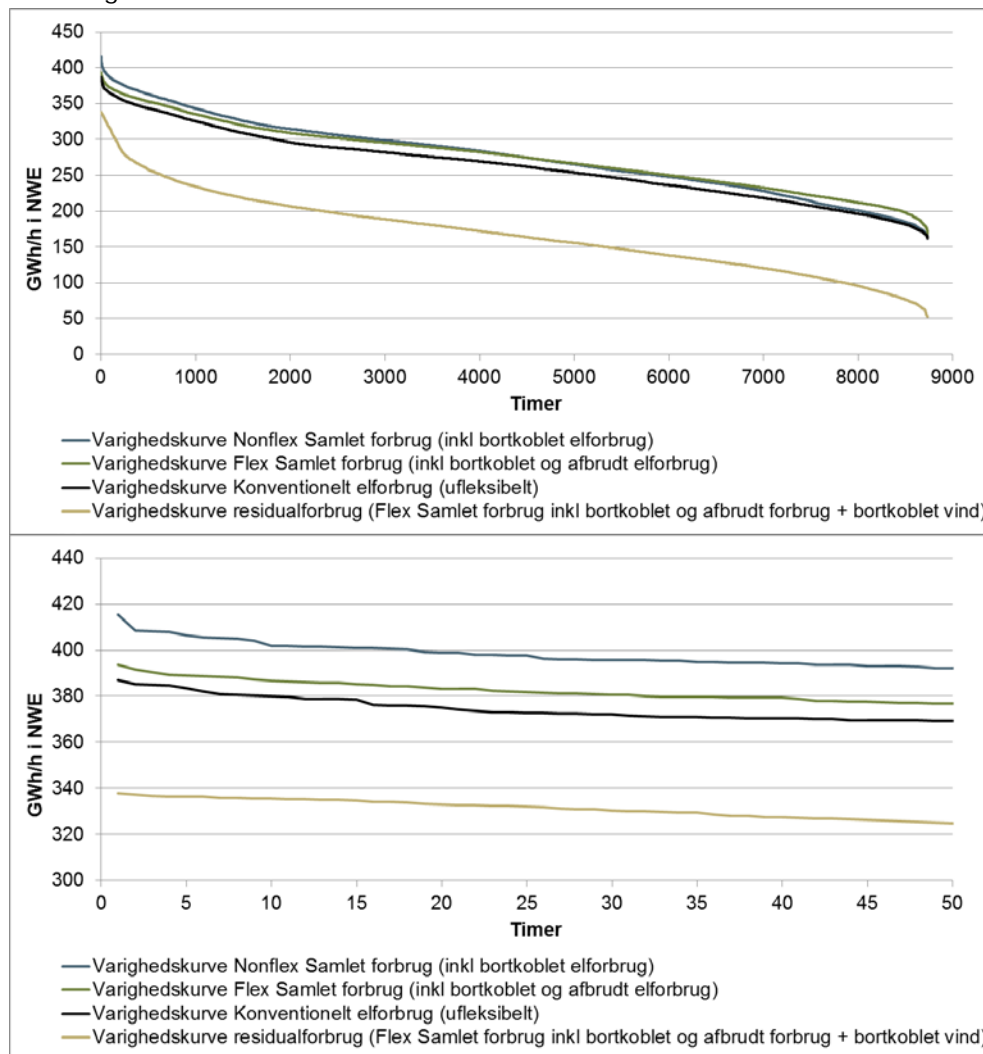


Figur 22 Kapacitetsudvikling for regulerbar elproduktion som er sammenlignet med spidslastforbrug for NWE 2025 og 2035. 2015 vist som reference. Eksogen kapacitet er opgjort uden pumpekraft. Endogen kapacitet er fra investeringer i Nonflex-scenariet. Desuden er der vist eksogen udvikling for onshore vind og solceller samt offshore vind inklusive 42 GW investeringer.

Fleksible elforbrugsprofiler i NWE

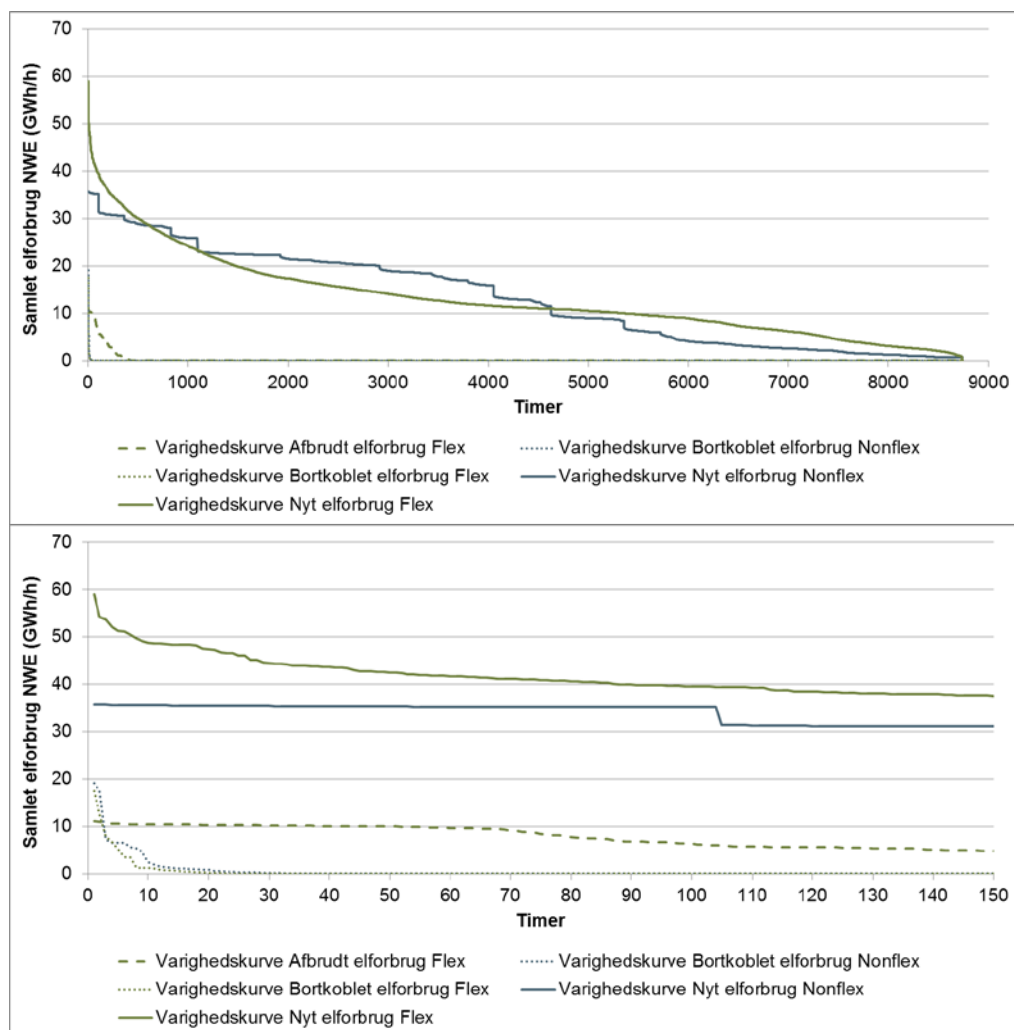
Det samlede elforbrug i NWE, det vil sige konventionelt og nyt elforbrug inklusive bortkobling og afbrudt forbrug, er vist i Figur 23.

Reduktionen i samlet spidslastforbrug i NWE på grund af afbrudt og fleksibelt elforbrug fra Nonflex til Flex er ca. 20 GW i 2035.



Figur 23 (Øverst) Varighedskurve for samlet elforbrug i NWE i 2035 for Nonflex og Flex. Desuden varighedskurve for det konventionelle elforbrug når dette er uden bortkobling og afbrydelighed. Residualforbruget i NWE i Flex viser elforbruget, der skal dækkes af elproduktionskapacitet. (Nederst) zoom på 50 timer med højeste elforbrug. Det samlede spidslastforbrug reduceres ca. 20 GW fra Nonflex- til Flex-scenariet.

På Figur 24 øverst er vist varighedskurver for samlet fleksibelt elforbrug (det vil sige primært elbiler på NWE-niveau) samt for bortkoblet og afbrydeligt elforbrug. Det ses, at det fleksible elforbrug flyttes mod timer med hhv. et højt elforbrug eller et lavt elforbrug, når det optimeres mod elprisen.



Figur 24 (Øverst) Varighedskurver for et år for hhv. fleksibelt elforbrug, bortkoblet og afbrudt elforbrug i Nonflex og Flex 2035. (Nederst) zoom på 150 timer med højeste elforbrug. Det afbrudte elforbrug er maks. ca. 11 GW. Der bortkobles elforbrug ved 3.000 EUR/MWh i få timer pr. år, fordi det ikke er økonomisk rentabelt at opføre ekstra spidslastkapacitet til at dække dette spidslastforbrug.

Der anvendes maksimalt 11 GW afbrudt elforbrug i Flex (Figur 24 nederst). I scenariet uden afbrydeligt elforbrug stiger investeringen i spidslast med ca. 11 GW (fra 25 til 36 GW, jf. Appendix 13.1.1), hvilket betyder, at det afbrudte forbrug afløser spidslastværker 1:1. I alt afbrydes 1,6 TWh/år, svarende til 0,07 pct. af det samlede årlige elforbrug i NWE.

Der bortkobles maks. ca. 20 GW konventionelt elforbrug og i alt bortkobles 0,12 TWh/år i NWE.

Indflydelsen af fleksibelt elforbrug i Danmark analyseres i kapitel 6.10.

6.5 Værdi af øget fleksibelt elforbrug i Danmark og NWE

Samfundsøkonomiske systemomkostninger er beregnet som beskrevet i afsnit 6.3. Reduktion i systemomkostning er for Flex- i forhold til Nonflex-scenariet for hhv. 2025 og 2035.

I kapitlet gennemgås først fordeling af gevinsten på lande og omkostningselementer i 2025 og 2035 i både Danmark og for NWE. Dernæst vises, hvordan gevinsten fordeler sig på teknologier og aktører i 2035 i både Danmark og NWE.

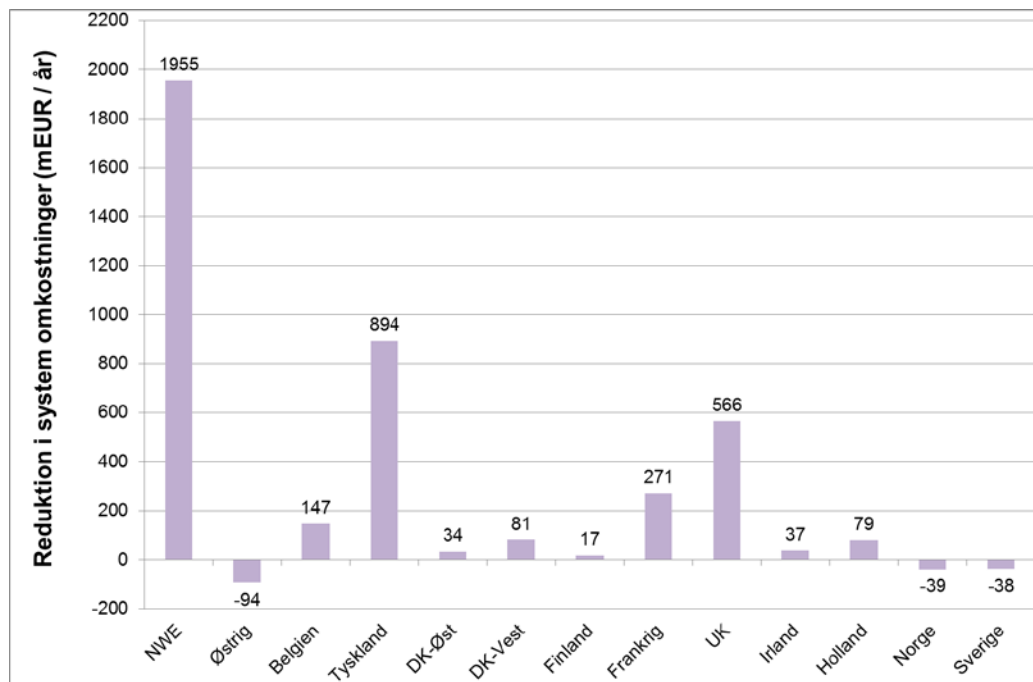
6.5.1 Samfundsøkonomisk gevinst fordelt på lande og omkostnings-elementer

2035

På Figur 25 er vist reduktion i systemomkostninger i landene i 2035. Den samlede gevinst i NWE (det vil sige, de lande der er medtaget, jf. Figur 6) er ca. 2,0 mia. EUR/år og i Danmark ca. 114 mio. EUR/år.

Lande som Østrig, Norge og Sverige, der i alle situationer leverer fleksibilitet til systemet via vand- og pumpekraft, har et nettotab ved der kommer yderligere og andet fleksibelt elforbrug i systemet.

Derimod ser man, at øvrige lande har en nettobesparelse på systemomkostninger, så lande med mange elbiler og stort afbrydeligt elforbrug får de største gevinster, det vil sige særligt Tyskland, Frankrig og UK.



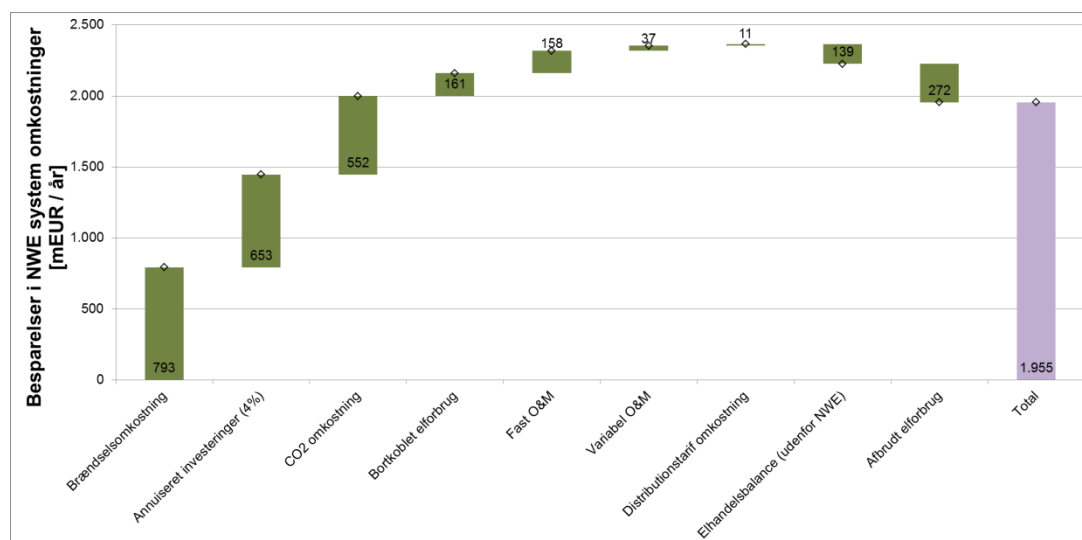
Figur 25 Reduktion i systemomkostningerne pr. land beregnet som forskellen mellem Flex- og Nonflex-scenariet i 2035. For NWE opnås en samlet gevinst på ca. 2,0 mia. EUR/år og for Danmark ca. 114 mio. EUR/år.

I Figur 26 vises bidragene til den samlede besparelse i NWE, hvoraf de væsentligste er besparelse af drift til hhv. brændsel (ca. 0,79 mia. EUR/år), besparelse ved færre investeringer i spidslastkraftværker (ca. 0,65 mia. EUR/år svarende til 20 GW mindre kapacitet) og CO₂-omkostning (ca. 0,55 mia. EUR/år).

På Figur 26 er vist ændringen i nettogevinst ved elhandel med lande udenfor modelområdet (NWE). I Flex bidrager det med en øgning af de samlede systemomkostninger i NWE på ca. 0,14 mia. EUR/år i forhold til Nonflex.

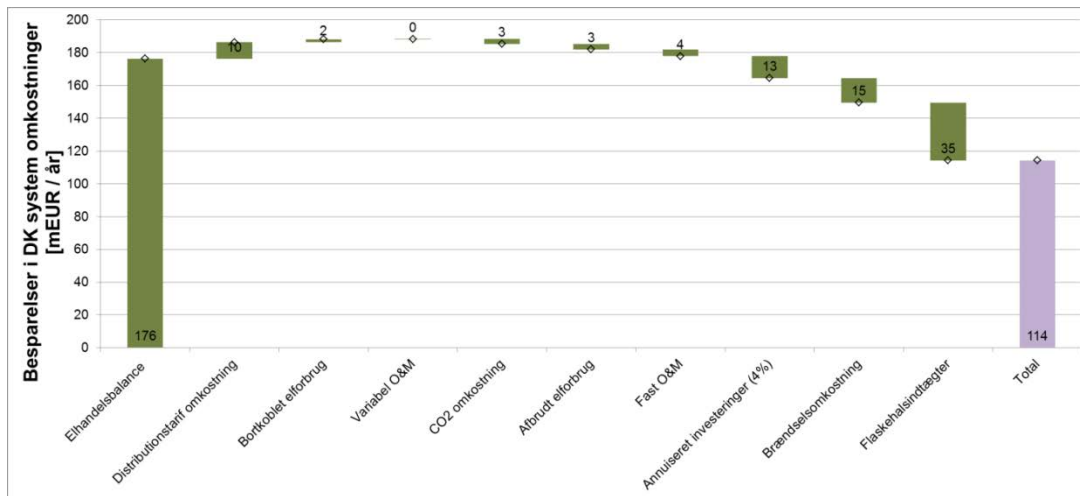
De direkte omkostninger til aktivering af afbrydeligt elforbrug er ca. 0,27 mia. EUR/år, regnet som afbrudt mængde gange pris for afbrydelighed (hhv. 1.000 DKK/MWh og 2.000 DKK/MWh).

Forklaringen på besparelse i drift på grund af øget fleksibilitet er uddybet i kapitel 6.8, hvor det ses, at fleksibelt forbrug øger udnyttelsen af kernekraft-, træpille- og vindkraftproduktion samt fortrængning af dyrere naturgasforbrug.



Figur 26 Bidrag til samlet besparelse i NWE-systemomkostninger i 2035 fra hhv. investeringer- og driftsomkostninger.

I Figur 27 er vist bidragene til systemværdien i Danmark i 2035, og samlet ses en gevinst på 114 mio. EUR/år.



Figur 27 Bidrag til samlet besparelse i DK systemomkostninger i 2035 fra hhv. investeringer- og driftsomkostninger samt elhandel og flaskehalsindtægter.

Elhandelsbalancen

Gevinst på elhandelsbalancen på 176 mio. EUR/år er det primære bidrag til den samlede gevinst. Ændring i elhandelsbalancen går fra -48 mio. EUR/år i Nonflex til +128 mio. EUR/år i Flex.

Elhandelsbalancen udtrykker den samlede nettoindkomst eller -udgift for alle danske elproducenter og elforbrugere ved at handle med udlandet. Gevinsten på elhandelsbalancen fordeles med ca. 60 pct. til danske fleksible og afbrydelige elforbrugere, ca. 20 pct. til konventionelle elforbrugere og ca. 20 pct. til elproducenter.

Øget fleksibelt elforbrug i Danmark fører til fordele i forhold til elhandel med udlandet:

- Flexibelt forbrug kan flyttes fra perioder med høje til lave importpriser.
- Flexibelt forbrug øger muligheden for eksport, når udlandet har høje elpriser på grund af at elforbruget sænkes i disse perioder.

Flexibelt forbrug i udlandet modvirker på den ene side mulighed for elhandelsbalancegevinst i Danmark, fordi udlandet opnår samme systemfordele, men på den anden side fører det til færre perioder med høje elpriser, hvilket er en fordel for den danske elhandelsbalance. Af den samlede danske gevinst på elhandelsbalancen på grund af fleksibelt forbrug på 176 mio. EUR/år i Flex-scenariet opnås ca. 35 pct. i de hhv. 10 'bedste' og 10 'værste' timer¹⁸:

¹⁸ Det undgåede importtab på grund af Flex i 10 'værste' timer: fra -90 til -38 = 52 mio. EUR/år gevinst. Den øgede eksportværdi på grund af Flex i 10 'bedste' timer: fra 5 til 15 = 10 mio. EUR/år gevinst.

Flaskehalsindtægter

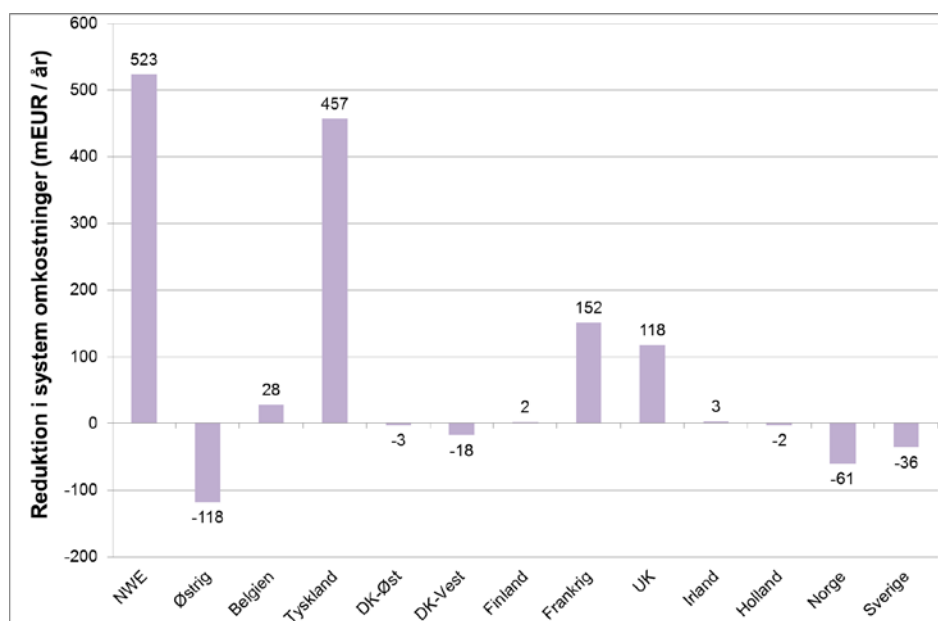
Flaskehalsindtægterne sænkes med 35 mio. EUR/år, hvorefter den danske net-toflaskehalsindtægt er ca. 361 mio. EUR/år.

Tidsvarierende nettarif

I Balmorel er medtaget tidsvarierende distributionstariffer, der antages omkostningsægte, det vil sige, reduktionen i tarifbetaling afspejler sparede netinvesteringer. I Balmorel optimeres elforbruget for at minimere den samlede omkostning til spotmarkedet og nettariffer. Ifølge Figur 27 er den samlede reduktion i tarifbetalingen i 2035 i Flex i forhold til Nonflex ca. 10 mio. EUR/år.

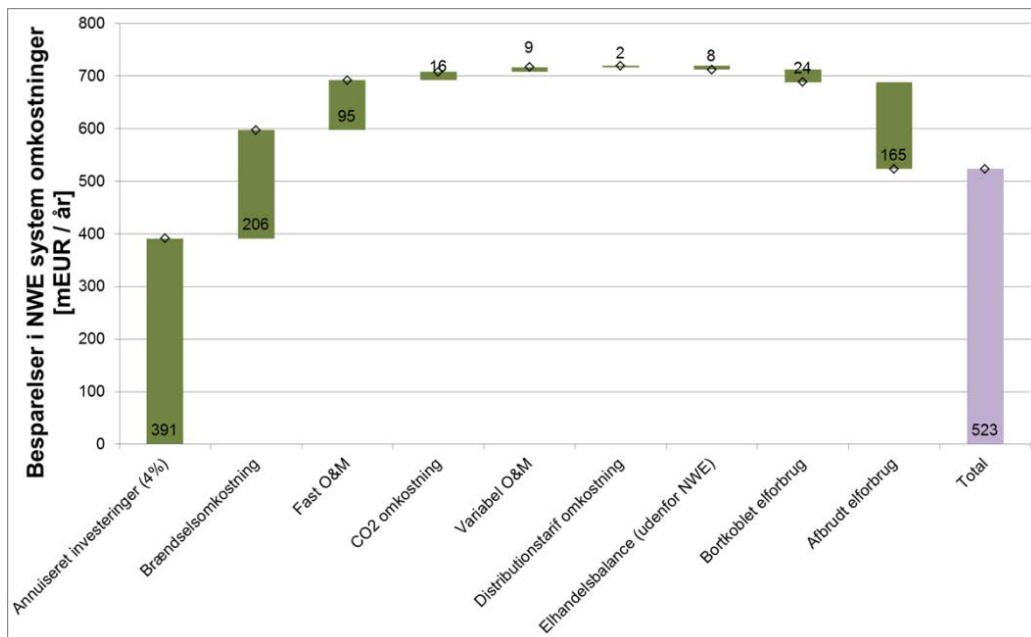
2025

For 2025 er tilsvarende vist reduktionen i systemomkostning pr. land. Det ses, at nettogevinsten i NWE er ca. 0,52 mia. EUR/år i 2025 mod ca. 2,0 mia. EUR/år i 2035. For Danmark opnås et nettotab på 20 mio. EUR/år i 2025 på grund af øget fleksibelt elforbrug i både Danmark og udlandet. Dette forklares yderligere i kapitel 6.5.4.



Figur 28 Reduktion i systemomkostningerne pr. land beregnet som forskellen mellem Flex- og Nonflex- scenarierne i 2025. For NWE opnås en samlet gevinst på 0,52 mia. EUR/år og for Danmark et tab på ca. 20 mio. EUR/år.

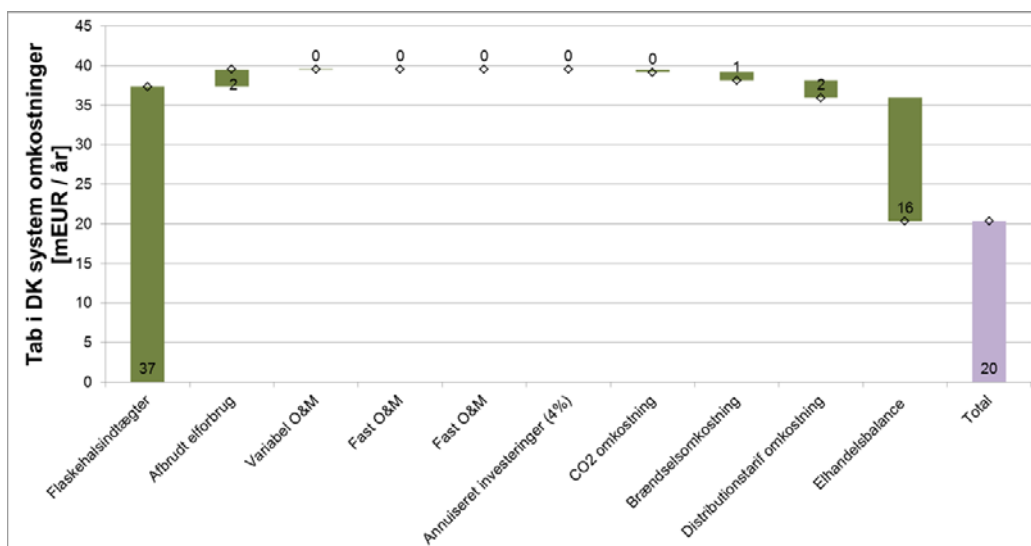
I Figur 29 fremgår det, at sparede investeringer på ca. 0,39 mia. EUR/år udgør det største bidrag til den samlede gevinst på 0,52 mia. EUR/år i 2025, og at det udgør en større andel end i 2035.



Figur 29 Bidrag til samlet besparelse i NWE systemomkostninger i 2035 fra hhv. investeringer og driftsomkostninger.

Ændringen i den danske systemomkostning i 2025 er vist på Figur 30. Bemærk, figuren viser tab, det vil sige, flaskehalsindtægter sænkes med 37 mio. EUR/år, mens elhandelsbalancen forbedres med ca. 16 mio. EUR/år. Distributionstariffbetaling sænkes med 2 mio. EUR/år i 2025, hvilket repræsenterer en besparelse i distributionsnetomkostninger.

Nettotabet i systemomkostninger i Danmark er -20 mio. EUR/år.



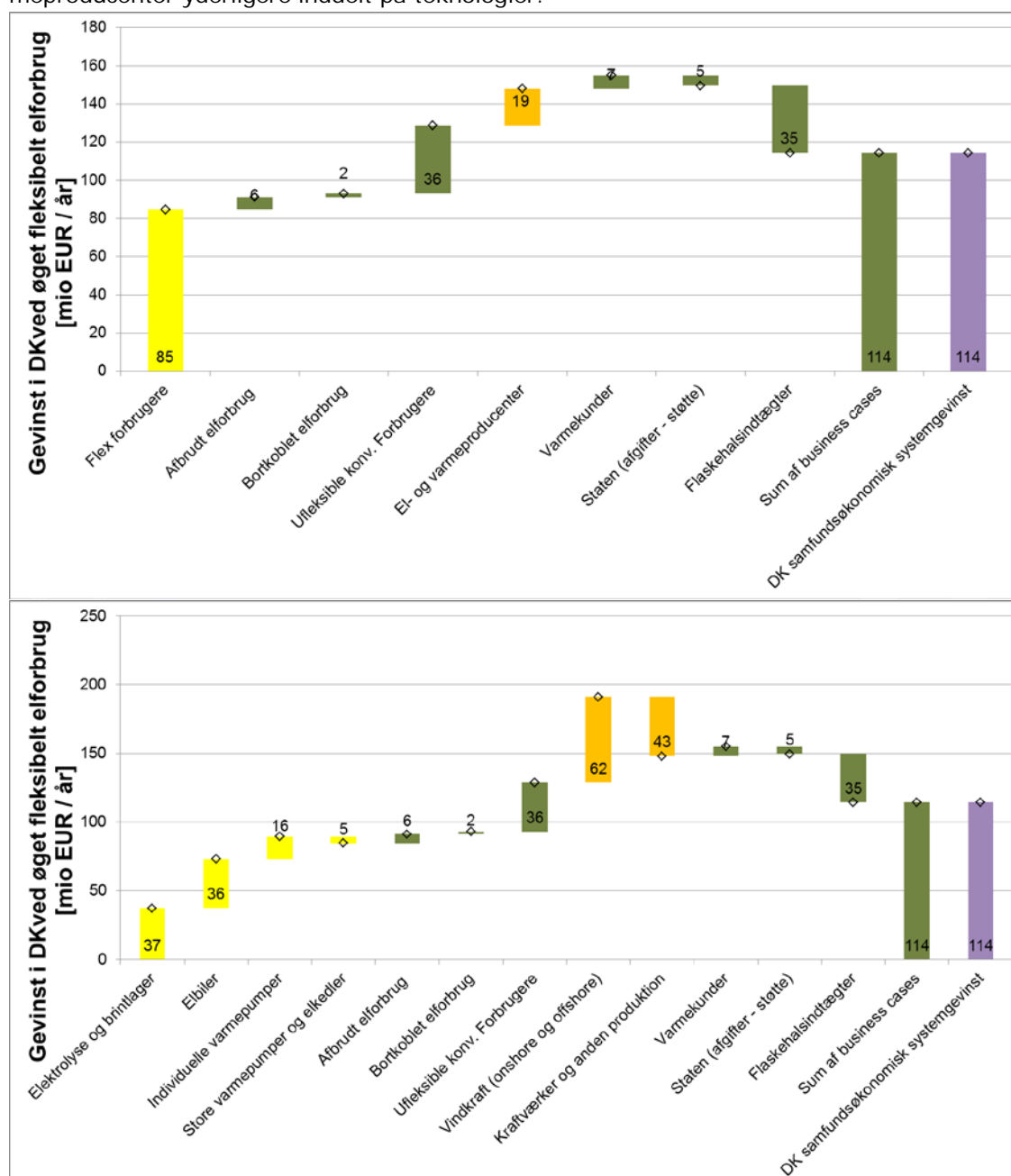
Figur 30 Bidrag til **tab** i DK systemomkostninger i 2025 fra hhv. investeringer og driftsomkostninger samt elhandel og flaskehalsindtægter. Der er samlet set et tab på 20 mio. EUR/år i 2025 på grund af øget fleksibelt elforbrug i hele NWE.

6.5.2 Samfundsøkonomisk gevinst fordelt på aktører og teknologier

Danmark i 2035

Systemgevinsten i Danmark deles mellem aktører i det danske system. Det er i afsnit 6.3 beskrevet, hvordan business casen beregnes for aktørerne.

På Figur 31 (øverst) er business cases på aktører i Danmark i Flex i 2035 vist, og på Figur 31 (nederst) er gevinsten for fleksible elforbrugere samt el- og varmeproducenter yderligere inddelt på teknologier.



Figur 31 (Øverst) Fordeling af dansk samfundsøkonomisk systemgevinst på danske aktører i **Flex-scenariet 2035**. (Nederst) Medtaget fordeling af gevinst for fleksible elforbrugere og elproducenter på teknologier.

Det ses, at summen af gevinster for danske aktører (med samfundsøkonomisk investeringsrente) er lig med den danske samfundsøkonomiske systemgevinst.

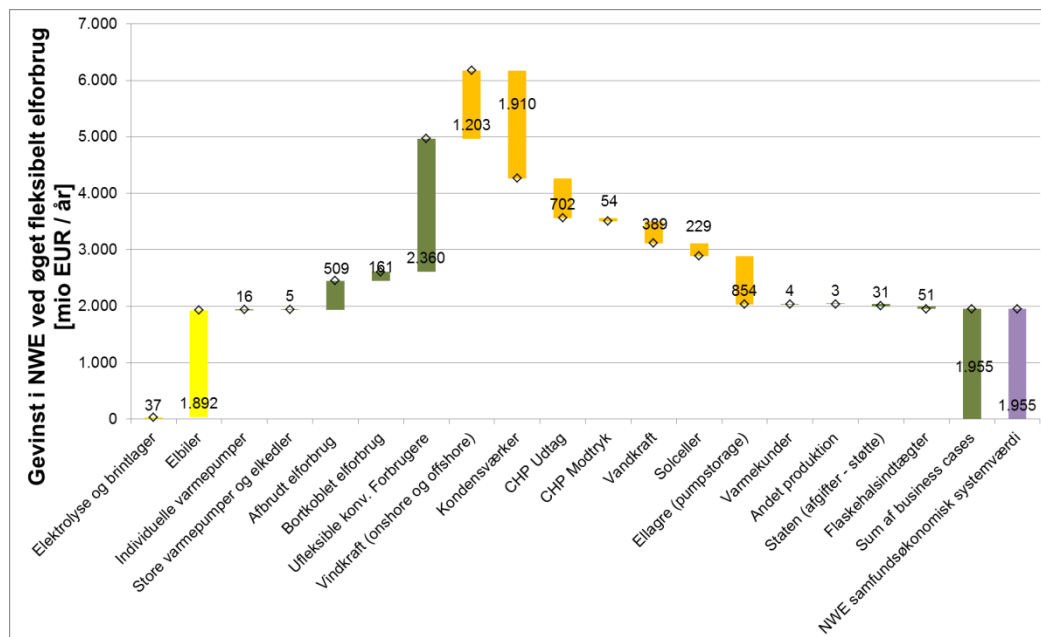
Det er på grund af ændringen i de fleksible forbrugeres driftsmønster i Danmark og udlandet, at systemgevinsten i Danmark opstår.

De fleksible forbrugeres besparelser udgør 85 mio. EUR/år ud af den samlede nettogevinst på 114 mio. EUR/år i Danmark. Konventionelt elforbrug opnår også en gevinst på 36 mio. EUR/år på trods af, at de har et uændret driftsmønster; besparelsen opstår på grund af ændring i elprisen i Flex- i forhold til Nonflex-scenariet.

El- og varmeproducenter opnår en nettogevinst på 19 mio. EUR/år på grund af øget fleksibelt elforbrug, hvilket indeholder +62 mio. EUR/år til danske vindproducenter på grund af bedre afregningspriser og mindre bortkobling af vindproduktion samt et tab på -43 mio. EUR/år fra kraftværker.

NWE i 2035

På Figur 32 er ligeledes vist, hvordan den samlede systemgevinst fordeles på aktører og teknologier i NWE.



Figur 32 Fordeling af NWE samfundsøkonomisk systemgevinst på aktører og teknologier i Flex-scenariet 2035.

På NWE-niveau er gevinsten fra elbiler dominerende for fleksibelt elforbrugere (da de andre typer fleksible elforbrug kun er medtaget i Danmark).

Det ses, at indflydelsen fra fleksible elforbrug på elpriserne skaber gevinster for især konventionelt elforbrugere (2,4 mia. EUR/år) og vindmøller (1,2 mia.

EUR/år). Øvrige elproducenter og ellagre får reduceret indtjening med samlet 4,1 mia. EUR/år på grund af øget fleksibelt elforbrug.

6.5.3 Gevinst for konventionelle elforbrugere og vindmøller

For vindmøller øges afregningsprisen, samt der bortkobles mindre vindproduktion, der også får denne højere afregningspris.

I tabellen er vist indflydelsen i Flex i forhold til Nonflex af fleksibelt elforbrug på afregningspris for vind, reduktion i bortkobling af vind samt elprisen for konventionelle elforbrugere:

2035	Afregningspris for vind ¹⁹ (EUR/MWh)	Reduktion i bortkoblet vind ²⁰ (TWh/år)	Forbrugsvægtet elpris for konventionelt elforbrug ²¹ (EUR/MWh)
DK	+1,3	0,3	-1,1
NWE	+1,1	4,8	-1,0

Tabel 4 Indflydelse af fleksibelt elforbrug på konventionelle forbrugere og vindproduktion i Flex i 2035.

Ændringen i elpriser på grund af fleksibelt elforbrug svarer til at prispresset²² for vind i Danmark sænkes fra 19 pct. til 16 pct.

6.5.4 Indflydelse af NWE flex på værdi af dansk fleksibilitet

Det ses i tabellerne nedenfor, at værdien af fleksibilitet i Danmark påvirkes af, hvad resten af NWE gør. Hvis der i 2035 (Tabel 34) kun udvikles fleksibelt elforbrug i Danmark og ingenting i resten af NWE, har den danske fleksibilitet en øget dansk systemgevinst på 124 mio. EUR/år (DK Flex + NWE Nonflex). Hvis der både er fleksibilitet i Danmark og resten af NWE, er der samlet en reduktion i de danske systemomkostninger på 114 mio. EUR/år (Flex). Hvis der kun er fleksibelt elforbrug udenfor Danmark, øges den danske systemgevinst med 17 mio. EUR/år (DK Nonflex + NWE Flex).

Værdien af øget dansk fleksibilitet, hvis resten af NWE allerede er fleksibelt, bliver derved 97 mio. EUR/år (114 – 17 mio. EUR/år) i 2035.

På samme måde kan 2025 vurderes (Tabel 33). Når der kun udvikles fleksibelt elforbrug i Danmark og ingenting i resten af NWE, har den danske fleksibilitet en øget danske systemgevinst på 18 mio. EUR/år (DK Flex + NWE Nonflex). Hvis der både er fleksibilitet i Danmark og i resten af NWE, opnås der med den samme danske fleksibilitet dog ikke længere en samlet reduktion i de danske systemomkostninger, men en stigning på samlet 20 mio. EUR/år (Flex). Hvis der kun er fleksibelt elforbrug uden for Danmark, stiger de danske systemomkostninger med 30 mio. EUR/år (DK Nonflex + NWE Flex). Værdien af at få dansk

¹⁹ Vindafregningsprisen øges i DK fra 69,2 til 70,5 EUR/MWh og i NWE fra 65,8 til 66,9 EUR/MWh.

²⁰ Mængden af vindproduktion øges i DK fra 30,7 til 31,0 TWh og i NWE fra 800,8 til 805,6 TWh.

²¹ Den forbrugsvægtede elpris sænkes i Danmark fra 85,3 til 84,2 EUR/MWh og i NWE fra 83,4 til 82,4 EUR/MWh.

²² Prispress for vind (pct.) = (Forbrugsvægtet elpris - Afregningspris for vind) / forbrugsvægtet elpris * 100 pct.

fleksibilitet, hvis resten af NWE allerede er fleksibelt, bliver derved 10 mio. EUR/år i 2025.

2025	NWE Nonflex	NWE Flex
DK Nonflex	Reference	-30 mio. EUR/år
DK Flex	+ 18 mio. EUR/år	- 20 mio. EUR/år
Værdi af DK Flex i DK	+ 18 mio. EUR/år	+ 10 mio. EUR/år

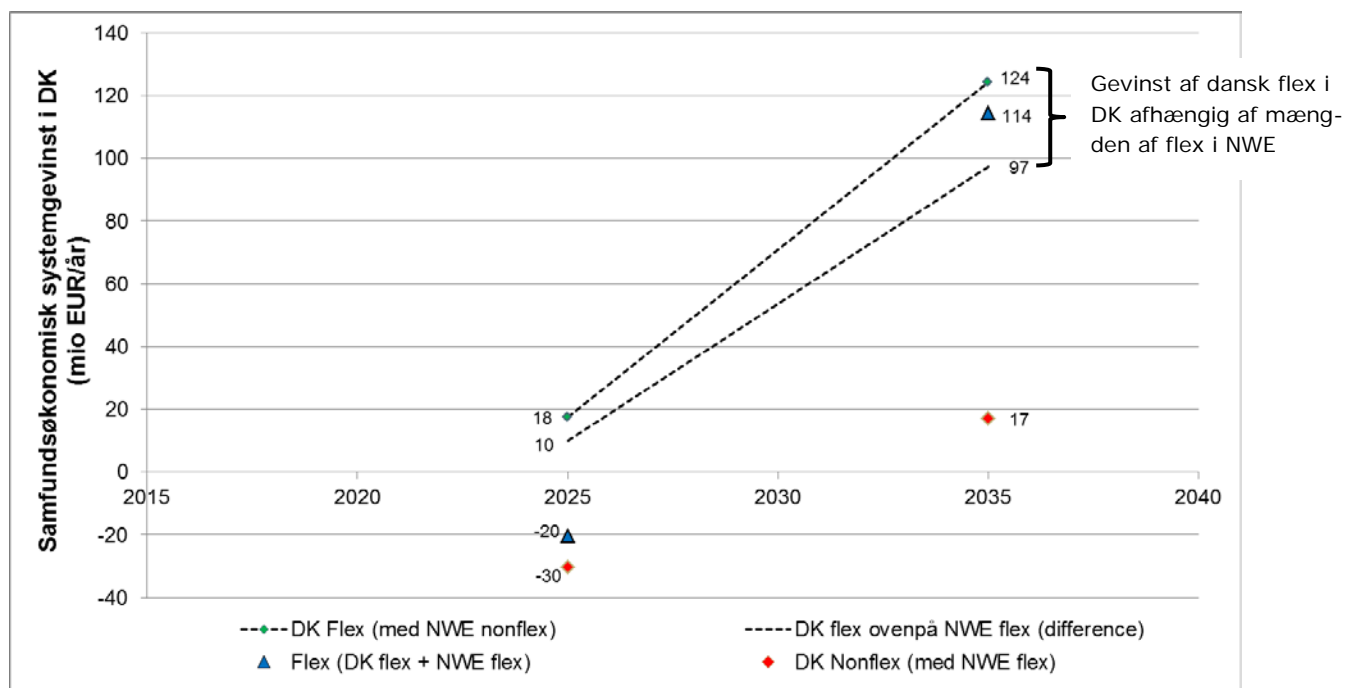
Tabel 33 Ændring i systemgevinst i 2025 i Danmark i scenarier med forskellig mængde fleksibilitet i hhv. Danmark og resten af NWE i forhold til referencen.

2035	NWE Nonflex	NWE Flex
DK Nonflex	Reference	+ 17 mio. EUR/år
DK Flex	+ 124 mio. EUR/år	+ 114 mio. EUR/år
Værdi af DK Flex i DK	+ 124 mio. EUR/år	+ 97 mio. EUR/år

Tabel 34 Ændring i systemgevinst i 2035 i Danmark i scenarier med forskellig mængde fleksibilitet i hhv. Danmark og resten af NWE i forhold til referencen.

Det betyder for 2025 med de givne forudsætninger, så vil fleksibilitet i resten af NWE øge de samfundsøkonomiske omkostninger i Danmark uanset hvad Danmark gør, men ved indførelse af øget fleksibilitet i Danmark kan problemet reduceres fra -30 til -20 mio. EUR/år. Det er kun hvis resten af NWE ikke når at levere fleksibilitet at tallet vendes til et plus. For 2035 er der samfundsøkonomiske positive tal i hele tabellen. Konklusionen er derfor, at det – på systemomkostningerne – kan betale sig at have fleksibilitet i Danmark, uanset hvad resten af NWE gør (plus på alle differencer), men at værdien af den danske fleksibilitet i Danmark påvirkes af, hvor meget konkurrence der er fra fleksibilitet i resten af NWE.

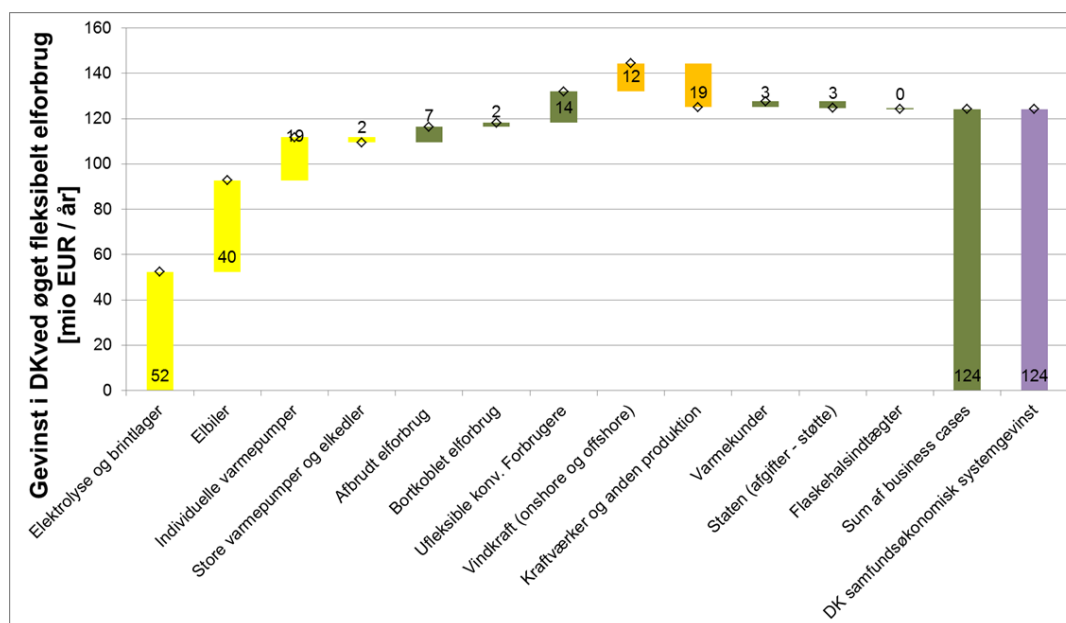
Det er på Figur 35 illustreret, hvordan gevinsten af øget dansk fleksibelt elforbrug afhænger af, hvor meget fleksibilitet der er i NWE. I alle scenarierne fører ekstra dansk fleksibilitet til øget samfundsøkonomisk systemgevinst i Danmark.



Figur 35 Samfundsøkonomisk systemgevinst i Danmark af fleksibelt elforbrug i Danmark afhængigt af mængden af fleksibilitet i udlandet.

Ændring af gevinster i Danmark afhængigt af fleksibilitet i udlandet

Samlet set medfører fleksibelt elforbrug i udlandet, at gevinsten for fleksibelt elforbrug i Danmark bliver sænket, mens gevinsten for konventionelt elforbrug og vindmøller i Danmark bliver øget.



Figur 36 Fordeling af dansk systemgevinst på danske aktører og teknologier i scenariet DK Flex NWE Nonflex for 2035.

I Figur 36 ses en opdeling af gevinsten på aktører og teknologier for scenariet uden fleksibilitet i udlandet. Gevinsten for de danske fleksible elforbrugere på samlet 110 mio. EUR/år er signifikant større uden konkurrencen fra øget fleksibelt elforbrug i udlandet (85 mio. EUR/år med fleksibilitet i udlandet). Tilsvarende er påvirkningen på danske el- og varmeproducenter samt konventionelt elforbrug meget mindre uden fleksibilitet i udlandet. Dette skyldes, at det danske fleksible elforbrug ikke ændrer elprisen i samme grad, som når der er fleksibelt elforbrug i udlandet. Det kræver altså en stor mængde fleksibelt elforbrug i hele NWE signifikant at øge afregningspriserne for fx vindproduktionen.

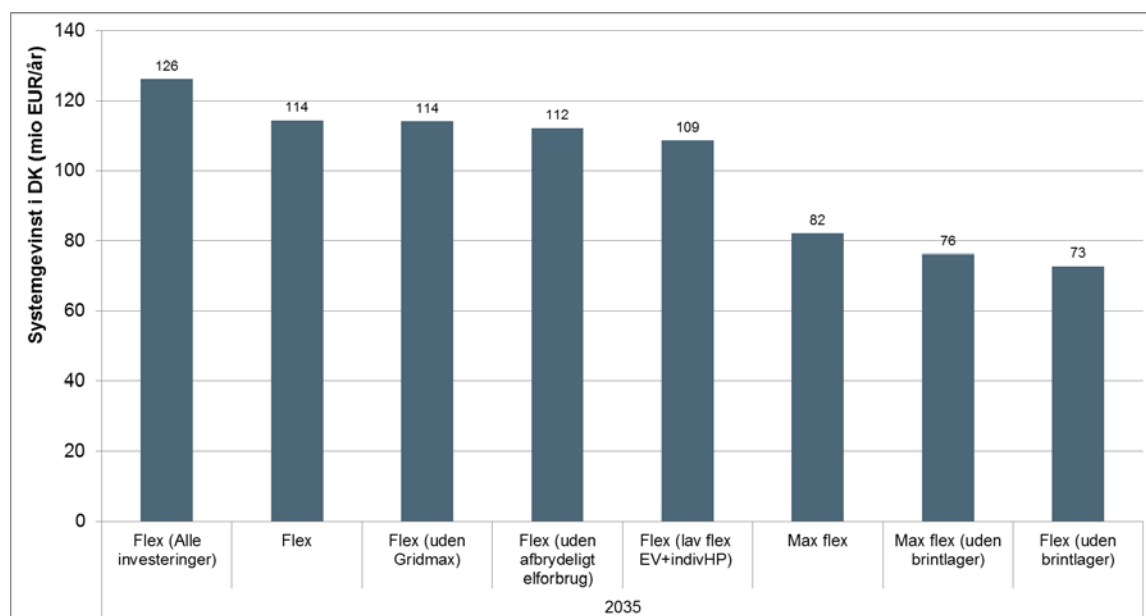
6.6 Følsomhedsscenarioer for 2035

I kapitlet vises systemgevinster for udvalgte scenarier for Danmark og NWE i 2035. For visse scenarier uddybes gevinsten i fordeling på aktører og teknologier.

En liste over systemgevinst i Danmark og NWE for alle scenarierne ses i Appendix 13.

DK

På Figur 37 ses ændringen af den danske systemgevinst i 2035 i udvalgte følsomhedsscenarioer

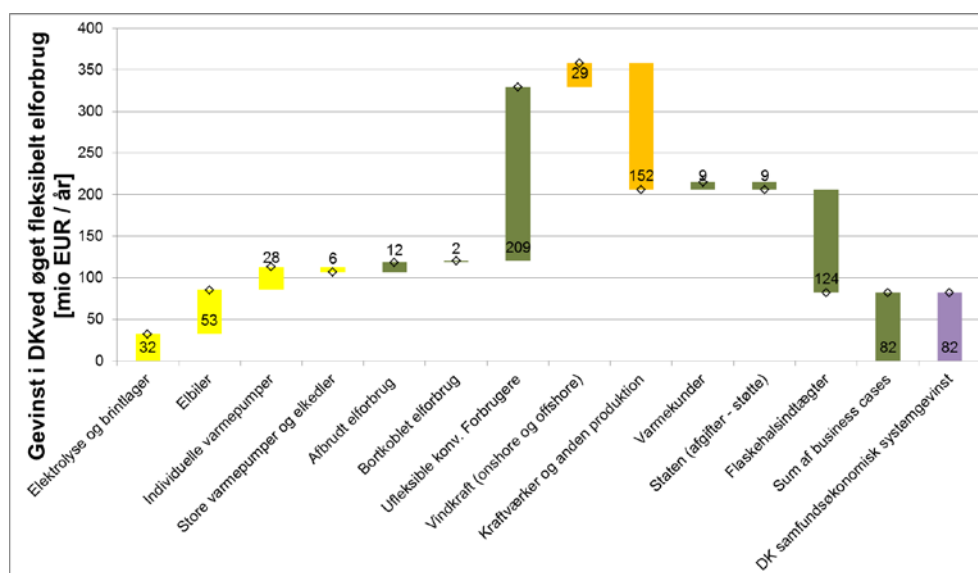


Figur 37 Samfundsøkonomisk systemgevinst i Danmark for udvalgte følsomhedsscenarioer sammen med Flex-scenariet i 2035.

I Maxflex er der dobbelt så meget fleksibilitet fra elbiler, individuelle varmepumper og afbrydeligt elforbrug i Danmark som i Flex. Alligevel falder systemgevinsten af fleksibilitet i Danmark fra 114 mio. EUR/år til 82 mio. EUR/år. Dette skyldes, som tidligere beskrevet i kapitel 6.5.4, at forholdet mellem fleksibilitet i Danmark og NWE er afgørende for systemgevinsten i Danmark, og at NWE i

Maxflex får relativt mere fleksibilitet end i Danmark. Det ses ved sammenligning med Maxflex (uden afbrydeligt elforbrug), at det især er en stor mængde afbrydeligt elforbrug i NWE, der sænker systemgevinsten i Danmark. Uden afbrydeligt elforbrug i Maxflex stiger den danske gevinst til 132 mio. EUR/år.

I Figur 38 er det vist, hvordan gevinsten fordeles på danske aktører og teknologier i Maxflex. Der er en stor transfereringseffekt fra producenter til forbrugere på grund af ændrede elpriser, når der tilføjes mere fleksibelt elforbrug. Det ses, at gevinsten for ufleksible konventionelle forbrugere øges markant til 209 mio. EUR/år (i forhold til 36 mio. EUR/år i Flex). Samtidig øges tabet for elproducenter (eksklusive vindmøller) til 152 mio. EUR/år (i forhold til 43 mio. EUR/år i Flex). Flaskehalsindtægterne falder også markant med 124 mio. EUR/år (i forhold til 35 mio. EUR/år i Flex).



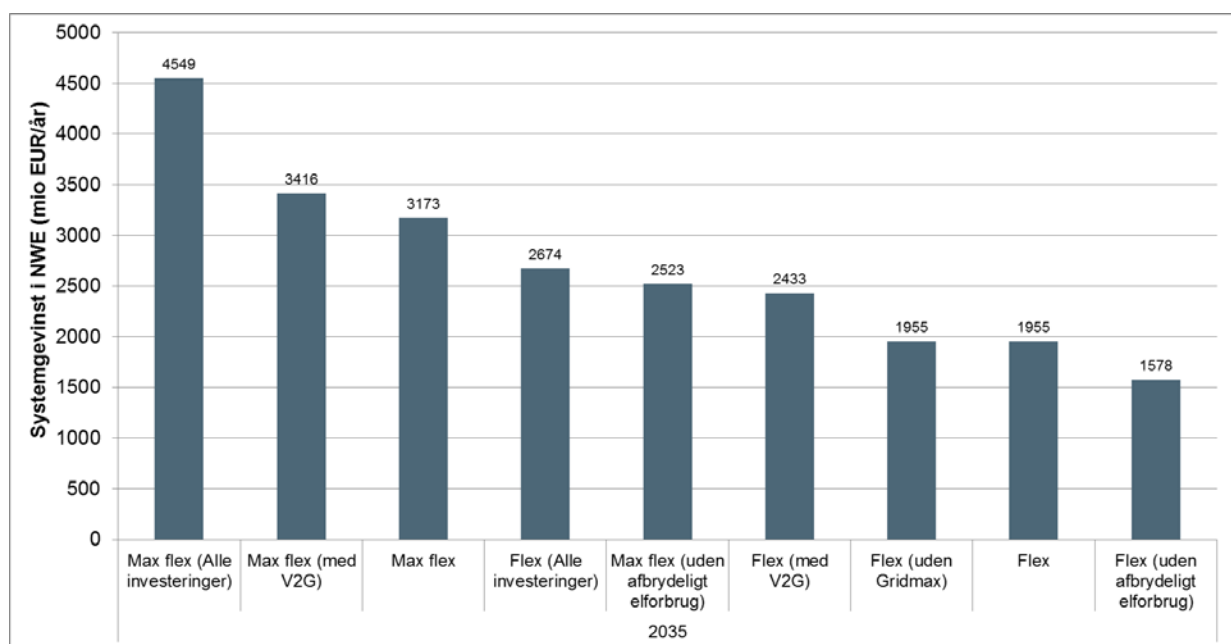
Figur 38 Fordeling af dansk systemgevinst på danske aktører og teknologier i scenariet Maxflex for 2035. Investering i brintlager har stor indflydelse på systemgevinsten i Danmark i Flex, idet den sænkes fra 114 til 73 mio. EUR/år (Flex uden brintlager) i 2035. Betydningen af brintlageret er dog markant mindre i Maxflex (uden brintlager) hvor systemgevinsten kun sænkes fra 82 til 76 EUR/år. Det ekstra fleksible elforbrug fra elbiler, individuelle varmepumper og afbrydeligt elforbrug i både Danmark og NWE i Maxflex gør, at ekstra elektrolyse- og brintlagerkapacitet i Danmark systemoptimalt set skal være væsentlig mindre og hermed bidrager mindre til systemgevinsten i Danmark.

Af Figur 37 fremgår det, at begrænsningen af elbiler og varmepumpers maksimale opladning (Gridmax) stort set ingen indflydelse har på systemværdien i Danmark i 2035, idet den fortsat er 114 mio. EUR/år.

I kapitel 7.3 vises Gridmax-begrænsningens indflydelse på spidslastforbruget i distributionsniveauet samt indflydelsen på omkostningen til distributionsnetforstærkninger.

I scenariet med Lav Flex EV+Indiv VP er grænserne for det fleksible elforbrug sænket, således at indetemperaturer i huse skal holdes på +/- 0,75 °C (i forhold til +/- 1,5 °C i Flex), mens elbiler skal være 95 pct. opladt kl 6 om morgenen (i forhold til 80 pct. i Flex). Den danske systemgevinst bliver kun sænket til 109 mio. EUR/år i forhold til 114 mio. EUR/år, delvist fordi investeringen i brint-lagring samtidig øges, og delvist fordi denne fleksibilitet fortsat er tilstrækkelig til at 'undgå' de væsentligste perioder med høje elpriser.

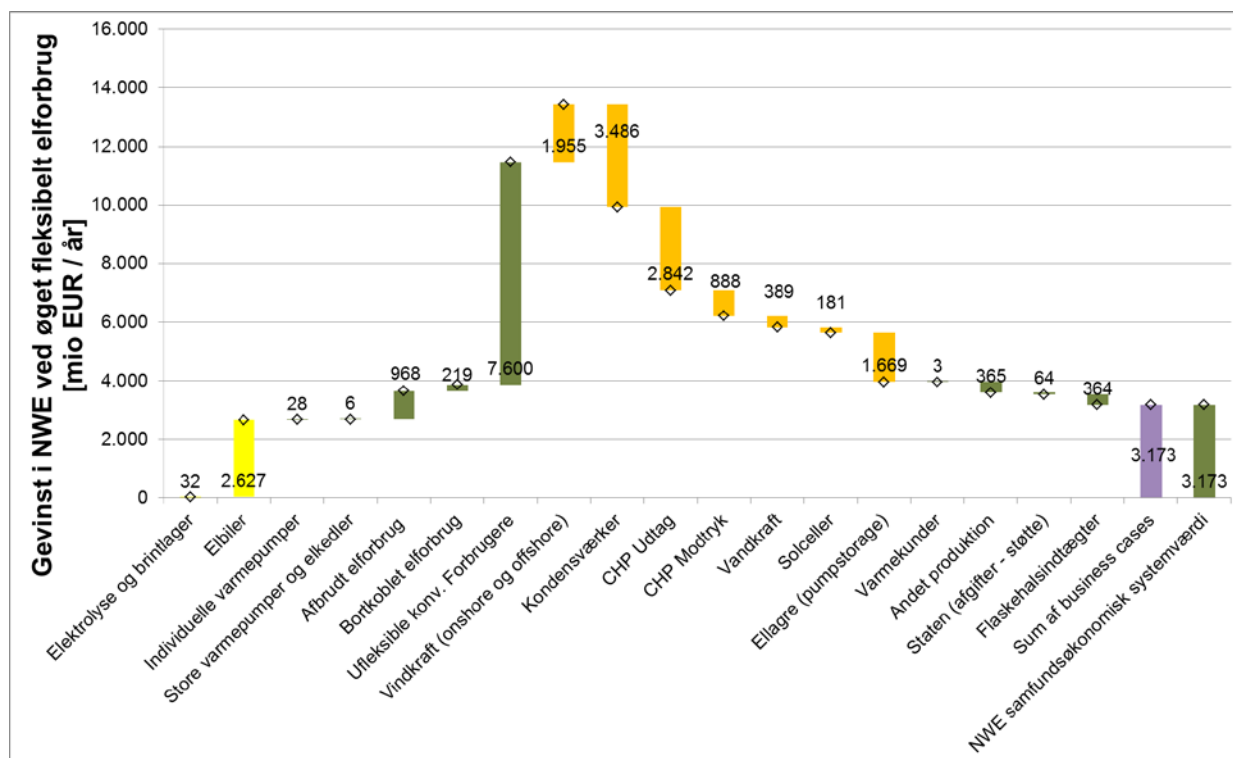
Reduktionen i systemomkostninger i NWE for udvalgte følsomhedsscenerier sammenlignet med Flex-basissceneriet er vist i Figur 39.



Figur 39 Samfundsøkonomisk systemgevinst i NWE for udvalgte følsomhedsscenerier sammen med Flex-sceneriet i 2035.

Generelt set ses det, at jo mere fleksibelt forbrug (det vil sige mere volumen og færre restriktioner i fleksibiliteten), jo højere er værdien af fleksibilitet i NWE. Der er dog en aftagende marginalværdi af fleksibiliteten; ca. 100 pct. ekstra Flex (fra Flex til Maxflex) giver ca. 60 pct. højere systemgevinst i NWE (fra 2,0 til 3,2 mia. EUR/år).

På trods af aftagende marginalværdi i forhold til systemgevinst ved yderligere fleksibelt elforbrug (fra Flex til Maxflex) er der en stor transferingseffekt fra producenter til forbrugere på grund af ændrede elpriser. Dette er vist på Figur 40, hvor det ses, at de konventionelle ufleksible elforbrugere opnår en gevinst på 7,6 mia. EUR/år i Maxflex i forhold til 2,4 mia. EUR/år i Flex. Tilsvarende stiger tabet for elproducenter til 9,8 mia. EUR/år i forhold til 4,1 mia. EUR/år i Flex.



Figur 40 Fordeling af systemgevinst på aktører og teknologier i NWE i scenariet Maxflex for 2035.

Stigningen i systemgevinsten i NWE med V2G i Flex er ca. 500 mio. EUR/år, mens V2G i Maxflex kun øger gevinsten med ca. 250 mio. EUR/år; også her ses en aftagende marginalværdi. Værdien af V2G afhænger af konkurrenceforholdet især i forhold til afbrydeligt elforbrug, eftersom begge dele bruges i perioder med meget høje elpriser og til at reducere spidslastinvesteringer.

Afbrydeligt konventionelt elforbrug giver et betydeligt bidrag til samlet systemgevinst, hvilket ses ved, at flexværdien falder fra 2,0 til 1,6 mia. EUR/år, når det afbrydelige forbrug fjernes fra Flex-scenariet. Dette skyldes, at det afbrydelige elforbrug i høj grad kan erstatte spidslastinvesteringer.

Gridmax-begrænsningen (20 pct.) har stort set ingen betydning for systemgevinsten på NWE-niveau i Flex, ligesom det var tilfældet for den danske systemgevinst.

Optimering af fleksibelt elforbrug med alle investeringer

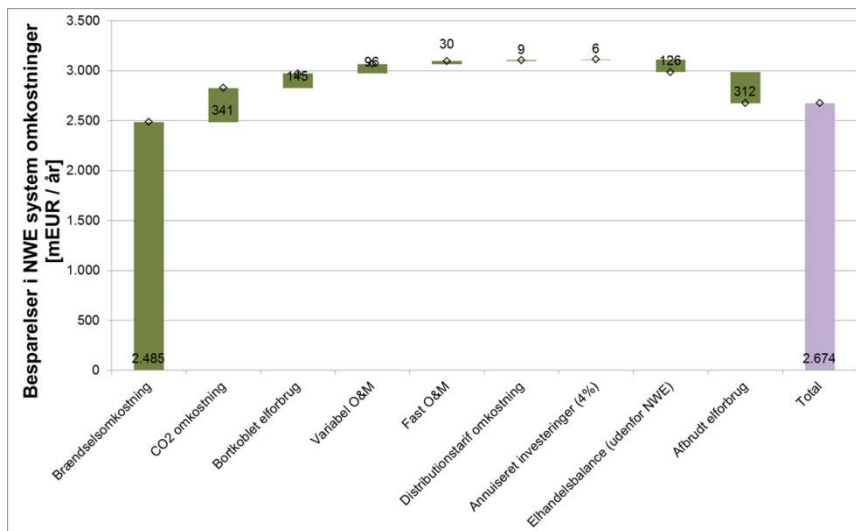
I Maxflex påvirker fleksibelt elforbrug kun spidslastinvesteringer (Gas OCGT), og systemgevinsten er 3,2 mia. EUR/år. I Maxflex (alle investeringer) øges systemgevinsten til 4,5 mia./år svarende til 43 pct. stigning, hvis drift og investering i fleksibelt elforbrug kan koordineres optimalt med alle typer kraftværks- og offshore vindinvesteringer.

Samme tendens ses i Flex (alle investeringer), hvor systemgevinsten er 2,7 mia. EUR/år i forhold til 2,0 mia. i Flex svarende til 37 pct. stigning.

Med alle investeringer optimeret i forhold til fleksibelt elforbrug er det systemoptimalt med større mængde offshore vind, hhv. 54 GW i Maxflex (alle investeringer) og 49 GW i Flex (alle investeringer) i stedet for 42 GW i Nonflex. Elprisen øges i perioder med meget vind på grund af fleksibelt elforbrug, hvilket gør det systemmæssigt rentabelt at investere i yderligere vindproduktionskapacitet.

Desuden bliver de samlede investeringer til relativt dyr udtagsteknologi i forbindelse med ny kraftværkskapacitet (CCGT og træpilleudtag med alle investeringer optimeret i forhold til fleksibelt elforbrug), reduceret i forhold til Nonflex.

I Figur 41 ses det for Flex (alle investeringer) bliver den samlede systemgevinst i NWE domineret af reduktion i brændselsomkostninger i højere grad end i Flex (jf. Figur 29), fordi mere offshore vind fortrænger brugen af dyrere brændsel.



Figur 41 Omkostningselementers bidrag til samlet systemgevinst i Flex (alle investeringer) i 2035. På grund af øget vindproduktion udgør reduktion i brændselsomkostninger en større andel af den samlede gevinst end i Flex.

Yderligere følsomhedsanalyser

Indflydelse af transmissionskapacitet og -tilgængelighed på værdien af fleksibilitet og samlede systemomkostninger er beskrevet i Appendix 9.4.

6.7 Business cases ud fra gevinster på systemniveau

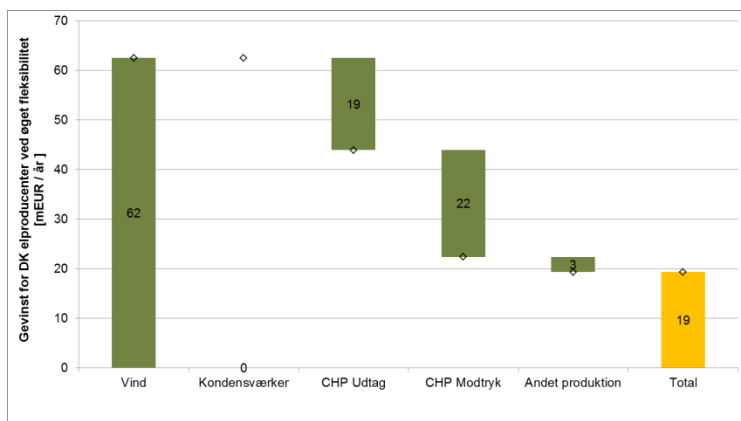
I det følgende undersøges business casen for forskellige teknologier inden for hhv. elproduktion og elforbrug.

I dette kapitel er alle investeringer regnet med 8 pct. realrente.

6.7.1 Elproduktion

På Figur 42 ses det, at vindmøller tilsammen får en merbetaling på 62 mio. EUR/år for elproduktionen, på trods af den installerede kapacitet af onshore og offshore vind er ens i både Nonflex- og Flex-scenariet.

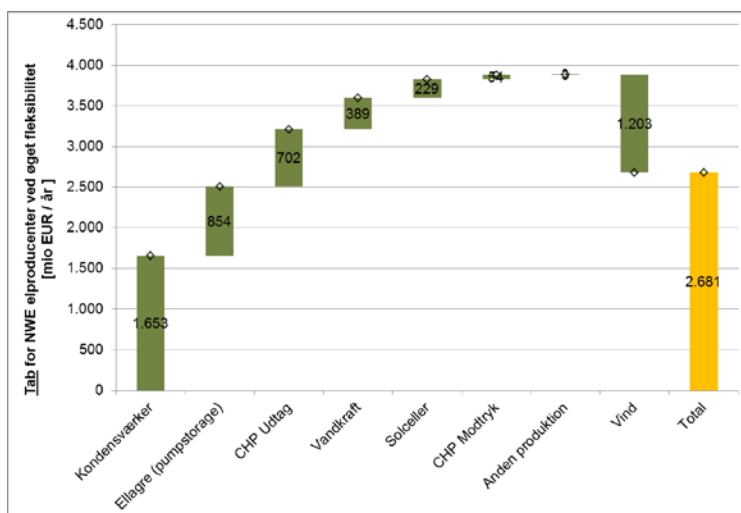
Det er primært kraftvarmeværker (udtags- og modtryksværker), der opnår et tab i forhold til Nonflex-scenariet på grund af øget fleksibelt elforbrug i Flex-scenariet.



Figur 42. Gevinster for e-l og varmeproducenter på grund af øget fleksibelt elforbrug i Danmark i Flex-scenariet 2035.

Der er på tilsvarende måde vist ændring i business case (investering og drifts-omkostninger) for elproducenter i hele NWE. Samlet set opnås et tab på ca. 2,7 mia. EUR/år (8 pct. realrente).

Termiske kraftværker, pumpekraft, solceller og vandkraft får tab på samlet ca. 3,9 mia. EUR/år. Vindkraft får en gevinst på ca. 1,2 mia. EUR/år.



Figur 43 Tab for elproducenter i NWE på grund af øget fleksibelt elforbrug i Flex-scenariet 2035.

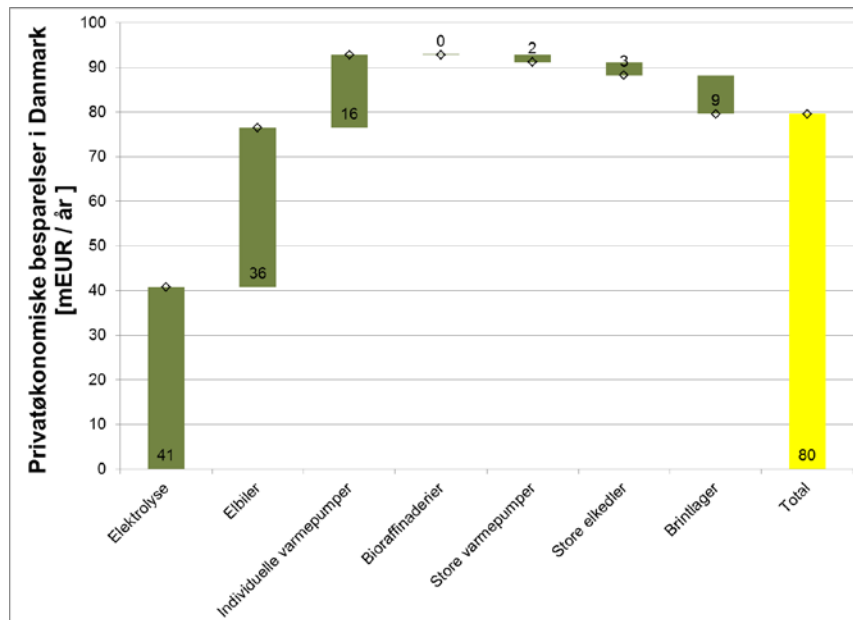
6.7.2 Flexibelt elforbrug i Danmark

I dette afsnit vises resultater for forskellige teknologier med fleksibelt elforbrug i forskellige scenarier.

- 'Elbiler' og 'Individuelle varmepumper' er et samlet resultat for fleksible og ufleksible enheder, idet der er 50 pct. af hver i Flex-scenariet.
- 'Elbiler_flex' og 'Individuelle varmepumper_flex' viser resultat kun for fleksible enheder.
- I 'Maxflex'-scenariet er alle enheder fleksible, det vil sige, fx 'Elbiler' og 'Elbiler_flex' er ens i dette tilfælde.

Samlet gevinst pr. år

I Figur 44 ses gevinsten for danske fleksible elforbrugere i 2035 i Flex.

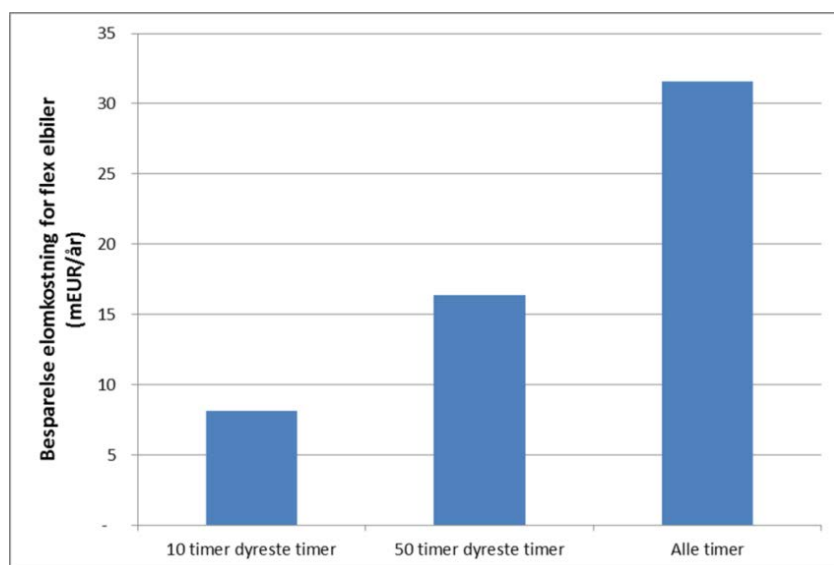


Figur 44 Årlig gevinst for fleksible elforbrugsteknologier (8 pct. realrente).

Elektrolyse og tilhørende brintlager, der muliggør prisfleksibel produktion, sænker produktionsomkostningen til elektrolyse med 55 mEUR/år. Investeringen i denne teknologi koster 14 mio. EUR/år, mens lagringsmuligheden koster 9 mio. EUR/år (annuieret investering ved 8 pct. rente og O&M). Nettogevinsten er hermed 32 mio. EUR/år (55- 14 – 9 mio. EUR/år) ved at elforbruget til elektrolyse er blevet fleksibelt. Det vil sige, det kan betale sig at investere i et brintlager for at sikre sig bedre elpriser.

Den samlede gevinst for elbiler i Flex er på 36 mio. EUR/år, hvoraf langt størstedelen udgøres af de 50 pct. fleksible elbiler. Besparelsen i tarifbetaling udgør ca. 5 mio. EUR/år af den samlede besparelse for de fleksible elbiler.

På Figur 45 er vist, hvordan de hhv. 10 og 50 dyreste timer bidrager til besparelsen i elspotomkostning for elbilerne.



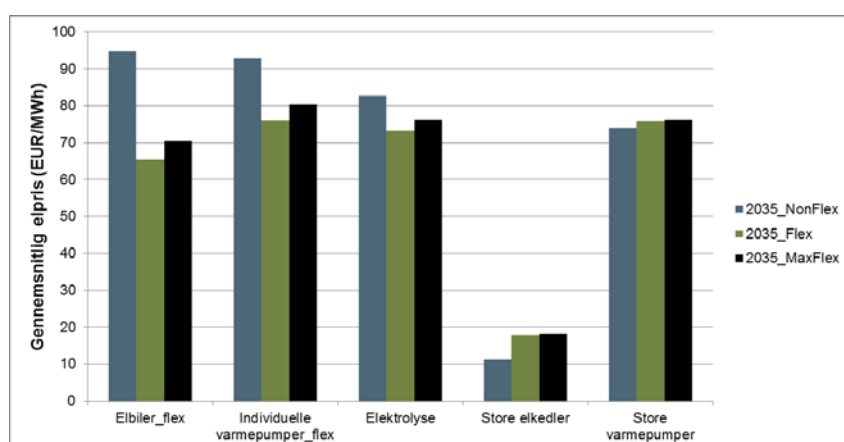
Figur 45 Bidrag til elspotbesparelsen for elbiler i hhv. de 10 og 50 dyreste timer.

Den samlede gevinst for individuelle varmepumper i Flex er på 16 mio. EUR/år, hvoraf langt størstedelen udgøres af de 50 pct. fleksible varmepumper. Besparelsen i tariffbetaling udgør ca. 3 mio. EUR/år af den samlede besparelse for de fleksible individuelle varmepumper.

De store varmepumper og elkedler i fjernvarme og procesindustri opnår et samlet tab på hhv. 2 og 3 mio. EUR/år ved, at der kommer ekstra fleksibelt elforbrug i Flex-scenariet i forhold til Nonflex.

Gennemsnitlig elpris i 2035

Den gennemsnitlige elpris, som forskellige fleksible teknologier skal betale, er vist for Nonflex-, Flex- og Maxflex-scenarier nedenunder:



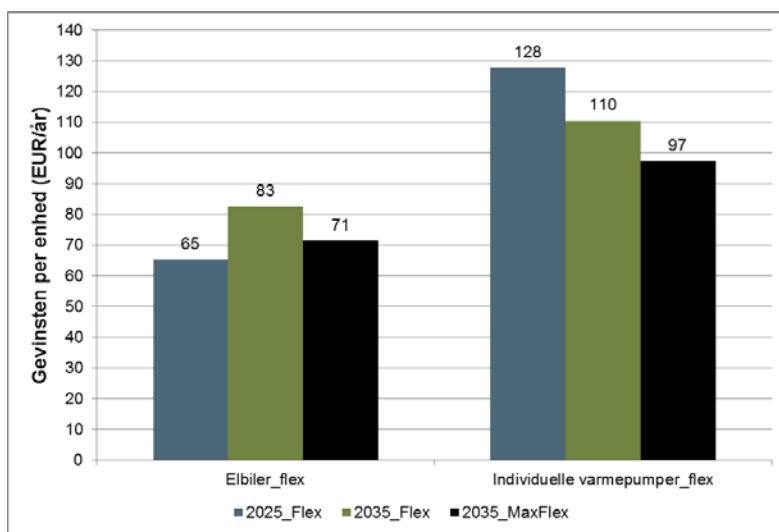
Figur 46 Gennemsnitlig elpriser for teknologier i 2035.

Det ses, at elbilerne har en væsentlig lavere elpris i Flex- og Maxflex- end i Non-flex-scenariet. I Maxflex stiger elprisen for de fleksible elbiler på grund af, at der tilføres mere af samme type fleksible elforbrug.

Elprisen for store varmekedler stiger som følge af, at øget fleksibelt elforbrug hæver niveauet i lavpristimerne.

Gevinst pr. enhed pr. år

Der er beregnet en gennemsnitlig gevinst pr. elbil og pr. individuel varmepumpe. I Figur 47 fremgår gevinsten i forskellige scenarier.



Figur 47 Gevinsten pr. fleksibel elbil og individuel varmepumpe i forskellige scenarier.

I Flex-scenariet ligger gevinsten for en gennemsnitlig fleksibel elbil i Danmark på ca. 65 EUR/år og 83 EUR/år i hhv. 2025 og 2035.

For en gennemsnitlig fleksibel varmepumpe i Danmark er gevinsten ca. 128 EUR/år og 110 EUR/år i hhv. 2025 og 2035. Årsagen til den gennemsnitlige reduktion fra 2025 til 2035 for fleksible varmepumper er blandt andet, fordi det gennemsnitlige elforbrug sænkes pr. individuelle varmepumper på grund af antaget forbedret COP og reduceret varmekonsum.

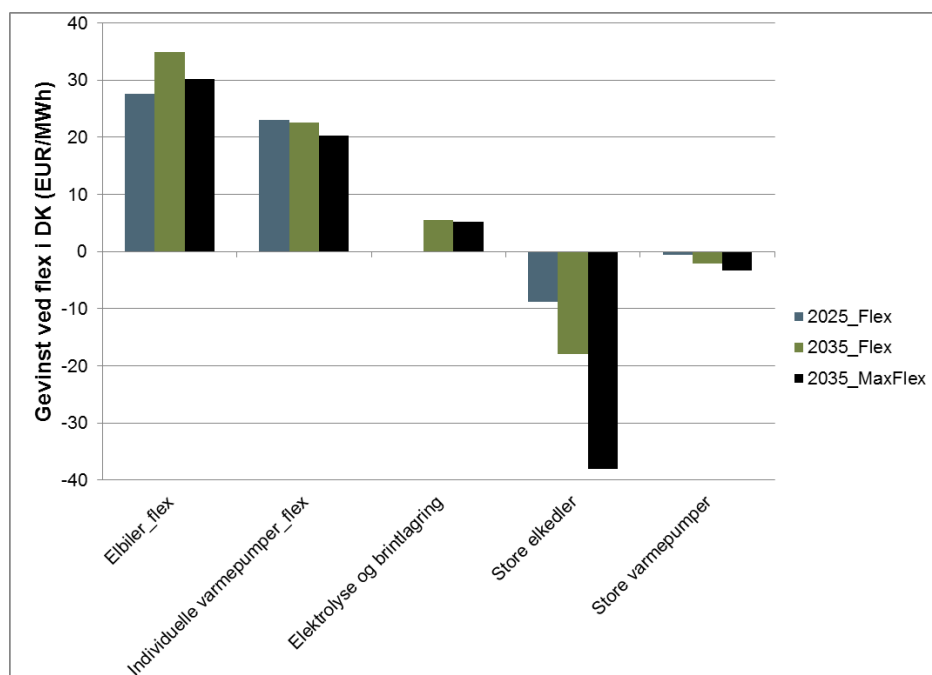
Det skal bemærkes, at gennemsnittet gælder for 10 forskellige typer huse med individuelle varmepumper samt elbiler med 30 forskellige kørselsmønstre.

Generelt er gevinsten større pr. enhed for individuelle varmepumper end elbiler, hvilket skyldes, at det gennemsnitlige årlige elforbrug pr. enhed er større, hhv. ca. 2,4 MWh/år for elbiler mod ca. 5 MWh/år for individuelle varmepumper. Der er hermed mere elforbrug at flytte for individuelle varmepumper end elbiler, hvorved den årlige gevinst øges.

Gevinsten pr. fleksibel elbil og individuel varmepumpe falder fra Flex til Maxflex på grund af den øgede konkurrence fra yderligere fleksibelt elforbrug, jf. tidligere nævnte aftagende marginalværdi af fleksibilitet fra Flex til Maxflex.

Gevinst pr. MWh

Gevinsten ved fleksibilitet er opgjort pr. MWh i Figur 48.



Figur 48 Gevinsten pr. MWh for forskellige teknologier af fleksibelt elforbrug.

På figuren ses det, at pr. MWh har fleksible elbiler (ca. 28-35 EUR/MWh) større gevinst end fleksible individuelle varmepumper (ca. 23 EUR/MWh), hvilket skyldes det uflexible driftsmønster for elbiler i højere grad ligger i timer med høje elpriser, samt at mulighederne for at flytte elforbruget er bedst for elbiler i forhold til individuelle varmepumper.

I Tabel 5 er opsummeret gevinster pr. enhed og pr. MWh for fleksible elbiler og varmepumper:

	Gevinst pr. enhed (EUR/år) 2025	Gevinst pr. enhed (EUR/år) 2035	Gevinst pr. MWh (EUR/MWh)
Fleksibel individuel varmepumpe	128	110	23
Fleksibel elbil	65	83	28-35

Tabel 5 Gevinst pr. enhed og MWh for hhv. individuelle varmepumper og elbiler.

Det ses, at gevinsten for fleksibel elektrolyse vha. brintlager er relativt lav pr. MWh, hvilket skyldes det flade, uflexible driftsmønster, der allerede sikrer, at elforbruget ikke ligger i de dyreste timer. Da elforbruget for elektrolyse er højt (5,8 TWh/år) fører det til en betydelig årlig gevinst ved fleksibilitet på trods af,

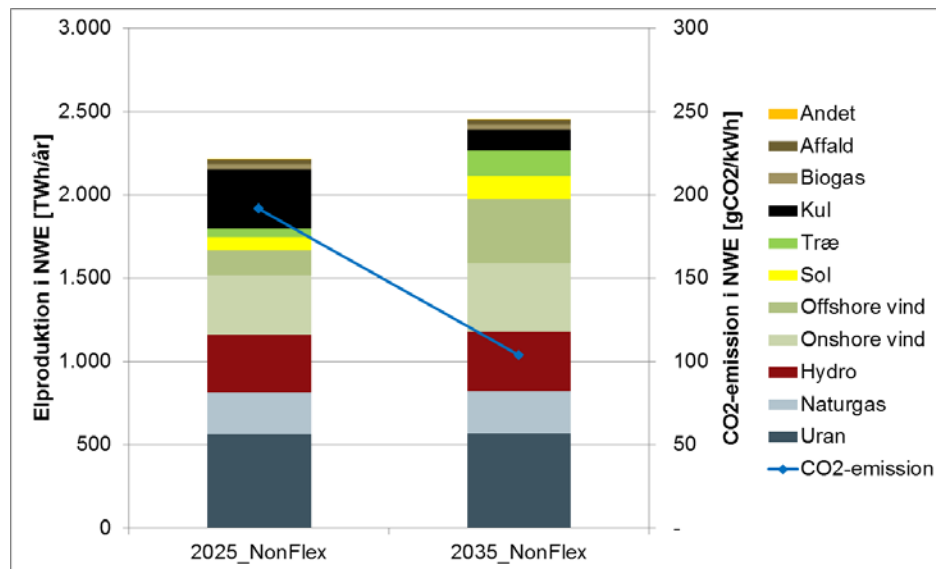
at gevinsten pr. MWh er lav. Store elkedlers elforbrug er reduceret i flexscenari-
er (fx 44 pct. i 2035 i Flex i forhold til Nonflex), og det viste tab er fordelt på
elforbrug i Flex og Maxflex.

Gevinsten for afbrudt elforbrug i Danmark (ikke vist på figuren) er til sammen-
ligning ca. 325 EUR/MWh. Det skyldes, at afbrydeligheden finder sted i timer
med meget høje elpriser, hvorved gevinsten pr. MWh bliver væsentlig højere
end de andre typer fleksibelt elforbrug vist i figuren.

6.8 Ændring i brændselsforbrug til elproduktion

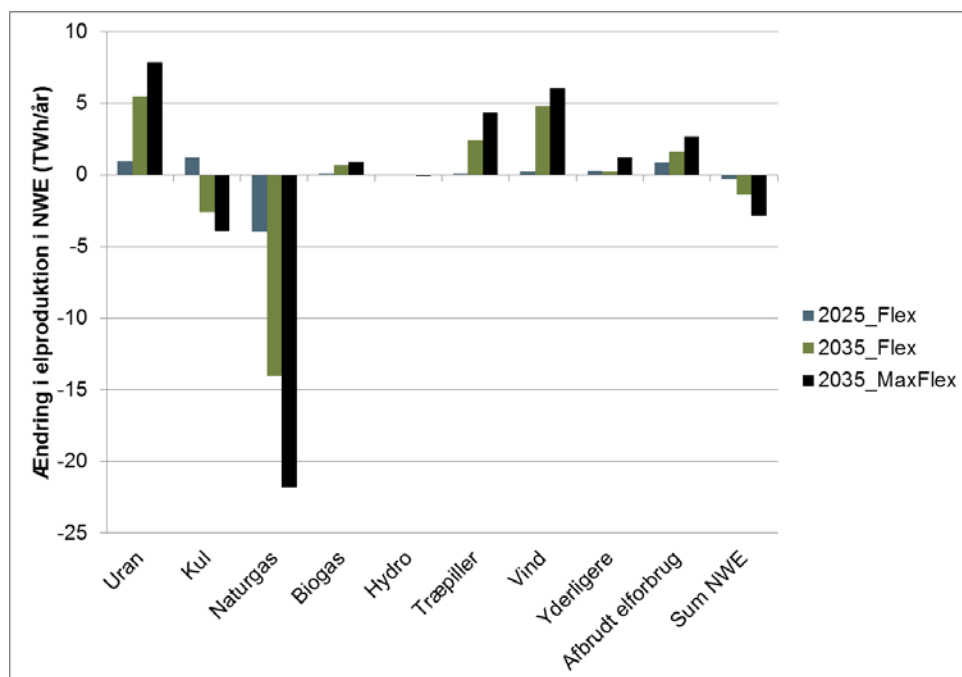
I NWE

I figuren ses et overblik over elproduktionen i NWE i 2025 og 2035 i Nonflex.



Figur 49 Elproduktion er fordelt på brændsler samt CO₂-emission fra brændsels-
forbruget fordelt på denne elproduktion i 2025 og 2035 i NWE. CO₂-
emission er ikke korrigeret for brændselsforbrug til fx fjernvarme.

På nedenstående graf ses ændringen i elproduktion pr. brændsel i NWE for Flex-
og Maxflex-scenarierne i forhold til Nonflex-scenariet.



Figur 50 Ændring i elproduktion i NWE er fordelt på brændsler i 2025 og 2035. Ændringen i vindproduktionen skyldes mindre bortkobling på grund af fleksibelt elforbrug.

Fleksibiliteten påvirker, ud over investering i nye værker, også driften af både eksisterende og nye værker. Reduktionen i naturgasforbruget skyldes derfor både driftsoptimering og færre investeringer i CCGT og OCGT.

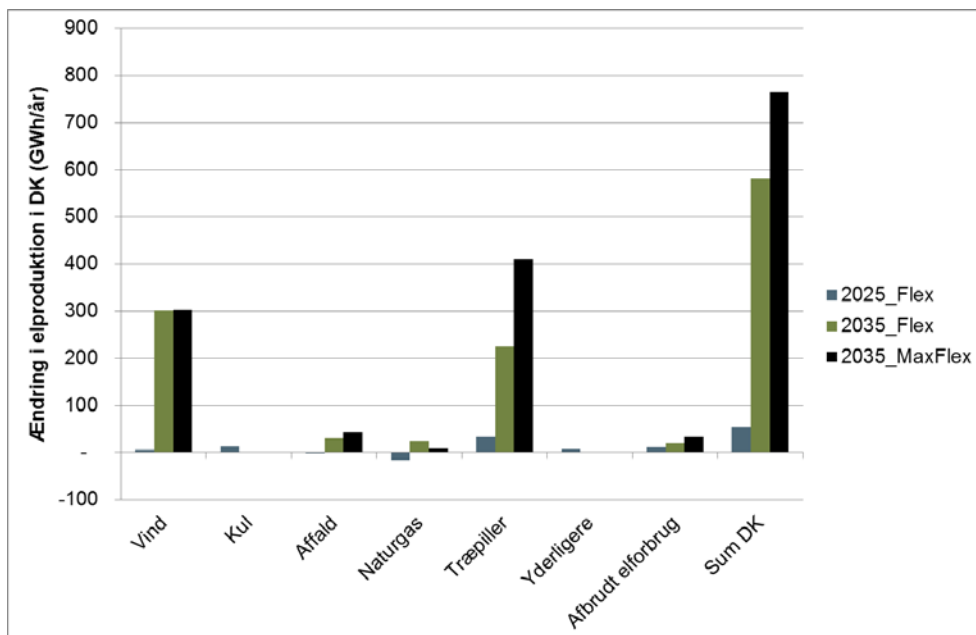
For NWE medfører øget fleksibilitet, at elproduktion på naturgas og sekundært kul bliver fortrængt til fordel for billigere produktion på atomkraft og træpiller. Elproduktionen fra vindkraft øges med ca. 4,8 TWh, fordi mindre stoppes, når det fleksible forbrug kan flyttes til perioder med meget vind.

CO₂-emissionen fra elproduktionen sænkes ca. 3,7 pct. på grund af fleksibelt elforbrug i NWE i 2035.

Samlet set er ændringen i elproduktion for NWE ca. lig med afbrudt elforbrug pr. scenarie.

I Danmark

På nedenstående graf ses ændringen i elproduktion pr. brændsel i Danmark for Flex- og Maxflex-scenarierne i forhold til Nonflex-scenariet.



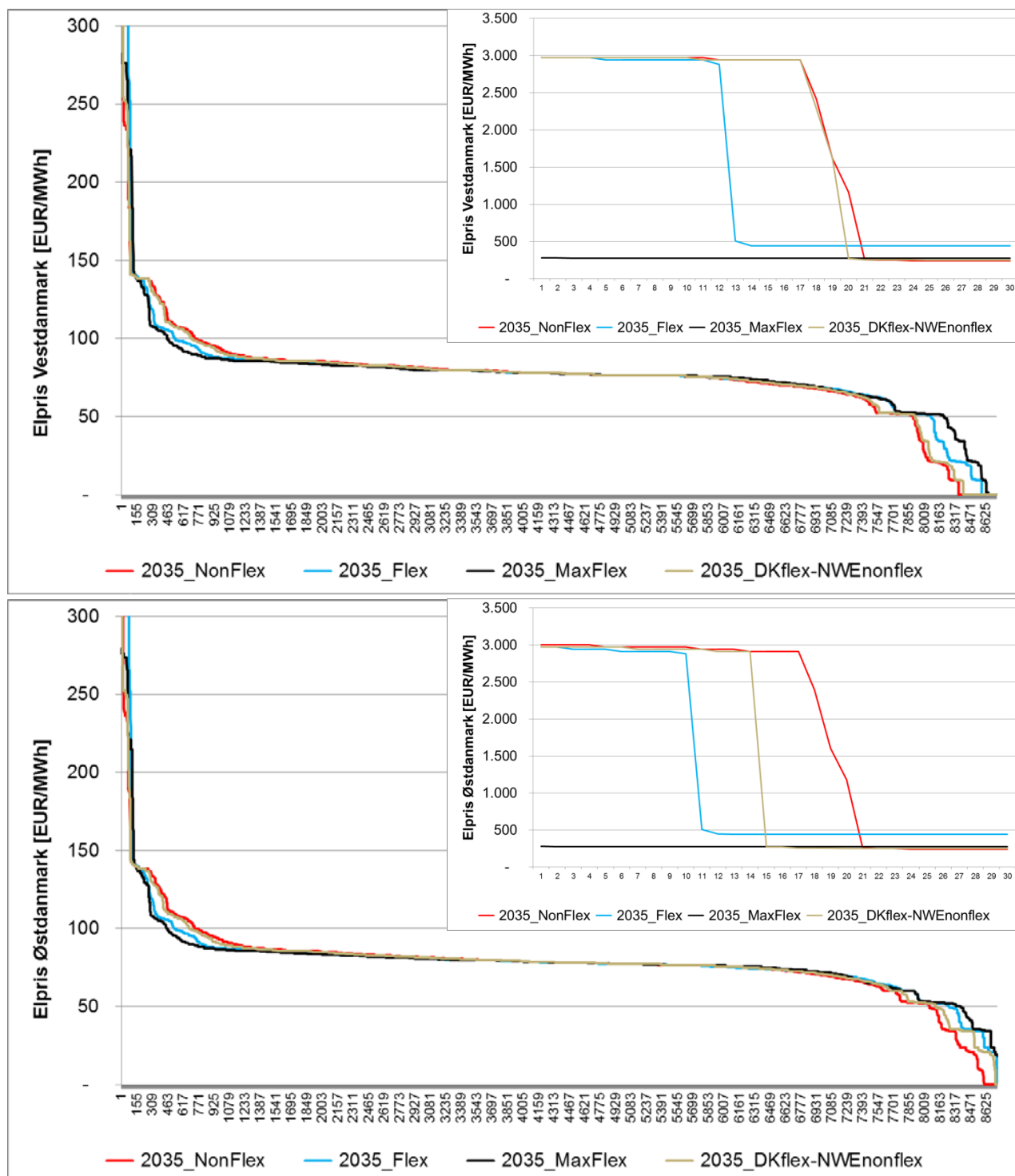
Figur 51 Ændring i elproduktion i Danmark som er fordelt på brændsler i 2025 og 2035.

For Danmark medfører fleksibilitet primært, at elproduktion på træpiller øges på grund af fleksibelt elforbrug i både Danmark og udlandet. Desuden øges vindkraftproduktionen, fordi mindre stoppes, og der er et mindre fald i elproduktion fra gas, fordi elproduktionsprisen er højere end de andre brændsler. Samlet set fører fleksibilitet til en nettostigning i elproduktionen i Danmark og hermed øget eksport.

I 2025 er der næsten ingen afbrydelighed af vind. I 2035 er afbrydelighed af vind ca. 300 GWh i Nonflex svarende til, at ca. 1,0 pct. af vindproduktionen i Danmark bliver afbrudt. I Flex afbrydes ca. 20 GWh vind i Danmark.

6.9 Elpriser med og uden fleksibelt elforbrug

På figuren ses elpriser i Vestdanmark (øverst) og Østdanmark (nederst) for scenarierne hhv. Nonflex, Flex, Maxflex samt DK Flex-NWE Nonflex.



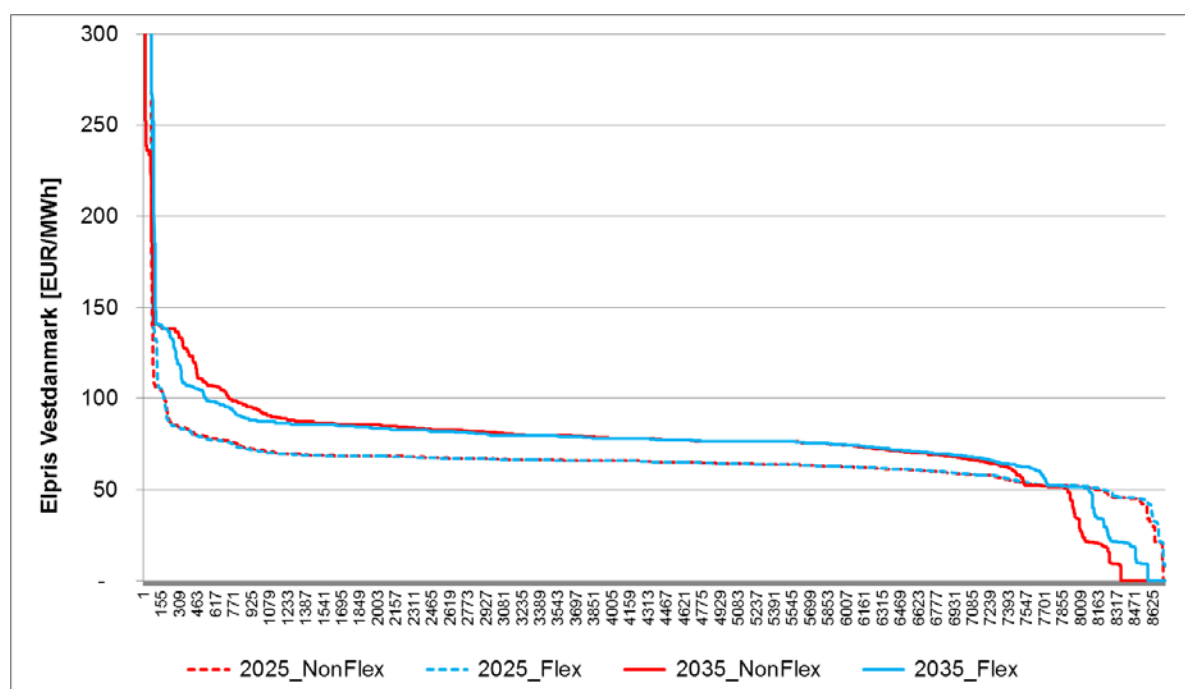
Figur 52 (Øverst) Varighedskurve for elprisen i Vestdanmark 2035 i forskellige scenarier. Figuren viser kun elpriser under 300 EUR/MWh. Desuden zoom på varighedskurven for elprisen i 30 timer med højeste elpriser. (Nederst) Tilsvarende varighedskurve og zoom for Østdanmark 2035.

Overordnet set er påvirkningen på elprisen kraftigst, jo mere fleksibelt elforbrug der er inkluderet i scenarierne. Det ses desuden, at fleksibelt elforbrug medfører højere priser i lavprisperioder, hvor der ofte er meget vind, samt færre perioder med meget høje elpriser.

I scenariet DK flex-NWE Nonflex ses der en lav ændring af elprisen i forhold til Nonflex, fordi der kun er forudsat fleksibelt elforbrug i Danmark og ikke resten af NWE.

I Flex og især Maxflex ses det, at antallet af timer med elpriser nær 3.000 EUR/MWh falder i forhold til Nonflex. Det skyldes, at behov for investering i spidslastkapacitet bliver mindre, hvorved antallet af timer med maks. elpris generelt falder i NWE, samt at det danske fleksible elforbrug kan flyttes væk fra timer med maks. priser i nabolandene.

På Figur 53 ses sammenligning mellem elpriser i Vestdanmark i Nonflex og Flex i hhv. 2025 og 2035. Det ses, at der optræder mere variation i elpriserne i 2035 end 2025, hvilket skyldes hhv. øget behov for spidslastinvesteringer (der giver høje elpriser) samt øget vindproduktion (der giver perioder med lave elpriser).



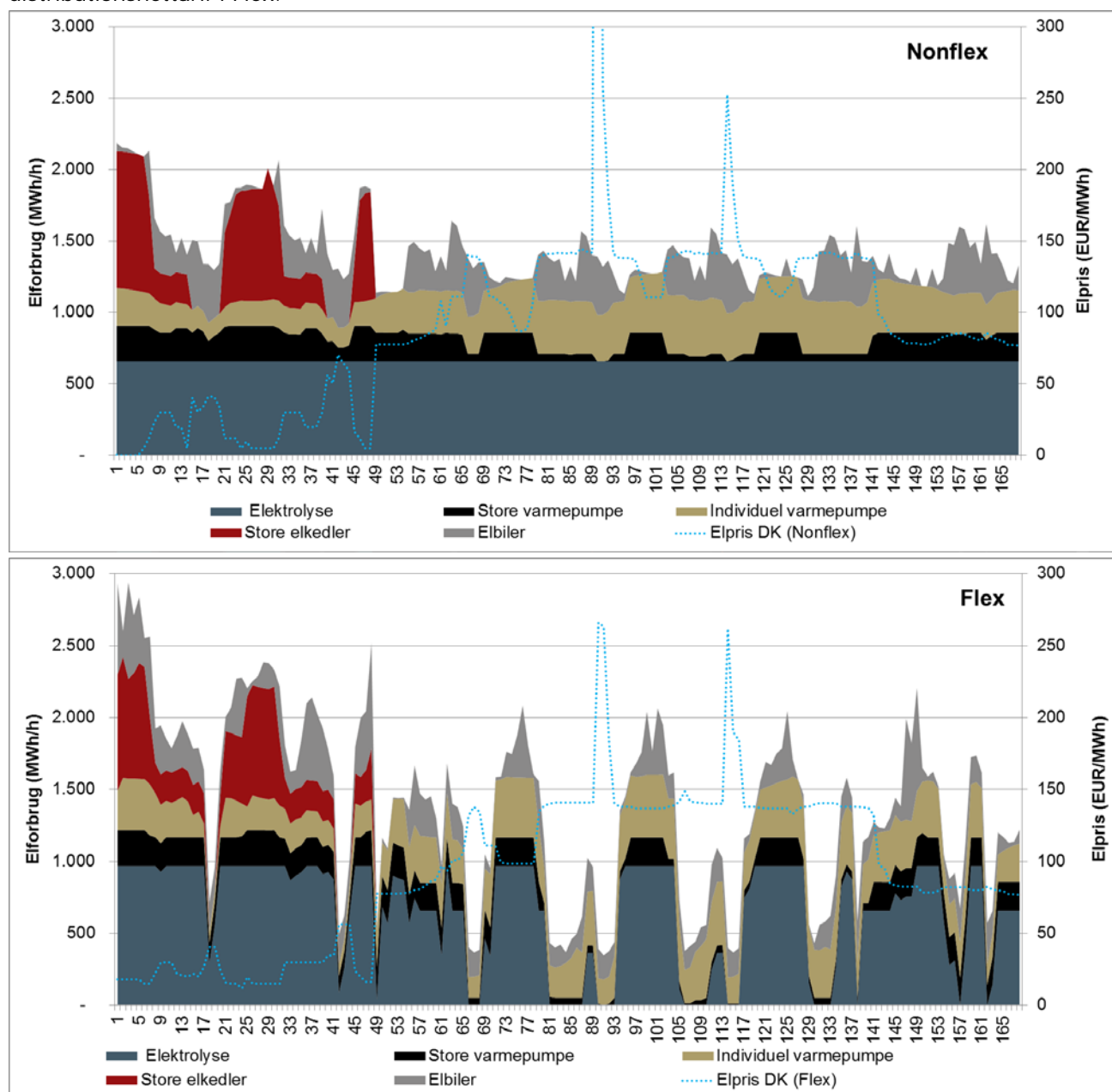
Figur 53 Varighedskurve for elprisen i Vestdanmark 2025 og 2035 i hhv. Nonflex- og Flex-scenariet

6.10 Optimering af elforbrugsprofiler i Danmark

6.10.1 Ændring i driftsmønstre i forhold til spotmarkedet

Elforbruget for fleksible elforbrugere ses i Figur 54 for hhv. Nonflex- (øverst) og Flex-scenariet (nederst) i samme uge. Desuden er elprisen vist i scenarierne.

Store varmepumper og elkedler har prisfleksibelt driftsmønstre i begge scenarier, mens elektrolyse optimerer elforbruget efter spotmarkedet i Flex, og individuelle varmepumper og elbiler optimerer efter spotmarkedet og tidsvarierende distributionsnettarif i Flex.



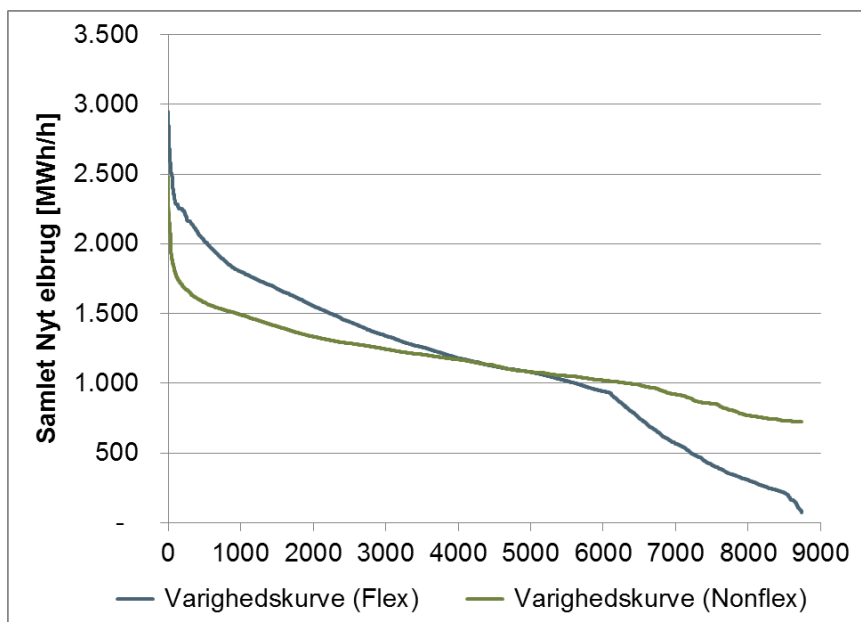
Figur 54 Elforbrug for fleksible forbrugere i Nonflex (øverst) og Flex (nederst) i samme uge i 2035. Desuden er elprisen vist i de to scenarier.

I Flex-scenariet er elforbruget fra elektrolyse ikke længere konstant, fordi der er investeret i ekstra elektrolysekapacitet samt brintlager.

Elforbruget til elbiler og varmepumper er optimeret efter laveste elomkostninger, mens begrænsninger i komfort bliver overholdt, det vil sige, elbiler er opladede 80 pct. kl. 6.00 om morgenen, og varmepumper holder en indetemperatur på 21,5 +/- 1,5 °C.

Det fleksible forbrug fra elpatroner i Nonflex-scenariet bliver anvendt væsentlig mindre i Flex-scenariet, fordi der er et konkurrerende fleksibelt elforbrug til stede fra elbiler, individuelle varmepumper, elektrolyse samt afbrydeligt elforbrug.

En varighedskurve for det samlede elforbrug fra fleksible forbrugere ses nedenfor, hvor det fremgår, at elforbruget flyttes til flere perioder med hhv. høj og lav last for at tilpasse perioder med billigere elproduktion fra især vind.



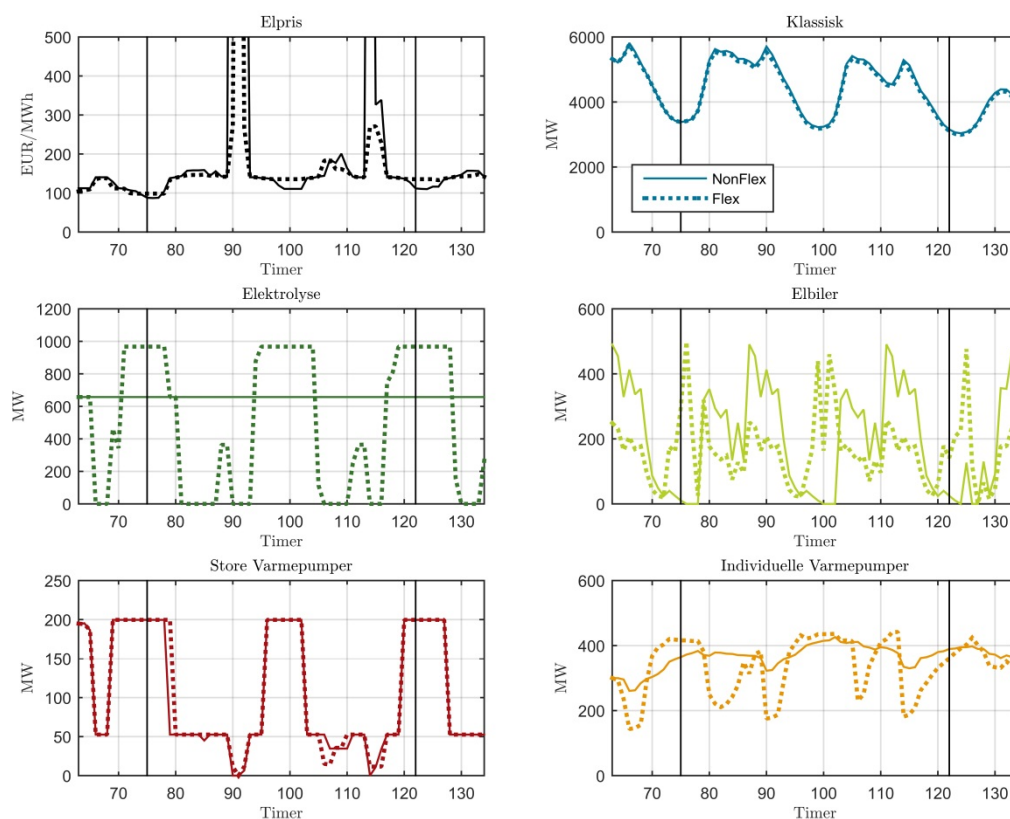
Figur 55 Varighedskurve for nyt elforbrug fra fleksible elforbrugere i Danmark i Nonflex og Flex i 2035. Bortkøbet og afbrudt forbrug er ikke vist på figuren.

6.10.2 Indflydelse af fleksibelt elforbrug på residualforbruget

Scenariet baseret på vejrdata for år 2006 er simuleret i Balmorel-modellen, og resultaterne betragtes med fokus på, i hvor høj grad fleksibilitet kan afhjælpe situationerne med særligt højt residualforbrug. Der tages udgangspunkt i Nonflex- og Flex-scenarierne i 2035.

Behovet for fleksibilitet, som blev analyseret i kapitel 5, kan efter beregningerne i Balmorel sammenholdes ved at se på, hvilke fleksibilitetsteknologier der dækker residualforbruget.

Figur 56 viser de forskellige typer fleksibelt forbrug, og hvordan de agerer i forhold til elprisen i 2-døgnsperioden med det højeste residualforbrug i Nonflex. Det ses, at elprisen har to peaks i denne periode. Det sidste er dog meget reduceret i Flex (stiplet) i forhold til i Nonflex (fuldt optrukket). Elektrolysen og de store varmepumper kobler helt af under de to peaks, mens elbiler og individuelle varmepumper kun kan reducere noget af forbruget. De store varmepumper ændrer stort set ikke forbrugsmønster. Grunden er, at de allerede har en grad af fleksibilitet i Nonflex-scenariet. Det klassiske forbrug ser stort set uændret ud, men en lille ændring i et stort forbrug kan også gøre en forskel. I kogespidsen i time 90, hvor elprisen peaker, afkobles ca. 170 MW klassisk forbrug.

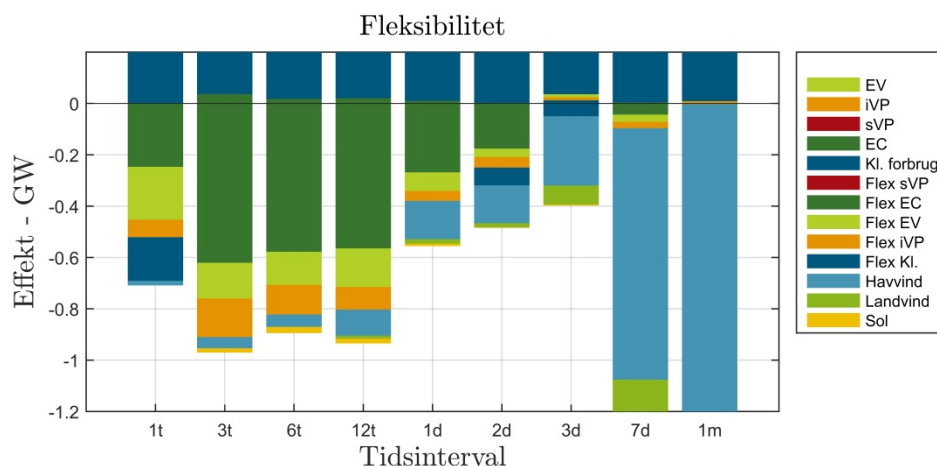


Figur 56 Figuren viser 2-døgnsperioden med det højeste residualforbrug i Nonflex sammen med de samme timer for Flex i 2035. De to sorte lodrette streger markerer perioden. X-aksen viser timerne på året, så det er altså 4.-5. januar. Elprisen er vist sammen med fem typer forbrug, som er mere eller mindre fleksible hver især.

Figur 57 er et zoom-in på det fleksible forbrug i de værste timer i modelåret fra Balmorel. Figuren viser, hvordan afkobling af særligt elektrolyseanlæg, men også elbiler, individuelle varmepumper og i enkelte tilfælde fleksibelt klassisk forbrug kan bidrage til at nedbringe residualforbruget. Der er investeret ekstra kapacitet af elektrolyseanlæg samt et brintlager i Flex 2035, hvilket bidrager med fleksibilitet.

I disse værste timer afbrydes ca. 600 MW elektrolyse i gennemsnit i perioder op til 12 timer, hvilket svarer til 90-100 pct. af forbruget. I perioderne på 1 og 2 dage afkobles hhv. ca. 42 pct. og 27 pct. af elektrolyseanlæggenes forbrug. Elbilerne afbryder ca. 130-200 MW i perioder op til 12 timer svarende til 50 pct. af deres forbrug. Herefter falder det til hhv. 35 pct., 15 pct. og 5 pct. for perioderne på 1, 2 og 3 dage.

De individuelle varmepumper afbryder 75-150 MW i op til 12 timer svarende til ca. 20-40 pct. For perioderne på 1 og 2 dage afkobles ca. 40 MW. Flexibiliteten er mindre i den værste 1-timers periode end i de længere perioder. Det skyldes at figuren viser perioderne med det højeste residualforbrug i Nonflex, men det er ikke altid de mest belastede perioder i Flex scenariet.



Figur 57 Zoom på det fleksible forbrug ved perioderne med maksimalt residualforbrug i Nonflex. Forbrug i Nonflex vises positivt, og produktion fra sol og vind vises negativt. Flexibiliteten er ændringen i forbruget fra Nonflex til Flex. Det ses, at særligt elektrolyseanlæggene og i nogen grad også elbiler, individuelle varmepumper og fleksibelt klassisk forbrug agerer fleksibelt og afbryder samlet ca. 300-900 MW i perioderne 1 time til 2 dage. I perioderne længere end 2 dage er der ikke noget fleksibelt forbrug af betydning.

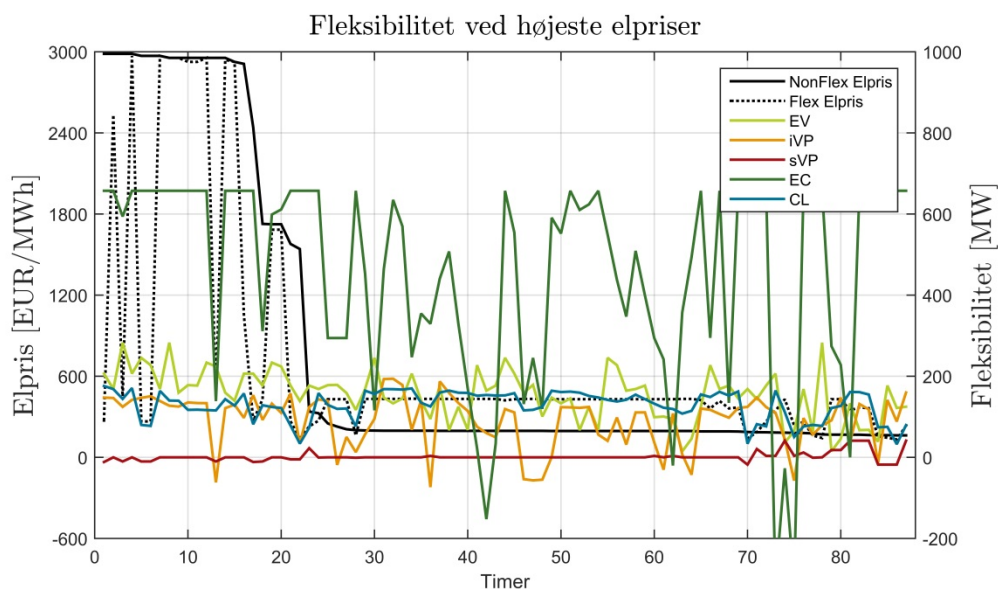
Figur 57 viser kun perioden med højeste residualforbrug for hver periodelængde. En anden indikator for systemets belastning er elprisen. Figur 58 viser de timer, hvor elprisen var højest i Nonflex. Elprisen er vist på venstre akse sammen med elprisen i Flex i de samme timer. Det ses, at mange af de højeste elpriser i Non-

flex er afværget i Flex. Til gengæld er elprisen i Nonflex generelt lavere end i Flex ca. fra time 25 og frem.

På højre akse er vist fleksibiliteten fra de forskellige typer forbrug. Op til ca. 650 MW elektrolyse afbrydes, men det svinger meget. Elbilernes fleksibilitet er lidt mere jævn, omkring 150 MW i gennemsnit og maks. ca. 280 MW. De individuelle varmepumper afbryder ca. 100-150 MW i de fleste af timerne, men har også enkelte timer med negativ fleksibilitet og afbryder dermed 90 MW i gennemsnit. Med negativ fleksibilitet menes, at forbruget er højere i Flex end i Nonflex for den givne teknologi. For de individuelle varmepumper er det tegn på, at de har været slukket i de forrige timer og dermed skal tænde for at holde temperaturen inden for intervallet.

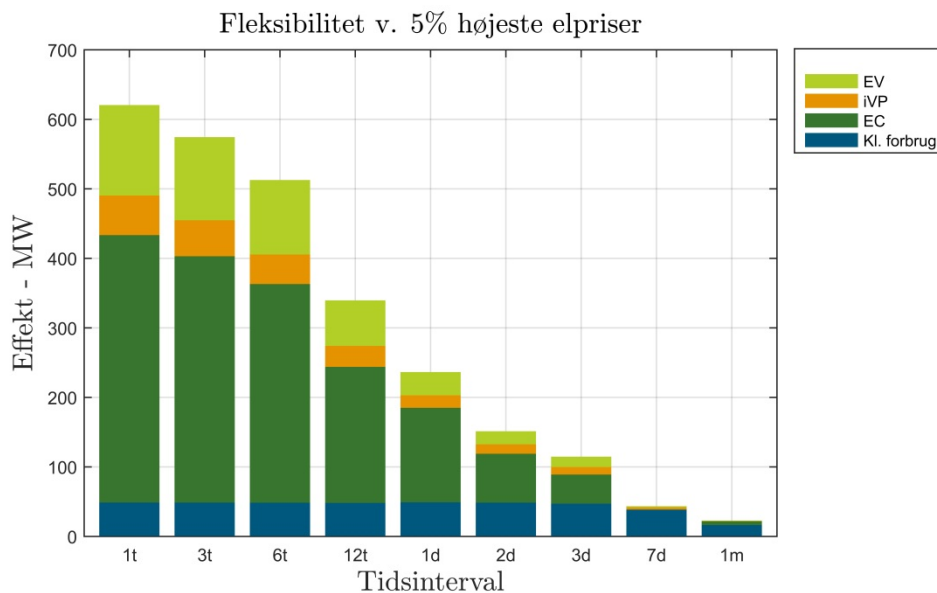
De store varmepumper afbryder stort set ingenting. Det er ikke fordi, de ikke er fleksible, men fordi de også er fleksible i Nonflex. Da der i Flex kommer konkurrerende fleksibilitetsydere på markedet, vil de store varmepumper af og til have et lille negativt bidrag, da de bliver udkonkurreret af fx elektrolyse.

Klassisk forbrug afbrydes i mange timer omkring 160 MW og ca. 130 MW i gennemsnit. Selvom det udgør en lille andel af det samlede forbrug, er det alligevel en betydelig mængde sammenlignet med de andre fleksibilitetsydere.



Figur 58 Viser de 1 pct. højeste elpriser i Nonflex 2035 og forskellen i forbrug mellem Nonflex 2035 og Flex 2035 sorteret efter elprisen i Nonflex 2035 fordelt på de forskellige typer fleksibelt forbrug. Det ses, at forskellen er de fleste timer positiv, hvilket betyder, at meget af det fleksible forbrug afbrydes fra Nonflex 2035 til Flex 2035. Desuden er elprisen i Flex 2035 i de samme timer vist. Det ses, at elprisen er reduceret i mange af de højeste timer.

I Figur 59 er det vist, hvor meget der i gennemsnit afbrydes for hver teknologi i de 5 pct. af perioderne med højeste elpris for forskellige periodelængder. Dermed er også vist, hvor meget fleksibilitet de forskellige teknologier yder i forskellige periodelængder. Potentialet for klassisk forbrugsfleksibilitet er forsimplet antaget uafhængigt af hvor længe det aktiveres, hvilket ses gennem dets uafhængig af periodelængden i perioder af op til 3-7 dage. De andre typer fleksibelt forbrug afbryder flere MW, men er alle meget afhængige af periodelængden.



Figur 59 Viser forskellen i forbrug i gennemsnit over de ca. 5 pct. timer med højeste elpris i Nonflex 2035 for forskellige periodelængder og fordelt på forskellige typer fleksibelt forbrug. Det giver et billede af, hvor meget de forskellige typer forbrug afkobler i forskellige periodelængder, når elprisen er høj. Det ses, at klassisk forbrug afkobler ca. 40-50 MW i gennemsnit, men stort set uafhængigt af periodens længde. De tre andre typer afkobler en meget større del, men mest i korte perioder.

Det konkluderes, at det med fleksibelt forbrug er muligt at reducere forbruget op til 900 MW i perioder på 1-12 timer (Figur 57) og i gennemsnit 350-600 MW i perioder af 1-12 timer, når elprisen er høj, med forskelligt bidrag fra elektrolyse, elbiler, individuelle varmepumper, store varmepumper og klassisk forbrug.

Men de ovenfor belyste perioder med maksimalt residualforbrug i Nonflex i 2035 er ikke nødvendigvis de perioder med højest residualforbrug i Flex, fordi det fleksible elforbrug fordeler sig anderledes over timerne i Flex end i Nonflex.

6.11 Kapacitetsbehov i forhold til sikring af effekttilstrækkelighed i Danmark

I dette afsnit gennemgås kapacitetsbehov i forhold til sikring af effekttilstrækkelighed i Danmark efter metoden, som er beskrevet i kapitel 4.5. Der er analyseret på Nonflex- og Flex-scenariet i 2025 og 2035.

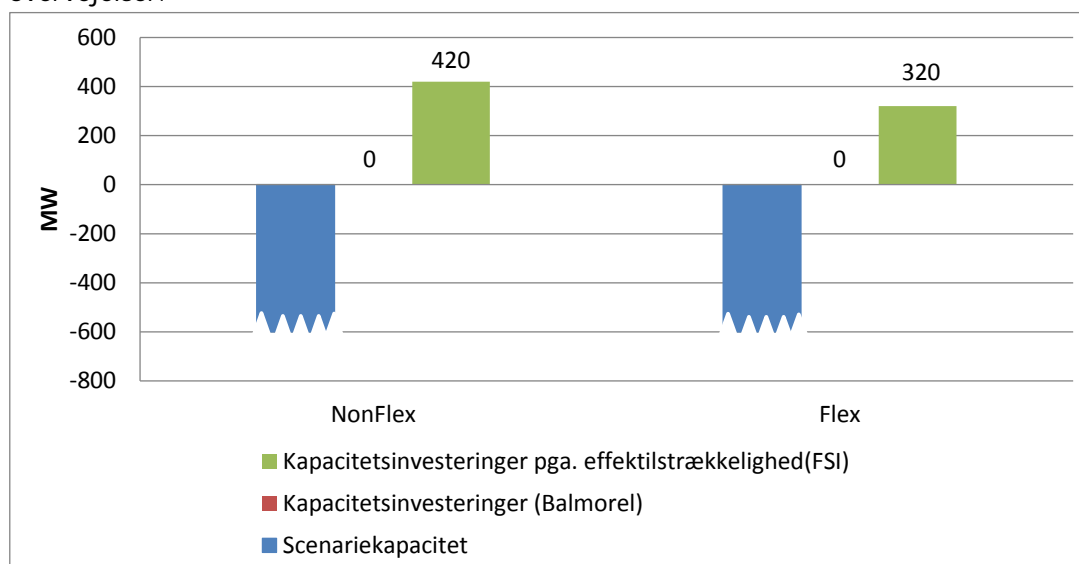
For beregningerne med FSI-modellen for Vestdanmark optræder der ingen effekttilstrækkelighedsproblemer i hverken 2025 eller 2035. Derfor fokuseres i det efterfølgende kun på effektsituationen i Østdanmark.

I beregningerne for 2025 optræder et meget lille effektbrists-omfang på ca. 7 vægtede afbrudsminutter i Nonflex-scenariet. I Flex-scenariet er tallet stort set det samme, hvilket betyder, at der i 2025 ikke er brug for ekstra investeringer af hensyn til effekttilstrækkeligheden, når der introduceres fleksibelt forbrug.

For 2035 er viser FSI-modellen, at der i Nonflex-scenariet er et effektbristomfang på ca. 34 vægtede afbrudsminutter i Østdanmark. For Flex-scenariet er tallet 20 vægtede afbrudsminutter.

Dette betyder, at der er en stigning i behovet for kapacitet til at sikre effekttilstrækkeligheden i begge cases.

Resultaterne fra FSI-modellen omregnet til behov for ekstra kapacitet i Østdanmark i hhv. Nonflex- og Flex-scenariet i 2035 er vist i Figur 60. MW'erne er et udtryk for, hvor mange MW der skal til for at fjerne det antal minutter, FSI-modellen ligger over Energinet.dk's målsætning på 5 vægtede afbrudsminutter. Den nødvendige kapacitet kan både være termiske kraftværker, fleksibelt forbrug eller udlandsforbindelser. Valget skal træffes ud fra samfundsøkonomiske overvejelser.

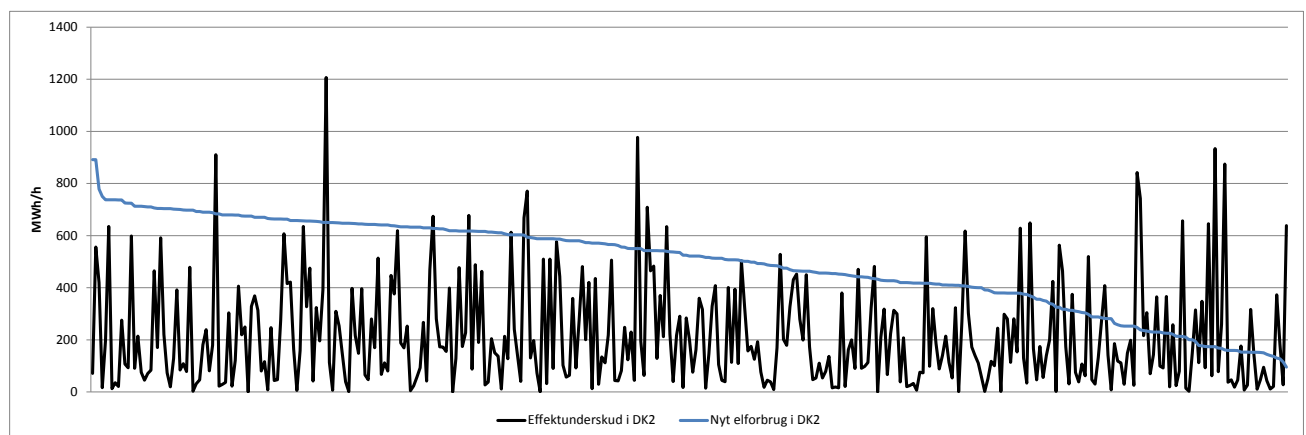


Figur 60 Resultater af FSI-beregningerne for 2035 i hhv. Nonflex- og Flex-scenariet. Bemærk, at Balmore ikke har genereret investeringer i spidslastkapacitet, hvorfor der står nul i de midterste kolonner for både Nonflex og Flex.

Det reducerede minuttal i Flex-scenariet skyldes, at der sker reduktion i behovet til ekstra kapacitet for at opretholde samme effekttilstrækkelighedsniveau. Behovet ændres fra 420 MW til 320 MW. Såfremt det fleksible elforbrug også er i stand til at levere fleksibilitet til sikring af forsyningsikkerheden, eksempelvis ved at indgå som strategiske reserve, vil mængden af ekstra investeringer i eksempelvis gasturbiner kunne reduceres yderligere end til de 320 MW.

For at vurdere dette er der i Figur 61 vist en sorteret kurve for effektunderskuddet (eksklusive den mængde ikkeleveret energi som kan optræde i forbindelse med følgeeffekter) i Østdanmark fra FSI-modellen sammen med det tilhørende elforbrug fra udvalgte, nye fleksible teknologier i disse timer med effektunderskud. Det ses, at der er et additionelt nedreguleringspotentiale hos de fleksible teknologier i timer med effektunderskud. Timer med effektunderskud i FSI-modellen er altså ikke altid sammenfaldende med perioder, hvor det fleksible elforbrug er maksimalt nedreguleret på grund af spotmarkedet.

Inkludering af fleksibelt forbrug i det ekstra kapacitetsbehov (320 MW i Flex-scenariet) er selvfølgelig en afvejning af, hvor stor rådighed der er i forbruget. Denne løsning skal dog analyseres yderligere, for at det kan vurderes, hvor meget de fleksible forbrug kan bidrage med, hvilket ikke vil blive gjort her.



Figur 61 Effektunderskud fra FSI-modellen i Flex-scenariet for Østdanmark (DK2) i 2035.

På figuren er vist det nye elforbrug i Østdanmark i de timer, hvor der i FSI-modellen optræder et effektunderskud. Hensigten er at vise, at en del af de fleksible teknologier eventuelt kan bidrage med reduktion af forbruget i de berørte timer. Elforbruget fra de viste teknologier er i mange timer med effektunderskud højere end den nødvendige ekstra kapacitet, hvilket betyder, der er resterende nedreguleringspotentiale fra fleksibelt elforbrug, som måske kan udnyttes til at undgå ekstra kapacitetsinvesteringer. Bemærk, at de 320 MW ekstra behov er estimeret på baggrund af, dels at effektunderskuddet reduceres i de givne timer, dels at det er nogle timer, hvor de 320 MW i tillæg også reducerer risikoen for følgeeffekter (risiko for blackout som udgør en væsentlig del af det samlede effektunderskud), og dermed er der ikke 1:1 relation mellem areaerne i denne kurve og målsætningen på 5 forbrugsvægtede afbrudsminutter.

Omkostninger til sikring af effektilstrækkelighed

I Tabel 6 er der illustreret økonomisk omkostning til sikring af effektilstrækkeligheden afhængigt af, om fleksibelt elforbrug er fleksibelt ud over spotmarkedet:

Scenarium 2035	Ekstra kapacitetsbehov (MW)	Omkostning ²³	Gevinst i forhold til Nonflex
Nonflex	420 MW	17,2 mio. EUR/år	
Flex (fleksibelt forbrug deltager kun i spot)	320 MW	13,1 mio. EUR/år	+4,1 mio. EUR/år (-100 MW)
Flex (fleksibelt forbrug deltager i spot og ved effektunderskud i forbindelse med drift)	0-320 MW	0-13,1 mio. EUR/år	+4,1 mio. EUR/år (-100 MW) til +17,2 mio. EUR/år (-420 MW)

Tabel 6 Illustration af omkostninger til sikring af effektilstrækkelighed ved indførelse af fleksibelt elforbrug. Bemærk, at gevinsten afhænger af, om det fleksible forbrug kun er fleksibelt i spotmarkedet, eller om man også deltager i sikring af forsyningsikkerheden i form af eksempelvis en strategisk reserve.

Samlet set kan det konkluderes, at øget fleksibilitet fra Nonflex til Flex giver reducerede omkostninger til sikring af effektilstrækkelighed.

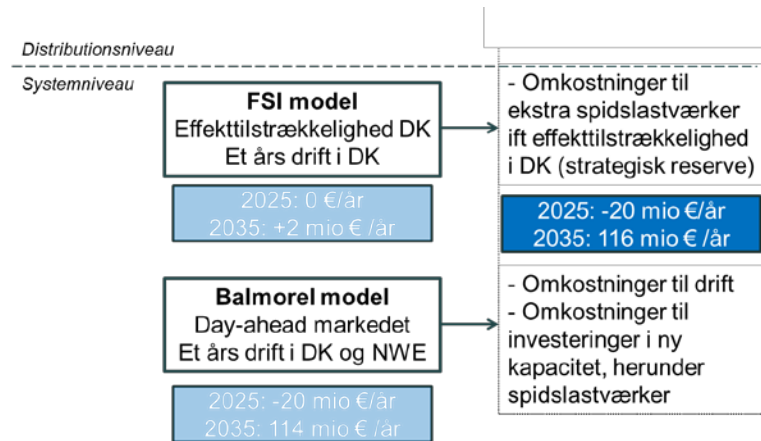
Tabellen viser, at det kan føre til en forskellig gevinst i Flex- i forhold til Nonflex-scenariet, afhængigt af i hvilken grad fleksibelt elforbrug kan deltage ud over spotmarkedet. Intervallet går fra +4,1 mio. EUR/år til +17,2 mio. EUR/år. Den sidste værdi er dog ikke så realistisk, da nogle af timerne med effektunderskud sker i timer, hvor elprisen er så høj, at de nye teknologier allerede har nedreguleret, så langt som de kan. **På grund af denne usikkerhed vil der i det efterfølgende kun blive indregnet den gevinst, hvor fleksibelt forbrug kun agerer på spotmarkedet.**

Øget fleksibelt elforbrug regnes derfor at sænke investeringsomkostningen i ny spidslastkapacitet (strategisk reserve) med 4,1 mio. EUR/år.

I Balmorel er medregnet en samfundsøkonomisk gevinst på 1,8 mio. EUR/år i Flex på grund af reduktion i bortkobling af elforbrug i forhold til Nonflex. Bortkoblingen er billigere i spotmarkedet (3.000 EUR/MWh) end investering i ny spidslastanlæg til at dække dette elforbrug. Da der af hensyn til effektilstrækkeligheden i Danmark er behov for ekstra kapacitet, vil der derfor ikke blive bortkoblet forbrug, fordi kapaciteten findes som strategisk reserve. Hermed skal den samfundsøkonomiske gevinst på 1,8 mio. EUR/år fratrækkes gevinsten på grund af lavere investeringsomkostningen i ny spidslastkapacitet (4,1 mio.

²³ Eksempel på beregning af omkostning til 100 MW ekstra OCGT-anlæg:
 Annueret investering 4 pct. realrente: $0,45 \text{ mio. EUR/MW} * 0,0736 * 100 = 3,3 \text{ mio. EUR/år}$.
 Fast O&M: $8,05 \text{ EUR/kW} * 100.000 \text{ kW} = 0,8 \text{ mio. EUR/år}$.
 Total omkostning: $3,3+0,8 = 4,1 \text{ mio. EUR/år}$.

EUR/år). I alt fås en nettogevinst²⁴ i forhold til effekttilstrækkelighed på 2,3 mio. EUR/år (4,1 – 1,8 mio. EUR/år), ud over hvad der allerede er medtaget af gevinster i spotmarkedet.



Figur 62 Bidrag fra Balmorel- og FSI-modellen til værdien af øget fleksibelt el-forbrug på systemniveau i Danmark i 2035.

²⁴ Variabel omkostning til elproduktion fra strategisk reserve er ikke medtaget.

7. Fleksibelt elforbrug på distributionsniveau

Med elektrificering af transport og individuel opvarmning ændres energiforbrug og effektbelastningen i distributionsnettene. Denne ændring vil i nogle tilfælde betyde, at de eksisterende net overbelastes, hvilket kan give sig udtryk i, at spændingen bliver for lav i elforbrugernes tilslutningspunkter, eller at en eller flere netkomponenter belastes ud over deres designparametre.

Den traditionelle løsning på overbelastning er udbygning eller forstærkning af distributionsnettet. Alternativt kan overbelastningen omgås ved tidsmæssigt at fremskynde eller forsinke anvendelsen af fleksible elapparater (fx opladning af elbiler eller produktion af varme).

I dette kapitel analyseres konsekvenserne for distributionsnettet med udgangspunkt i år 2035 for scenarierne:

- Nonflex
- Flex
- Flex (uden Gridmax)

7.1 Delkonklusioner for distributionsniveau

Med udgangspunkt i netberegninger, som er foretaget på udvalgte 10 kV- og 0,4 kV-net, er behovet for investeringer frem til 2035 i hhv. 10-20 kV-net hhv. 0,4 kV-net, estimeret på landsplan. Behovet for investeringer ved de forskellige driftsmønstre af individuelle varmepumper og opladning af elbiler, som de tre analyserede scenarier giver anledning til, er vist i Tabel 7.

Scenarium	0,4 kV	10-20 kV	Total
Nonflex	EUR 0,21 mia.	EUR 0,25 mia.	EUR 0,46 mia.
Flex	EUR 0,12 mia.	EUR 0,22 mia.	EUR 0,34 mia.
Flex (uden Gridmax)	EUR 0,14 mia.	EUR 0,23 mia.	EUR 0,37 mia.

Tabel 7 Estimat af omkostninger til nødvendige netforstærkninger/udbygninger på 0,4 kV- til 20 kV-niveau i Danmark frem til 2035.

Sammenholdt med investeringsbehovet i Smart Grid i Danmark-rapporten fra 2010 er investeringsbehovet relativt lille. Den primære årsag er, at der anvendes andre døgnkurver for el til varmepumper og elbiler i denne analyse, samt at analysemetoden for 10 kV-nettet er ændret.

Det ses, at der ikke er stor forskel på investeringsbehovet i Flex- og Flex-scenarierne (uden Gridmax). Forskellen på ca. 30 mio. EUR vil sandsynligvis ikke kunne forrente den omfattende investering i netovervågning og styring af enheder, som vil være nødvendig for at realisere Gridmax i Flex-scenariet.

Den største procentvise forskel mellem investeringsbehovet i Nonflex- kontra Flex-scenarierne findes i 0,4 kV-nettet. Det skyldes, at kogespidsen i boligområder er markant større end belastningen i de øvrige timer. 10-20 kV-nettet vil være belastet af både husholdninger og industri. Investeringsbehovet i 0,4 kV-

nettet er således mere følsomt overfor opladning af elbiler hen over kogespidsen.

Investeringsbehovene i Tabel 7 er et udtryk for de omkostninger, som netselskaberne kan forventes at have til udbygning af lavspændingsnettene, hvis antallet af elbiler og varmepumper, samt deres drift, bliver som forudsat i de tre scenarier. I Flex-scenariet er der indeholdt en generel DSO-ydelse (Gridmax) i form af en begrænsning på, hvor meget fleksibelt forbrug der sammenlagt kan flyttes til en enkelt time.

Derudover må det forventes, at netselskaberne i et smart grid vil have mulighed for, enten direkte igennem køb af fleksibilitetsydelser hos aggregatorer der kontrollerer driften af varmepumper/opladning af elbiler, eller indirekte gennem tidsvarierende nettariffer/effekttariffer at flytte noget af belastningen væk fra kritiske perioder i specifikke dele af deres net, og dermed reducere behovet for investeringer.

Hvis netselskaberne på den måde kan undgå overbelastningerne, da vil en del af den sparede omkostning til udbygning kunne anvendes til betaling for fleksibilitetsydelser. Dog vil den teoretisk fulde besparelse ikke kunne opnås, da netselskaberne er nødt til at indregne en risiko for, at en del af kunderne alligevel ikke vil agere fleksibelt i en kritisk situation. De vil derfor være nødt til at indregne en sikkerhedsmargin i deres netdimensionering.

7.2 Analysemetode for Distributionsniveau

Behovet for fleksibilitet for distributionsniveauet defineres i denne analyse som: "Den belastningsreduktion der er nødvendig for, at tilstanden i distributionsnettet bringes inden for designkriterierne" (maksimalt spændingsfald og maksimal belastningsgrad).

Den manglende evne til at levere den efterspurgte effekt vil kunne overkommes ved enten at forstærke distributionsnettet eller ved tidsmæssigt at forskyde effekttrækket (udnytte fleksibilitet i forbruget). Behovet for fleksibilitet vil være afhængigt af, dels af mængden af nyt forbrug, dels af den geografiske placering af forbruget samt af døgnprofilen for det nye og det eksisterende forbrug.

Værdien af fleksibilitet i distributionsniveauet defineres i denne analyse som de omkostninger, netselskaberne vil have, hvis de skulle forstærke/udbygge nettene som en løsning på overbelastninger i distributionsnettene. Værdien er altså opgjøret som den besparelse, som netselskaberne vil få, hvis behovet for udbygning/forstærkninger helt kan undgås ved tidsmæssigt at forskyde elforbruget.

Der kan ikke sættes lighedstegn mellem værdien af fleksibilitet og netselskabernes betalingsvillighed for køb af fleksibilitetsydelser. Dette skyldes, at netselskaberne er nødt til at indregne en risiko for, at kunderne i en skærpet situation ikke vil agere fleksibelt, en risiko som forstærkninger og udbygninger ikke indeholder. Denne risiko er særligt udtalt i 0,4 kV-nettet, hvor der kan være få kunder med fleksibelt elforbrug og dermed større risiko for, at et utilstrækkeligt antal vil agere fleksibelt.

7.2.1 Algoritme

Behovet for fleksibilitet og omkostninger til udbygning af distributionsnettene estimeres ved beregning af spændinger og strømme i udvalgte 10-20 kV-net og 0,4 kV-net. Beregningerne afgrænses til disse net (50-60 kV-nettene undlades), idet det er ved flaskehalse i disse net, hvor indkøb af fleksibilitetsydelse forventes at blive mest relevant.

Beregningerne gennemføres overordnet efter samme skabelon på begge spændingsniveauer:

- a) Der gennemføres load flow-beregninger på udvalgte net. Størrelsen og varigheden af overbelastninger identificeres.
 - b) Der beregnes et estimat²⁵ af omkostningerne forbundet ved at forstærke/udbygge nettene, så overbelastningerne elimineres.
 - c) Værdien af fleksibilitet for distributionsnettene i Danmark estimeres ved at ekstrapolere estimatet i b) for det udvalgte net.
- a) til c) repeteres for scenarierne: Nonflex, Flex og Flex (uden Gridmax).

Detaljeret beskrivelse af de udvalgte net og beregningsmetode findes i afsnittene 7.2.3 og 7.2.4.

7.2.2 Belastningsmodel – eksisterende og nyt elforbrug

Load flow-analyserne gennemføres med middelbelastning for hver time (kWh/h) i en given kalenderperiode (december til februar for 0,4 kV-net og et helt år for 10 kV). Det traditionelle elforbrug modelleres via statistiske modeller for elforbrug, opdelt på kategorierne boliger, fritidshuse, landbrug, industri osv. De statistiske modeller er etableret på basis af måledata og består af middelværdier med tilhørende standardafvigelse.

Det nye elforbrug i form af el til opladning af elbiler og eldrevne varmepumper, modelleres af døgnprofiler leveret af Balmorel-kørsler for elsystemet. Ved addering af det nye elforbrug til det traditionelle er det antaget, at elbiler og individuelle varmepumper er fordelt mellem netselskaberne på landsplan, med antallet af boliger pr. netselskab som fordelingsnøgle.

Fordeling af elbiler og deres opladningsprofil

Antallet af elbiler, der skal fordeles i de udvalgte net, der indgår i analysen, findes som det gennemsnitlige antal elbiler i Danmark pr. enfamiliehus multipliceret med antallet af enfamiliehuse i de udvalgte net.

For beregningerne på 0,4 kV-net fordeles elbilerne som "hele elbiler", og de fordeles tilfældigt mellem enfamiliehuse i 0,4 kV-nettet.

For beregningerne på 10 kV-nettet fordeles elbilerne jævnt på 10 kV-radialernes netstationer (10/0,4 kV stationer). Antallet af elbiler pr. 10 kV-radial fastsættes

²⁵ Omkostningerne til forstærkning estimeres ved et empiriske udtryk for sammenhængen mellem overbelastning og investeringsbehov. Det empiriske udtryk er udledt ved et case studie og beskrevet i rapporten [Energinet.dk, Dansk Energi 2010].

således, at andelen af boliger med elbiler pr. 10 kV-radial antages at være normalfordelt med middelværdi svarende til landsgennemsnittet og en spredning på 1/6 af landsgennemsnittet.

Således vil der både i beregningerne på 0,4 kV-nettet og på 10 kV-nettet optræde lokale koncentrationer af elbiler, hvor andelen af boliger med elbiler på en 0,4/10 kV-radial er større eller mindre end landsgennemsnittet.

Hver elbil antages at have et gennemsnitligt behov for opladning på 2,4 MWh pr. år. Døgnprofil for opladning af den enkelte elbil antages at være ligedannet med profiler for elbilers lademønster leveret af Balmorel-kørsler (tre forskellige scenarier).

Fordeling af individuelle varmepumper og profil for deres elforbrug

Antallet af varmepumper, der skal fordeles i de udvalgte net, der indgår i analysen, findes som det gennemsnitlige antal individuelle varmepumper i Danmark pr. enfamiliehus multipliceret med antallet af enfamiliehuse i de udvalgte net.

For beregningerne på 0,4 kV-net fordeles varmepumperne som "hele varmepumper", og de fordeles tilfældigt mellem enfamiliehusene, der ligger i områder uden naturgasforsyning og fjernvarme (varmeplan område IV).

For beregningerne på 10 kV-nettet fordeles varmepumperne jævnt på 10 kV-radialernes netstationer (10/0,4 kV stationer). Antallet af varmepumper på den enkelte 10 kV-radial fastsættes således, at andelen af boliger med varmepumpe pr. 10 kV-radial antages at være normalfordelt med middelværdi svarende til landsgennemsnittet og en spredning på 1/6 af landsgennemsnittet.

Således vil der både i beregningerne på 0,4 kV-nettet og på 10 kV-nettet optræde lokale koncentrationer af varmepumper, hvor andelen af boliger med varmepumpe på en 0,4/10 kV-radial er større eller mindre end landsgennemsnittet.

Hver bolig antages at have et årligt energiforbrug til varmepumpen på 4,9 MWh. Døgnprofil for energiforbrug på den enkelte varmepumpe antages at være ligedannet med profiler for varmepumper leveret af Balmorel-kørsler (tre forskellige scenarier).

7.2.3 Load flow-analyser på 0,4 kV-net

Af hensyn til gennemførligheden og begrænset adgang til data (nettopologi), begrænses analysen til load flow-beregninger på seks 60/10 kV transformere og underlæggende 10 kV- og 0,4 kV-net. Transformerne er udvalgt, så de i stor grad forsyner områder med enfamiliehuse. De udvalgte net omfatter i alt 1.110 lavspændingsradialer.

Strøm- og spændingsforholdene beregnes for hver time i kalendermånederne december, januar og februar, hhv. i grundåret 2015 og i 2035 med tre forskellige døgnprofiler for elforbrug til opladning af elbiler og elforbrug til opvarmning med varmepumper; scenarierne Nonflex, Flex og Flex (uden Gridmax). Beregningerne begrænses til netop disse tre kalendermåneder, da disse kalendermå-

neder vil være dimensionerende for de boligområder, hvor elbiler og varmepumper introduceres.

Beregningerne foretages med normal koblingstilstand af nettene, idet 0,4 kV-net normalt ikke dimensioneres til N-1²⁶ situationer. Spændings- og belastningsforholdene beregnes for hver time, og 99 procentfraktilen af belastningsgrad/spændingsfald for den netkomponent (kabel/luftledning) med den største belastningsgrad, og det kabelskab med størst spændingsfald, registreres for hver 0,4 kV-radial.

Er belastningsgraden større end 75 pct.²⁷ af komponentens mærkestrøm, eller er spændingsfaldet større end 3 pct.²⁸ i kabelskabet, da omsættes overskridelsen til et behov for investering i forstærkning/udbygning af nettet. Omregningen til investeringsbehov gennemføres efter empiriske nøgletal baseret på case studier gennemført i [Energinet.dk, Dansk Energi 2010].

7.2.4 Load flow-analyser på 10-20 kV-net

I analysen er der udført beregninger på 10 kV-net i 2 netselskaber. I alt indgår der 546 10 kV-radialer i beregningerne.

10-20 kV-net dimensioneres til at kunne forsyne den til enhver tid forekommende belastning ved mangel af én vilkårlig netkomponent (N-1 kriteriet). Selv om der tillades en højere belastningsgrad og et større spændingsfald under en N-1 hændelse, vil et net, der opfylder N-1 kriteriet, typisk ikke have problemer med at overholde dimensioneringskriterierne i normal drift. Behovet for fleksibilitet vil derfor normalt optræde først i N-1 situationer, hvorfor der i analysen tages udgangspunkt i driftssituationer med udfald af mest kritiske netkomponent (første kabel på 10 kV-radial) og bedste reserveomlægning af radialens forbrugere til naboradial.

For hver N-1 situation (udfald af første kabel på 10 kV-radial) estimeres belastnings- og spændingsforhold for hver time i det omlagte net (den fejlramte 10 kV-radial og den 10 kV-radial der er omlagt til). 99 procentfraktilen af belastningsgraden for den netkomponent (kabel/luftledning) med den største belastningsgrad, og 99 procentfraktilen af spændingsfaldet for den 10/0,4 kV station med størst spændingsfald, registreres for hver 10 kV-radial.

²⁶ N-1 kriteriet betyder, at nettet skal kunne overføre den til enhver tid forekommende forbrug under mangel af en vilkårlig netkomponent. Det vil sige, der skal forekomme reserve forsyningsveje der har tilstrækkelig ledig kapacitet til at forsyne de udsklede kunder.

²⁷ Belastningsgrænsen er sat til 75 pct., da der dermed er afsat plads til at belastningen i det virkelige net ikke er ens fordelt mellem faserne. I beregningerne regnes der med at belastningen er ens fordelt på de tre faser.

²⁸ Normalt tillades der op til 5 pct. spændingsfald i lavspændingsnet. Men da der regnes med jævnt fordelt belastning mellem faserne, afsættes der plads til det ekstra spændingsfald der vil være i et virkeligt net hvor belastningen ikke er jævnt fordelt mellem de tre faser.

Overskrides netkomponenternes maksimale belastningsgrad, eller overskrides det maksimalt tilladelige spændingsfald, omsættes overskridelsen til et behov for investering i forstærkning af nettet. Omregningen til investeringsbehov gennemføres efter empiriske nøgletal baseret på case studier gennemført i [Energinet.dk, Dansk Energi 2010].

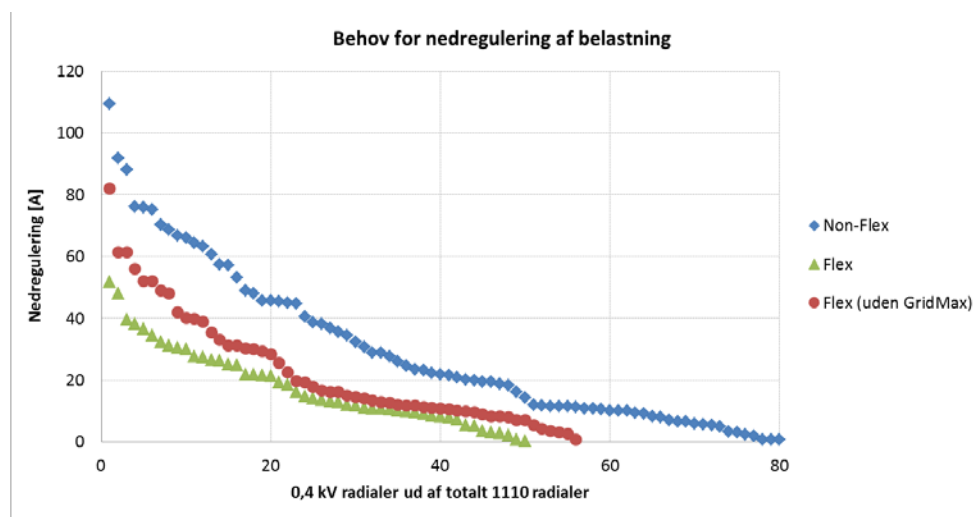
7.3 Resultater - distributionsniveauet

7.3.1 0,4 kV-niveau

Som nævnt defineres behovet for fleksibilitet i 0,4 kV-nettet i nærværende analyse, som den reduktion af belastningen der er nødvendig i en normaldrift situation, for at belastningsgraden og spændingsfaldet i 0,4 kV-nettet kommer inden for dimensioneringsgrænserne. En normaldrift situation er her defineret som drift uden omlægninger som følge af havari eller andet arbejde i nettet.

Ekstreme belastningssituationer som ved spændingssætning af et net med mange varmepumper efter et længerevarende afbrud i fyringssæsonen er ikke behandlet i denne analyse. I en sådan situation, hvor der vil være et stort samtidigt behov for opvarmning af samtlige huse på en lavspændingsradial, vil merkantile virkemidler sandsynligvis ikke være tilstrækkelige til at sikre den nødvendige fleksibilitet i forbruget. Udkobling ved tvang eller trinvis genindkobling af forbrugere kan derfor være nødvendig.

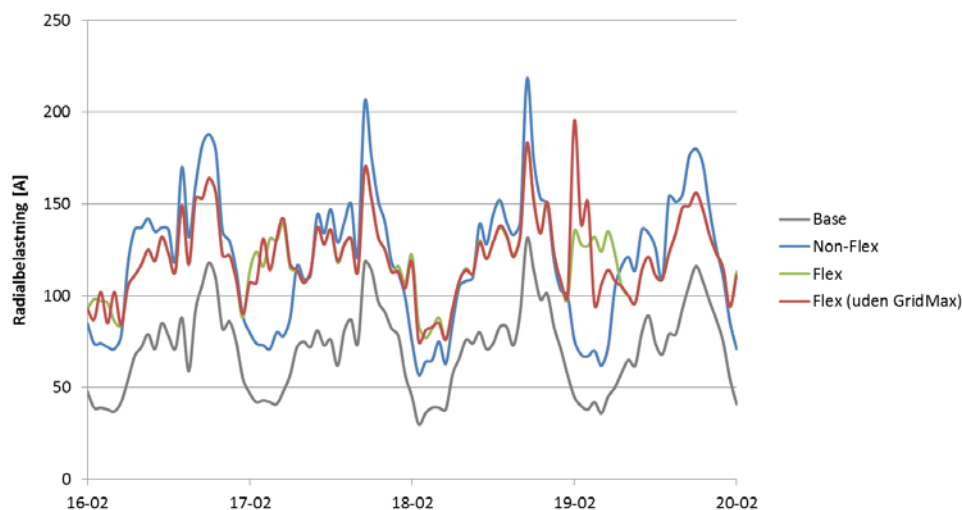
På nedenstående figur ses det maksimale behov for nedregulering af forbrug for de analyserede 0,4 kV-radialer i perioden december-februar. Der indgår 1.110 radialer i analysen, ud af estimeret ca. 200.000²⁹ radialer på landsplan.



Figur 63 Behov for nedregulering af belastning (fleksibilitet) for de 1.110 0,4 kV-radialer i analysen.

²⁹ Ifølge dansk elforsynings statistik 2006 er der ca. 70.000 netstationer i eldistributionsnettene i Danmark. Det antages, at der i snit er ca. 3 lavspændingsradialer pr. netstation.

I Flex-scenariet er behovet for nedregulering af forbruget mindre end i Nonflex- og i Flex-scenarierne (uden Gridmax). Størst er behovet i Nonflex, hvilket skyldes, at opladning af elbiler efter hjemkomst (hen over kogespids) giver større peaks, end at 50 pct. af elbilerne oplader i lavprisperioder om natten. På nedenstående figur ses belastningen på en enkelt 0,4 kV-radial over 4 døgn.



Figur 64 Behov for nedregulering af belastning (fleksibilitet) for de 1.110 0,4 kV-radialer i analysen.

Det ses, at belastningskurverne for Flex og Flex (uden Gridmax) er næsten sammenfaldende på nær aften/natten til den 19/2, hvor Flex (uden Gridmax) har en højere peak. Nonflex ses at give den største belastning i samtlige af de fire døgn. Nonflex-scenariet bidrager sammenlagt til en forøgelse af døgnmaks. i forhold til base (døgnkurve for 2015 uden elbiler og varmepumper) på ca. 75 pct., hvor Flex og Flex (uden Gridmax) forøger døgnmaks. med ca. 50 pct.

Omkostninger til forstærkning/udbygning

Behovet for reduktion af belastningen i 0,4 kV-nettet, som den er estimeret i afsnit 7.3.1, omsættes til en gennemsnitlig omkostning til forstærkning af nettet ved samme metode som beskrevet i rapporten [Energinet.dk, Dansk Energi 2010].

De gennemsnitlige omkostninger til forstærkning pr. km lavspændingsnet, som netselskabet råder over, estimeres for forskellige arkenet. Arkenettene defineres ud fra deres varmeplansområde, se Tabel 8. Område IV dækker over områder uden fjernvarme og naturgasforsyning.

	Høj/mellem belastnings-tæthed	Lav belastningstæthed
Varmeplanområde IV	Arkenet A	Arkenet B
Øvrige områder	Arkenet C	Arkenet D

Tabel 8 Opdeling af 0,4 kV i arkenet.

For hvert af de 4 arkenet beregnes omkostningerne til forstærkning i de tre scenarier Nonflex, Flex og Flex (uden Gridmax). Investeringsbehovet for hver arkenet type omregnes til et samlet investeringsbehov pr. km lavspændingsnet, som det pågældende selskab råder over, ved kendskab til antallet af km lavspændingsnet opdelt i de fire arkenet-typer. Hermed opnås følgende gennemsnitlige investeringsbehov pr. m lavspændingsnet totalt.

Scenarium	Investeringsbehov for 0,4 kV-net
Nonflex	2,9 EUR/m
Flex	1,7 EUR/m
Flex (uden Gridmax)	1,9 EUR/m

Tabel 9 Investeringsbehov pr. m lavspændingsnet ved det netselskab hvori de analyserede net ligger.

Med kendskab til længden af lavspændingsnettet i Danmark skaleres dette "selskabsresultat" til et behov for investeringer i 0,4 kV-nettet på landsplan. En sådan skalering er forbundet med stor usikkerhed, da den dels forudsætter, at de analyserede radialer er repræsentative for lavspændingsnettene i Danmark, dels bygger på et empirisk udtryk for omregning mellem overbelastning og investeringsbehov.

Hvis vi forudsætter, at de analyserede 1.110 radialer rent faktisk er repræsentative for 0,4 kV-nettene i Danmark, kan det samlede investeringsbehov i de danske lavspændingsnet indtil 2035 i de tre scenarier estimeres til:

Scenarium	Investeringsbehov for 0,4 kV-net
Nonflex	EUR 0,21 mia.
Flex	EUR 0,12 mia.
Flex (uden Gridmax)	EUR 0,14 mia.

Tabel 10 Estimat af investeringsbehovet i 0,4 kV-nettene i Danmark indtil 2035.

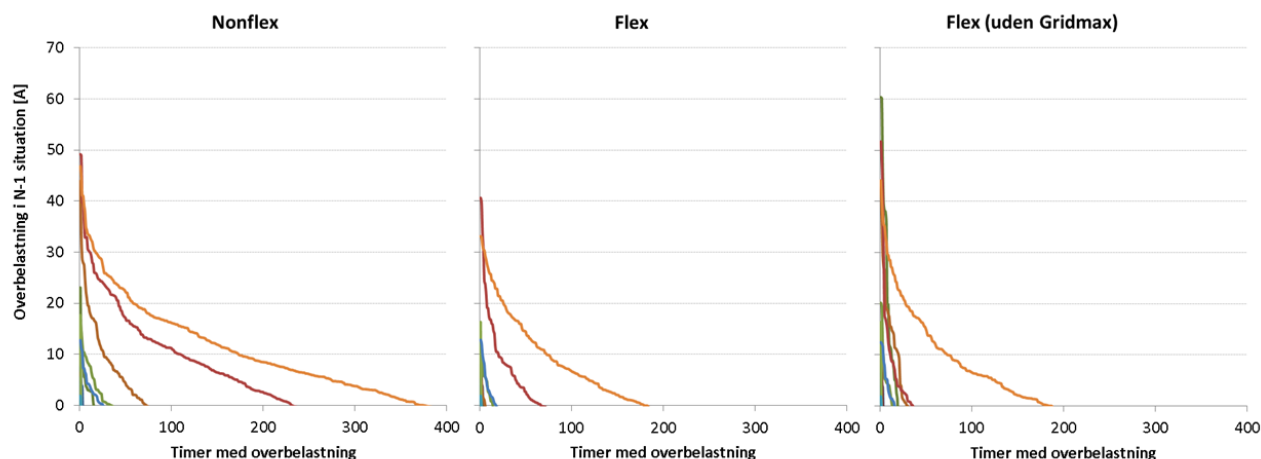
Det ses, at investeringsbehovene i de to Flex-scenarier (med og uden Gridmax) er sammenlignelige, men at investeringsbehovet i Nonflex er ca. 50 pct. større.

7.3.2 10-20 kV-net

Som for 0,4 kV-nettet defineres behovet for fleksibilitet i 10-20 kV-nettet som den reduktion af belastningen, der er nødvendig for, at nettets dimensioneringskriterier ikke overskrides. Men modsat 0,4 kV-nettet vil behovet for fleksibilitet i 10-20 kV-nettet primært optræde i omlægningssituationer. Kritiske omlægningssituationer vil optræde under havari af kritiske netkomponenter, da planlagt arbejde i nettet kan tilrettelægges således, at omlægninger ligger uden for perioder med høj belastning i nettet.

På nedenstående figur ses eksempler på varighedskurver for overbelastning af 10 kV-radialer i N-1 situationer for tre forskellige scenarier. Hver kurve viser

overbelastningen i A for hver af de 10 kV-radialer, hvor omlægning giver anledning til overbelastning.



Figur 65 Varighedskurver for overbelastning af 10 kV-radialer i kritiske omlægningssituationer.

Det bemærkes, at det kun er få radialer ud af de 546, der indgår i analysen, som bliver overbelastede under omlægninger. Summen af de maksimale overbelastninger (højeste værdi pr. radial), samt arealet af varighedskurverne for overbelastningerne fremgår af nedenstående tabel.

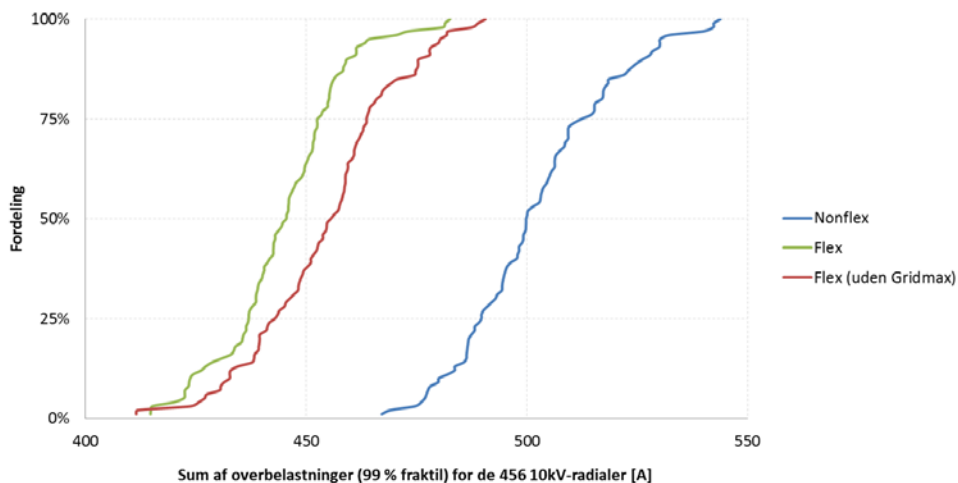
Scenarium	Sum af maksimale overbelastninger	Areal af overbelastning
Nonflex	0,43 kA	8,1 kAh
Flex	0,35 kA	2,6 kAh
Flex (uden Gridmax)	0,50 kA	3,3 kAh

Tabel 11 Sum af maksimale overbelastninger og areal af overbelastningsvarighedskurver.

Nonflex giver ikke den største overbelastning, men giver til gengæld mange timer med overbelastning, hvilket skyldes, at opladning af elbiler hen over koge-spidsen optræder hyppigere end de relativt sjældne nat-peaks, der giver overbelastning.

I praksis vil risikoen for overbelastning i en enkelt time under worst case omlægning ikke føre til, at distributionsnettet forstærkes. Dels vil hændelsen optræde meget sjældent, dels vil nettets komponenter kunne tåle at blive overbelastet nogle få timer, uden at komponentens levetid reduceres væsentligt. Er overbelastningen skyld i et for stort spændingsfald i nettet, vil spændingskvaliteten være kompromitteret nogle få timer, men sandsynligvis vil det være uden væsentlig ulempe for de få kunder, der udsættes for den lave spænding. Det vælges derfor at se bort fra de 1 pct. af årets timer (9 timer), der giver den største (over)belastningsgrad af nettet.

Da elbiler og varmepumper fordeles stokastisk så andelen af boliger med varmepumpe, og elbil på de enkelte 10 kV-radialer er normalfordelt, vil beregningerne ved hver gennemregning give forskellig fordeling af varmepumper/elbiler på de enkelte 10 kV-radialer. For at afdække følsomheden for denne fordeling er der udført 100 gennemregninger med tilfældig fordeling af varmepumper og elbiler. Fordelingskurverne for den samlede overbelastning i de 100 gennemregninger og i de tre scenarier er vist på Figur 66.



Figur 66 Fordelingskurve for samlet overbelastning (sum af 99 procentfraktil) ved 100 forskellige fordelinger af elbiler og varmepumper på 10 kV-radialer.

Af kurverne kan følgende aflæses:

Scenarium	Overbelastning median
Nonflex	~500 A (+45 / -35)
Flex	~445 A (+35 / -30)
Flex (uden Gridmax)	~455 A (+35 / -45)

Tabel 12 Median af samlet overbelastning for 100 forskellige fordelinger af elbiler og varmepumper. Ekstremer i forhold til median er angivet i parentes.

Omkostninger til forstærkning/udbygning:

I det følgende opstilles der et estimat af de omkostninger der vil være forbundet med at forstærke/udbygge nettet ud af overbelastningsproblemerne i 10-20 kV nettene. Estimatet bygger som nævnt i afsnit 7.2.4 på en empirisk sammenhæng mellem overbelastningen i ampere og omkostninger til afhjælpning af overbelastningen ved forstærkning/udbygning. Det empiriske udtryk er fundet ved et case studie gennemført og dokumenteret i rapporten [Energinet.dk, Dansk Energi 2010].

I det følgende anvendes medianen af 99 procentfraktillerne vist på Figur 66 ved beregning af estimatet for investering i 10-20 kV-nettet. For de to netselskaber i

nærværende analyse opnås følgende gennemsnitlige omkostninger pr. 10 kV-radial.

Scenarium	Investeringsbehov for 10 kV pr. radial
Nonflex	6,0 t.EUR/radial
Flex	5,3 t.EUR/radial
Flex (uden Gridmax)	5,5 t.EUR/radial

Tabel 13 Investeringsbehov pr. 10 kV-radial frem til 2035.

Ovenstående estimat er forbundet med stor usikkerhed, da det empiriske udtryk for omregning mellem overbelastning og investeringsbehov bygger på et begrænset antal udbygnings cases.

Skalering af dette resultat til et behov for investeringer i 10-20 kV-nettet på landsplan forudsætter endvidere at selskaberne er repræsentative for landet som helhed – hvilket ikke er givet. Hvis vi forudsætter at de analyserede net rent faktisk er repræsentative for 10-20 kV-nettene i Danmark, kan det samlede investeringsbehov i de tre scenarier fremskrives via antallet af 10-20 kV-radialer i Danmark (Skaleret via netvolumen).

Scenarium	Investeringsbehov for 10-20 kV-net	
	Skaleret via netvolumen	Skaleret via 2010 investeringsestimat
Nonflex	EUR 0,031 mia.	EUR 0,25 mia.
Flex	EUR 0,027 mia.	EUR 0,22 mia.
Flex (uden Gridmax)	EUR 0,028 mia.	EUR 0,23 mia.

Tabel 14 Estimeret investeringsbehov i 10-20 kV-net i Danmark frem til 2035.

I rapporten [Energinet.dk, Dansk Energi 2010] blev investeringsbehovet i 10-20 kV-nettet ligeledes estimeret i forskellige scenarier med nyt elforbrug til elbiler og varmepumper. I analysen fra 2010 var de to netselskaber som indgår i nærværende analyse imidlertid underrepræsenteret i det samlede investeringsbehov for 10-20 kV-nettene i Danmark (der skulle investeres mindre i disse net end for det gennemsnitlige net i Danmark). Anvendes i stedet de to netselskabers andel af investeringsbehovet i 2010-analysen som skaleringsfaktor, opnås investeringsbehovet vist i kolonnen "Skaleret via 2010-investeringsestimat".

Differencen på en faktor 8 giver et meget godt udtryk for den usikkerhed som ovenstående investeringsestimater er forbundet med.

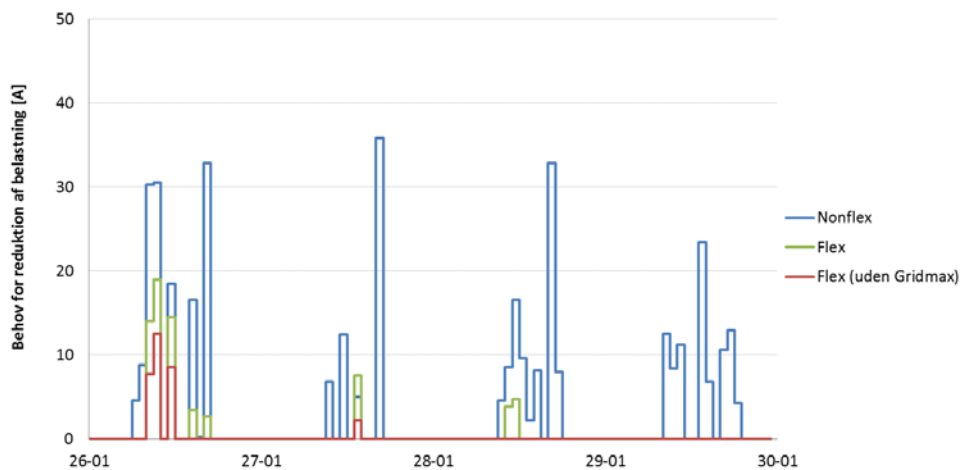
Gennemsnitligt årligt behov for reguleringsydelse:

Overbelastning under omlægning vil kunne forekomme hvis en kritisk netkomponent (fx udføringskablet på 10-20 kV afgang) havarerer, samtidigt med at der er høj belastning i nettet. Der skal altså være sammenfald mellem to mere eller mindre sjældne hændelser. Hvis sandsynligheden for fejl på netkomponenten er lav (fx en fejl pr.20. år), og det fx kun er 5 pct. af årets timer at der op-

træder overbelastning i reservekoblingen, da vil den samlede sandsynligheden for overbelastning være meget lille (en kritisk fejl pr. 400 år).

For at beregne en business case på levering af reguleringsydelser til netelskaber som løsning på problemer med flaskehalse i nettet, er det er således ikke kun relevant at se på behovet for fleksibilitet målt som summen af overbelastninger i ampere i kritiske N-1 situationer, men også på sandsynligheden for at behovet for belastningsreduktion forekommer, målt som årlig gennemsnitlig nedregulering i Ah/år.

På Figur 67 ses behovet for nedregulering for en enkelt 10 kV-radial ved udfald af første kabel på 10-20 kV-radialen.



Figur 67 Behov for nedregulering af belastning af en 10 kV-radial for fire døgn i februar måned.

Radialen er udvalgt blandt en af de radialer med det største behov for nedregulering, og der ses – i modsætning til mange af de øvrige radialer – sammenhængende perioder med behov for nedregulering.

Optræder der fejl på fx første kabel på en 10 kV-radial i en given time, vil belastningen på radialen blive lagt over på den naboradial, der giver den bedste reservekobling (lavest belastningsgrad og mindste spændingsfald). Omlægningen vil vare fx 8 timer, indtil fejlen er udbedret, og det fejlramte kabel kan kobles ind igen. Behovet for nedregulering af belastning vil derfor ikke kun kunne optræde i den time, som fejlen optræder, men også i den efterfølgende reparationstid.

Det årlige behov for reduktion i belastningen målt i Ah/år estimeres ved formeludtrykket:

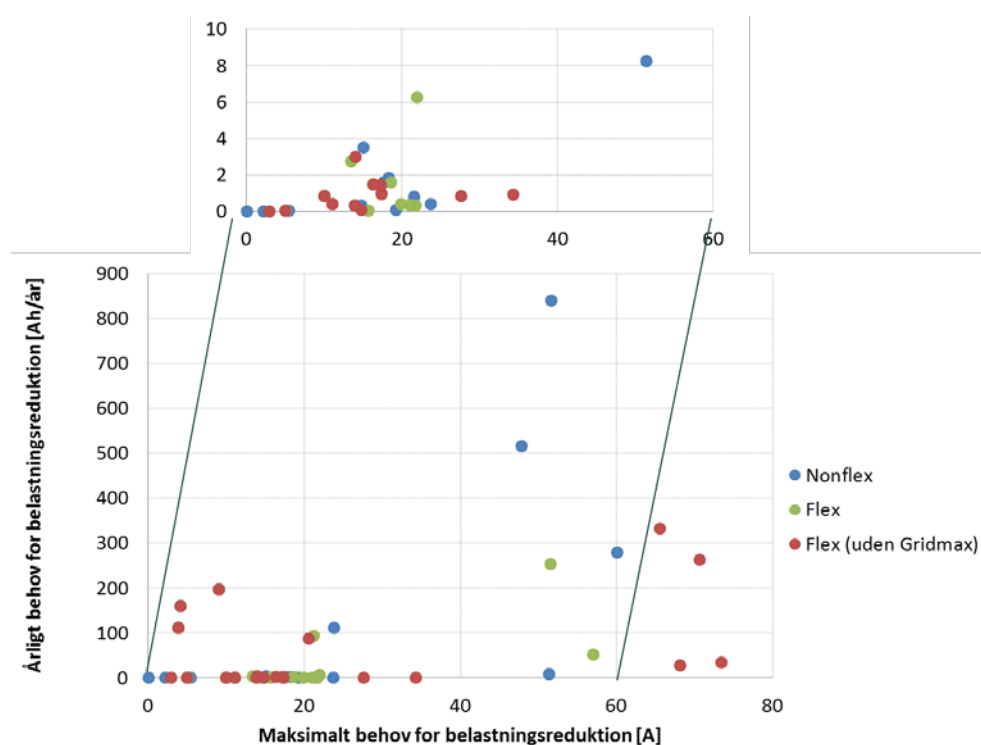
$$\sum_{n=1}^5 \left[\sum_{i=1}^{8760} \left(P_n \cdot \sum_{t=1}^{reptid} I_{overbel, n}(t+i-1) \right) \right]$$

hvor

- n er de første fem kabler på radialen
- i er den aktuelle time
- P_n er sandsynligheden for fejl på kabel n i timen t
- $reptid$ er den gennemsnitlige reparationstid for kablet
- $I_{overbel, n}(t)$ er overbelastningen ved udfald af kabel n til tiden t

Af hensyn til gennemførligheden af beregningerne er det valgt kun at se på udfald af de første 5 kabler for hver 10 kV-radial. Denne begrænsning har meget lille effekt på resultatet, da det kun er ganske få radialer der i omlægning ved fejl på det femte kabel er overbelastet.

For populationen på de 546 10 kV-radialer i analysen, er sammenhængen mellem den maksimale overbelastning i N-1 situationen og det årlige behov for reduktion af belastningen i N-1 situationer vist på nedenstående figur.



Figur 68 Sammenhæng mellem maksimal overbelastning og gennemsnitligt årligt behov for reduktion af belastningen for hver 10 kV-radial. (Bemærk, at der her er angivet maksimal overbelastning og ikke 99 procentfraktilen).

Der er her regnet med en fejlhyppighed på 5 fejl/år/100 km kabel, hvilket svarer til fejlhyppigheden på ældre olie-papir-isolerede kabler. Reparationstiden er sat til 8 timer.

For langt de fleste radialer er det årlige behov for belastningsreduktion meget begrænset, hvilket skyldes at N-1 situationen kun giver problemer i ganske få timer, og at sandsynligheden for fejl på netop det kabel som giver overbelastningen er lille (fx hvis kabelstrækningen er kort).

For radialer hvor det årlige behov for belastningsreduktion er høj, vil forstærkning af nettet kunne være mere fordelagtigt for netselskabet end indkøb af fleksibilitetsydelse.

De akkumulerede behov for belastningsreduktion for de 400 radialer er vist i nedenstående skema.

	Nonflex	Flex	Flex (uden Gridmax)
Årligt behov for belastningsreduktion	2,2 kAh/år	0,88 kAh/år	0,50 kAh/år
Sum af maksimalt behov for belastningsreduktion	0,42 kA	0,35 kA	1,2 kA

Tabel 15 Gennemsnitligt årligt behov for indkøb af belastningsreduktion på 400 lavspændingsradialer i 2035.

Nonflex giver et væsentligt større årligt behov for reduktion af belastningen end de øvrige scenarier. Dette skyldes at opladning over kogespidsen forekommer hyppigere end natlige peaks, og dermed er sandsynligheden for sammenfald af høj belastning og fejl i nettet større.

8. Samlet værdi af øget fleksibelt elforbrug i Danmark

I rapporten er reduktionen i omkostninger på system- og distributionsniveau bestemt ved at optimere det fleksible elforbrug efter elpriserne på spotmarkedet. Først gives en kort opsummering af de fundne økonomiske gevinster ved fleksibelt elforbrug i Danmark, hvorefter resultaterne fra system- og distributionsniveau sammenkobles til en samlet vurdering af samfundsøkonomisk gevinst ved fleksibelt elforbrug. Der fremhæves væsentlige resultater vedrørende privatøkonomisk gevinst af fleksibelt elforbrug.

Til slut i kapitlet diskuteres omkostninger, for at mobilisering og drift af det fleksible elforbrug i spotmarkedet kan realiseres, både hvilke omkostninger der er medtaget i beregningerne, og hvilke der ikke er. Der nævnes kort andre omkostninger, der ikke er medtaget, i forhold til andre anvendelser af fleksibelt elforbrug.

8.1 Samfundsøkonomisk gevinst ved øget fleksibelt elforbrug

Systemniveauet

Værdien af øget fleksibelt elforbrug er bestemt ved at sammenligne ændringen i samfundsøkonomiske systemomkostninger for Danmark i 2025 og 2035 i scenarie (Flex) med fleksibelt elforbrug fra 50 pct. af elbilerne, individuelle varmepumper samt afbrydeligt elforbrug og elektrolyse til brintproduktion med et scenarie hvor disse teknologier har et ufleksibelt driftsmønster (Nonflex).

Øget fleksibelt elforbrug i både Danmark og udlandet fører til reduktion i investeringsomkostninger i spidslastværker samt til besparelser i brændsels og CO₂-omkostninger, blandt andet på grund af at mindre vindproduktion bliver bortkoblet. Der er beregnet en reduktion på 20 GW mindre akkumuleret behov for spidslastværker i NWE i 2035 på grund af det fleksible og afbrydelige elforbrug. Samlet set sænkes systemomkostningen i NWE med hhv. 0,52 og 2,0 mia. EUR/år i 2025 og 2035 på grund af fleksibelt elforbrug.

I 2035 er der samlet en samfundsøkonomisk nettogevinst i Danmark på 114 mio. EUR/år på grund af øget fleksibelt elforbrug i Danmark og udlandet. Ændring i elhandelsbalancen med udlandet på grund af fleksibelt elforbrug er den væsentligste årsag til nettogevinsten i Danmark og bidrager alene med 176 mio. EUR/år.

2035	NWE Nonflex	NWE Flex
DK Nonflex	Reference	+ 17 mio. €år
DK Flex	+ 124 mio. €år	+ 114 mio. €år
Værdi af DK Flex i DK	+ 124 mio. €år	+ 97 mio. €år

Ændring i systemgevinst i 2035 i Danmark i scenarier med forskellig mængde fleksibilitet i hhv. Danmark og udlandet i forhold til referencen.

De fleksible elforbrugere i Danmark opnår 85 mio. EUR/år i samlet gevinst, mens vindkraft øger indtjeningen fra day-ahead-markedet med 62 mio. EUR/år,

og kraftværker reducerer indtjening med 43 mio. EUR/år. Konventionelle danske elforbrugere opnår samlet 36 mio. EUR/år i gevinster.

Af de medtagne følsomhedsscenarier har investering i brintlager størst indflydelse på systemværdien i Danmark, idet systemværdien sænkes fra 114 mio. EUR/år til 73 mio. EUR/år i 2035, hvis denne mulighed ikke medtages.

Forholdet mellem fleksibilitet i udlandet og Danmark har betydning for den danske systemgevinst. I 2025 giver det sig udslag i en negativ nettogevinst for Danmark på -20 mio. EUR/år, der primært udgøres af et tab i danske flaskehalsindtægter og en mindre forbedring af elhandelsbalancen. Hvis udlandet ikke havde fleksibilitet, ville værdien af den danske fleksibilitet være ca. 18 mio. EUR/år i 2025.

2025	NWE Nonflex	NWE Flex
DK Nonflex	Reference	-30 mio. €år
DK Flex	+ 18 mio. €år	- 20 mio. €år
Værdi af DK Flex i DK	+ 18 mio. €år	+ 10 mio. €år

Ændring i systemgevinst i 2025 i Danmark i scenarier med forskellig mængde fleksibilitet i hhv. Danmark og udlandet i forhold til referencen.

Uanset mængden af fleksibilitet i udlandet ses det, at øget fleksibelt elforbrug i Danmark forbedrer systemgevinsten i Danmark både i 2025 og 2035.

Omkostningerne til at fastholde effekttilstrækkeligheden i Danmark er beregnet som behovet for yderligere elkapacitet (strategisk reserve) i forhold til summen af eksogent forudsat elkapacitet og de kapacitetsinvesteringer, som foretages i forhold til spotmarkedet. I 2025 er der intet behov for yderligere elkapacitet i Danmark, mens der i 2035 er et behov i Østdanmark på +420 MW i Nonflex og +320 MW i Flex. Besparelsen på investering og drift af 100 MW ny spidslastkapacitet er estimeret til en yderligere gevinst af fleksibelt elforbrug på ca. 2 mio. EUR/år i forhold til de gevinster, der allerede er medregnet ved fleksibelt elforbrug i spotmarkedet.

Distributionsniveauet

Gevinsten for distributionsnettet ved, at fleksibelt elforbrug optimeres i forhold til elprisen, er bestemt som forskellen mellem omkostninger til traditionel netudbygning i 0,4-20 kV-nettet med hhv. uflexibelt og fleksibelt elforbrug. Det skal bemærkes, at estimerne for Danmark som helhed er usikre på grund af, at der er anvendt opskalering af beregninger for 0,4-20 kV fra to netområder til at give et samlet estimat for alle netområder i Danmark.

2035 Scenarium	0,4 kV	10-20 kV	Total EUR
Nonflex	EUR 210 mio.	EUR 250 mio.	EUR 460 mio.
Flex	EUR 120 mio.	EUR 220 mio.	EUR 340 mio.
Flex (uden Gridmax)	EUR 140 mio.	EUR 230 mio.	EUR 370 mio.

Tabel 16 Omkostninger til 0,4 kV- og 10-20 kV-distributionsnet i Danmark frem til 2035 i forskellige scenarier

I det fleksible scenarie nedsættes omkostningen i Danmark frem til 2035 med ca. 120 mio. EUR fra 460 mio. EUR (Nonflex) til 340 mio. EUR (Flex), jf. Tabel 16, hvoraf den største gevinst stammer fra besparelser i 0,4 kV-nettet. Den samlede omkostningsbesparelse frem til 2035 svarer til en annuieret årlig besparelse i 0,4-20 kV-distributionsnettene i Danmark på ca. 9 mio. EUR/år på grund af fleksibelt elforbrug.

Hvis samtidigheden af det nye elforbrug fra elbiler og individuelle varmepumper ikke begrænses til et maksimalt effektforbrug svarende til 20 pct. af det konventionelle spidslastforbrug (som i Flex uden Gridmax), vil nettomkostningerne øges med 30 mio. EUR frem til 2035 fra 340 til 370 mio. EUR/år. Den annuierede årlige besparelse uden Gridmax-begrænsningen er da ca. 7 mio. EUR/år.

Det vurderes, på grund af den relativt lave gevinst ved Gridmax-begrænsningen, vil det ikke være attraktivt at implementere. Derfor regnes bidraget fra distributionsniveauet til den samlede værdi af øget fleksibelt elforbrug i Danmark som gevinsten uden Gridmax-begrænsningen, det vil sige 7 mio. EUR/år.

Hvis flere elbiler og varmepumper er fleksible end i Flex-scenariet, vil det øge gevinsten ved Gridmax-begrænsningen, fordi spidslastforbruget fra disse enheder stiger når de samtidig flytter elforbruget til perioder med meget lave elpriser. En øget gevinst af begrænsningen på distributionsniveau skal holdes op mod reduceret gevinst på systemniveau. Det er vist, at den anvendte Gridmax-begrænsning har meget lav indflydelse på gevinsten på systemniveau.

I Balmorel er tidsvarierende distributionstariffer medtaget, der antages omkostningsægte, det vil sige, reduktionen i tariffbetaling afspejler sparede netinvesteringer. Den samlede reduktion i tariffbetalingen i 2035 i Flex i forhold til Nonflex er ca. 10 mio. EUR/år, så der gives et prissignal via distributionstariffen som ca. svarer til den beregnede besparelse (ca. 7 mio. EUR/år), som netselskabet vil opnå i sparede netomkostninger på grund af fleksibelt elforbrug.

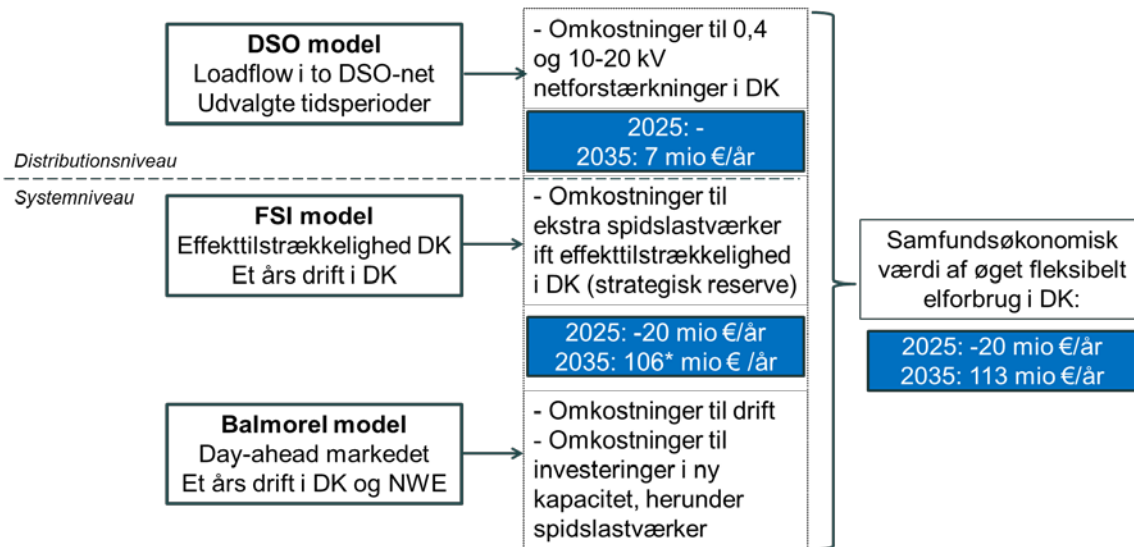
Distributionselskaber kan lave specielle aftaler med fleksible forbrugere, såkaldte DSO-produkter, der målrettes mod distributionsnettets behov. Hermed kan der skabes ekstra betaling til forbrugerne for at være fleksible, såfremt de kan flytte forbruget i forhold til elnettets behov. Omkostningen til traditionel netudbygning vil være en øvre grænse for netselskabernes betalingsvillighed.

Den maksimale betalingsvillighed for netselskaberne for at løse de netomkostninger, der er tilbage efter forbruget er optimeret i forhold til elprisen, er bestemt som omkostningen ved traditionel netudbygning for 0,4-20 kV-nettet i Danmark. Jf. ovenstående Tabel 16 er disse omkostninger ca. 340-370 mio. EUR for perioden frem til 2035.

Samlet samfundsøkonomisk værdi af øget fleksibelt elforbrug i Danmark

På Figur 69 er i de blå bokse vist de fundne gevinster ved øget fleksibelt elforbrug på hhv. system og distributionsniveau i DK for 2025 og 2035.

I 2035 er systemgevinsten vist uden bidrag fra reduceret tariffbetaling (repræsenterer netbesparelse)³⁰ på 10 mio. EUR/år.



Figur 69. Gevinster ved øget fleksibelt elforbrug på hhv. system og distributionsniveau i DK for 2025 og 2035 er vist i de blå bokse.

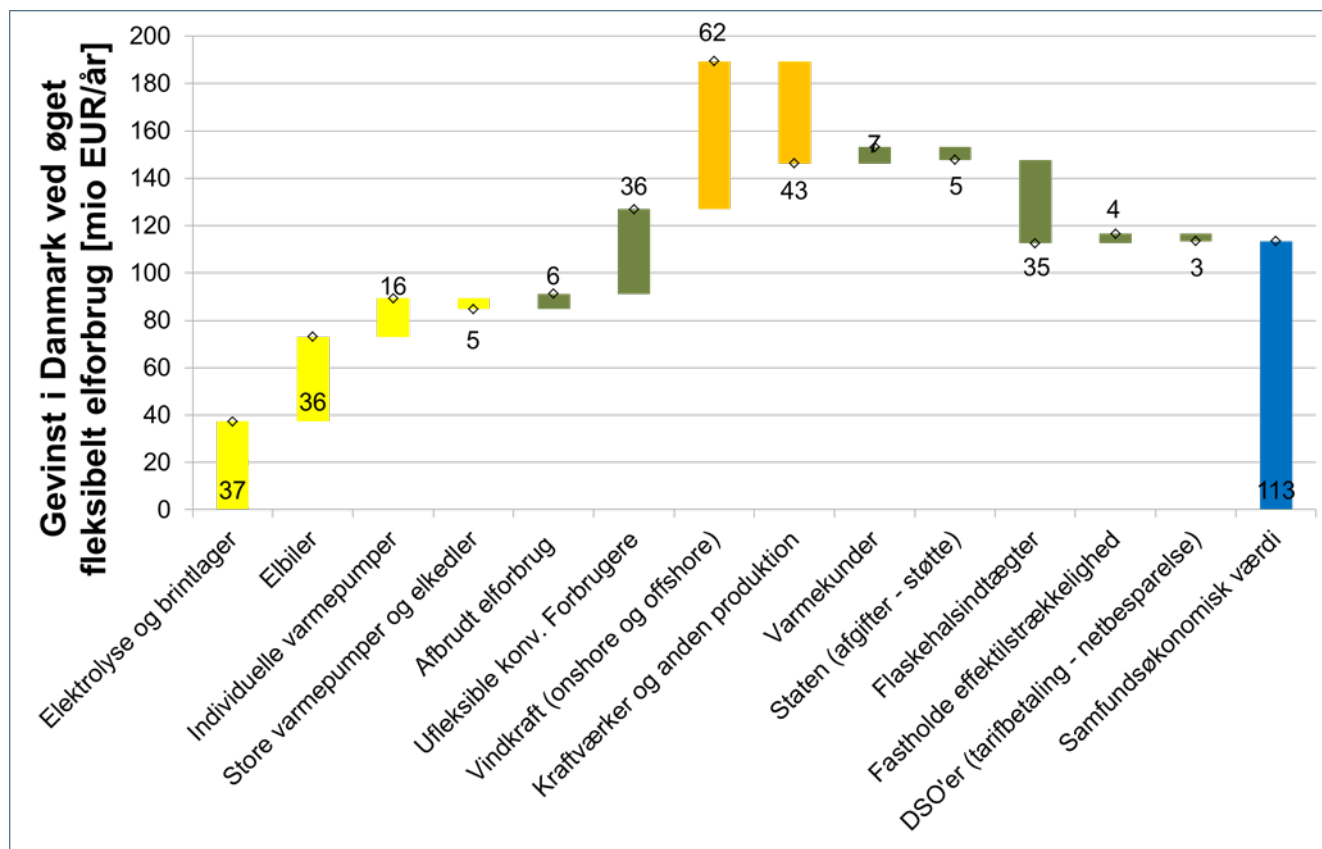
Værdien af øget fleksibelt elforbrug på system- og distributionsniveau er tilsvarende opsummeret i Tabel 19, hvor det ses at omkostningsreduktionen på systemniveauet udgør det største del af gevinsten i 2035 med 106 mio. EUR/år ud af i alt 113 mio. EUR/år.

Gevinst i DK ved øget fleksibelt elforbrug (mio. EUR/år)	2025	2035
Systemniveau	-20	106*
Distributionsniveau 0,4 kV Reduktion i annuieret investeringer 2015-2035	Ikke estimeret	5
Distributionsniveau 10-20 kV Reduktion i annuieret investeringer 2015-2035	Ikke estimeret	2
Samlet samfundsøkonomisk værdi	-20	113

Tabel 17 Samlet gevinst i Flex scenariet med bidrag fra system- og distributionsniveau.

På Figur 70 er vist fordeling af den samfundsøkonomiske værdi på aktører og teknologier i 2035.

³⁰ *). Systemgevinst uden bidrag fra reduceret tariffbetaling (repræsenterer netbesparelse)



Figur 70. Fordeling af den samfundsøkonomiske værdi ved øget fleksibelt elforbrug på aktører og teknologier i 2035.

Netselskabers gevinst er her beregnet til -3 mio. EUR/år fordi tarifbetaling fra fleksible elforbrugere reduceres 10 mio. EUR/år mens distributionsnetbesparelser udgør 7 mio. EUR/år.

8.2 Selskabsøkonomisk gevinst ved øget fleksibelt elforbrug

Den privatøkonomiske gevinst for elbiler og individuelle varmepumper er vist i Tabel 18.

	Gevinst pr. enhed (EUR/år) 2025	Gevinst pr. enhed (EUR/år) 2035	Gevinst pr. MWh (EUR/MWh)
Fleksibel individuel varmepumpe	128	110	23
Fleksibel elbil	65	83	28-35

Tabel 18. Gevinst pr. enhed og MWh for hhv. individuelle varmepumper og elbiler i Flex-scenariet.

Årsagen til at individuelle varmepumper opnår større årlig gevinst skyldes primært, at elforbruget er større. Gevinsten pr. MWh er højere for elbiler.

En business case for andre aktører viser, at traditionelle fleksibilitetsteknologier i NWE såsom naturgaskraftværker, vandkraft og pumpekraftlagre får deres indtjening reduceret. Ændringen i elprisen på grund af fleksibelt elforbrug fører til gevinster hos især traditionelle elforbrugere og vindmøller.

2035	Afregningspris for vind (EUR/MWh)	Reduktion i bortkoblet vind (TWh/år)	Elpris for konventionelt elforbrug (EUR/MWh)
DK	+1,3	0,3	-1,1
NWE	+1,1	4,8	-1,0

Tabel 19 Ændring i gennemsnitlig afregningspris for vind samt elpris af konventionelle elforbrugere i Flex-scenariet 2035.

Disse ændringer i elpriserne svarer til, at prispresset for vind i Danmark sænkes fra 19 pct. til 16 pct.

De ovennævnte gevinster gælder for øget fleksibelt elforbrug i day-ahead-markedet, og der kan være andre anvendelser af fleksibelt elforbrug, som kan bidrage til yderligere privatøkonomisk gevinst.

8.3 Omkostninger til mobilisering og drift af fleksibelt elforbrug

8.3.1 Medtagne omkostninger til optimering på spotmarkedet

I Balmorel-modellen er medtaget en række omkostninger til investering og drift af fleksible teknologier.

Teknologi	Fleksibilitetsomkostninger i Balmorel
Elbiler (BEV og plugin hybrider)	Brændselsomkostning når motor erstatter opladning fra elnettet Øget tab i batteri og lader pga. V2G Variabel omkostning til V2G pga. slid på batteri
Individuelle VP og elpatroner i enfamiliehuse	Reduceret COP når varmepumpens drift forskydes til koldere perioder
VP og elpatroner i fjernvarmen	Alternativ varmeproduktionsomkostning såfremt substitution med andre varmekilder
VP og elpatroner i industri	Alternativ varmeproduktionsomkostning såfremt substitution med andre varmekilder
Elektrolyseanlæg	Investerings- og driftsomkostning til ekstra elektrolysekapacitet og brintlager
Afbrydeligt elforbrug i industri (udover VP og elpatroner)	Afbrudt elproduktion til værdi af hhv. 1000 og 2000 DKK/MWh
Afbrydeligt elforbrug i husholdninger (udover elbiler og VP)	Afbrudt elproduktion til værdi af hhv. 1000 og 2000 DKK/MWh

Tabel 20 Omkostninger til fleksibelt elforbrug, der er medtaget i Balmorel.

Ud over disse omkostninger er tilladte komfortgrænser med til at bestemme den optimale investering og drift af fleksibelt elforbrug i Balmorel.

8.3.2 Ikke-operationaliserede omkostninger til optimering på spotmarkedet

Der er omkostninger til mobilisering og drift af fleksibelt elforbrug på spotmarkedet som ikke er medtaget i Balmorel.

Styring af fleksibelt elforbrug

For at opnå de viste systemøkonomiske gevinster er det påkrævet, at elforbruget flytter sig i henhold til elpriser, og at brugernes eller anlæggenes komfortgrænser samtidig overholdes.

Elforbruget skal derfor handles fleksibelt på day-ahead-elspotmarkedet, og efterfølgende skal el forbruges i henhold til den indkøbte driftsprofil (under forudsætning af uændrede vind og sol produktion). Elkunderne får hermed en økonomisk gevinst for at være fleksible eller afbrydelige.

Der er forskellige muligheder for at realisere ovenstående, både med direkte og indirekte styring af forbrug. Nogle typer fleksibelt elforbrug egner sig sandsynligvis bedst til direkte styring af en tredjepart (aggregator/balanceansvarlig), andre typer elforbrug er indirekte styring via prissignaler/prisprognoser mere fordelagtigt, hvorefter apparaterne selv optimerer driften og dermed elforbrugsmønstret.

Der vil i forhold til styring af fleksibelt elforbrug være behov for, at kommercielle aktører opretter og driver en forretning, hvis formål er at hjælpe kunderne med at styre elforbruget i forhold til blandt andet elspotmarkedet. Dette kan fx medføre:

- Investeringer for hardware/software leverandører: øget investering i udvikling af komponenter og software (fx i elbiler og varmepumper) der understøtter prognoser for kommende elforbrug samt styring i forhold til elprisen.
- Investeringsomkostninger for aggregator: etablering af en forretningsmodel med alle hoved- og delprocesser (marketing, salg, analyse, installation, forecast, planlægning, optimering, trading, drift, vedligeholdelse, settlement osv.). Herunder investering i lokaler, udstyr, system, interfaces til markeder mm. Det kræver også personale med de markedsrelevante kompetencer.

Der er ikke foretaget et estimat af disse omkostninger, men det er nødvendigt, at der er tilstrækkelig økonomisk incitament for, at kommercielle aktører vil foretage de nødvendige investeringer. Styring af fleksibelt forbrug kan integreres med andre forretningsmodeller/processer inden for fx energibesparelser, hvilket gør det svært at estimere meromkostningen ved at kunne styre elforbruget. Det må formodes at jo større gevinst leverandøren af fleksibilitet kan opnå, jo større sandsynlighed er der for at kommercielle aktører kan lave en forretning der hjælper fleksibilitetsleverandøren.

Der er eksisterende balanceansvarlige, der tilbyder optimering af fleksibelt elforbrug for større enheder. Blandt andet agerer anlæg for produktion af industri-

gasser og ca. 10 pct. af nødstrømsanlæggene (30 MW) allerede i dag fleksibelt og byder ind i de relevante elmarkeder. Styring af mindre fleksibelt elforbrug såsom elbiler og individuelle varmepumper er fortsat på demonstrationsstadiet, hvilket også gør det svært at vurdere omkostning til storskala styring af elforbruget.

Handel med fleksibelt elforbrug

Omkostninger til handlen med fleksibelt elforbrug afhænger blandt andet af, hvilke typer "indmeldingsprodukter" for fleksibelt elforbrug der er tilgængelige på elbørsen for day-ahead-elmarkedet. Jo mere optimering af fleksibelt elforbrug, der finder via algoritmer på en fælles elbørs, jo mindre behov er der for, at elhandlere skal indgive prisoptimerede elforbrugsprofiler for det fleksible elforbrug.

Når mængden af fleksibelt elforbrug øges, vil det oftere påvirke elprisdannelsen, hvilket vil vanskeliggøre at forudsige et optimalt driftsmønster af én type fleksibelt elforbrug uden at kende opførelsen af andre fleksible elforbrug i både ind- og udland. Dette taler også for en højere grad af optimering af forbruget foregår via spotmarkedets markeds-clearing-algoritme.

Afregning af fleksibelt elforbrug

Der vil i forhold til afregning af fleksibelt elforbrug være tilstrækkeligt med time-afregnede elmålere, der er obligatoriske i Danmark fra år 2020.

Hvorvidt elkunden skal afregnes efter timeelpriser, afhænger af aftalen med elhandleren.

Såfremt elkunden ønsker forskellige elhandlere til henholdsvis deres fleksible og deres konventionelle elforbrug, kan der tilkomme ekstra omkostninger til måling af det fleksible forbrug. Denne problematik vil blive undersøgt yderligere i forbindelse med opfølgning på Energinet.dks Markedsmodel 2.0 projekt.

V2G fra elbiler

V2G er en ret umoden teknologi, og der er praktisk taget ingen kommercielle eksempler på, hvordan elbiler kan levere effekt til elnettet i perioder med høje elpriser eller som en del af effektreserve. For at realisere V2G er der fx behov for kommunikation mellem elbil og aggregator for aktivering af V2G. Dette kan forventes at klares inden for rammerne af de kommende måle- og kommunikationsstandarder til elbiler.

Der er desuden behov for en inverter for at levere vekselspænding fra elnettet, hvilket kan udgøre en betydelig ekstraomkostning pr. elbil. Der er derfor behov for mere detaljerede studier af omkostninger for V2G fra elbiler, end det er muligt i denne analyse for at vurdere den samlede business case.

8.3.3 Yderligere omkostninger til fleksibelt elforbrug ved andre anvendelser end i spotmarkedet

Der er andre anvendelser af fleksibelt elforbrug end i spotmarkedet, som ikke er undersøgt i denne rapport, og som vil kræve yderligere omkostninger og generere yderligere indtægter.

Lokale netudfordringer

Hvis elforbruget skal optimeres efter lokale netudfordringer (flaskehalse eller spændingsproblemer), er det en særskilt business case, der skal undersøges. Dette kan fx kræve ekstra måleudstyr i distributionsnettet eller yderligere prognoseværktøjer hos netselskaber at investere og drive elnettet med brug af fleksibelt elforbrug.

Systemydelse og regulerkraft

Der er specielle krav til blandt andet styrbarhed, aktivering og målere i andre elmarkeder, som medfører andre omkostninger end i spotmarkedet. Samtidig er der også en anden betaling for fleksibiliteten end i spotmarkedet, og der er derfor behov for selvstændige business cases for disse anvendelser af fleksibilitet, som ikke er en del af denne rapport.

9. Appendix – Centrale teknologiantagelser

Dette afsnit indeholder en beskrivelse af de centrale teknologiantagelser i analysen. I kapitel 9.1 gives et overblik over datakilder til konfiguration af energisystemet i 2025 og 2035. Herefter gennemgås de væsentligste antagelser inden for el- og varmesystemet i Danmark og udlandet, som er udarbejdet til denne analyse.

Data for centrale teknologiantagelser i det danske energisystem omfatter:

Kapaciteter (eksogen), profiler og tekniske data for produktionssiden:

- Dansk termisk elkapacitet beskrives overordnet i Appendix 9.3
- Transmissionskapaciteter og tilgængelighed beskrives i Appendix 9.4
- Økonomiske data for investering og drift beskrives i Appendix 9.5
- Sol-, vand- og vindkraft beskrives i Appendix 11.1
- Fordeling af dansk el- og varmekapacitet i områder i Danmark beskrives i Appendix 11.2
- Udenlandsk termisk kapacitet beskrives i Appendix 11.3

Tekniske og økonomiske data for forbrugssiden:

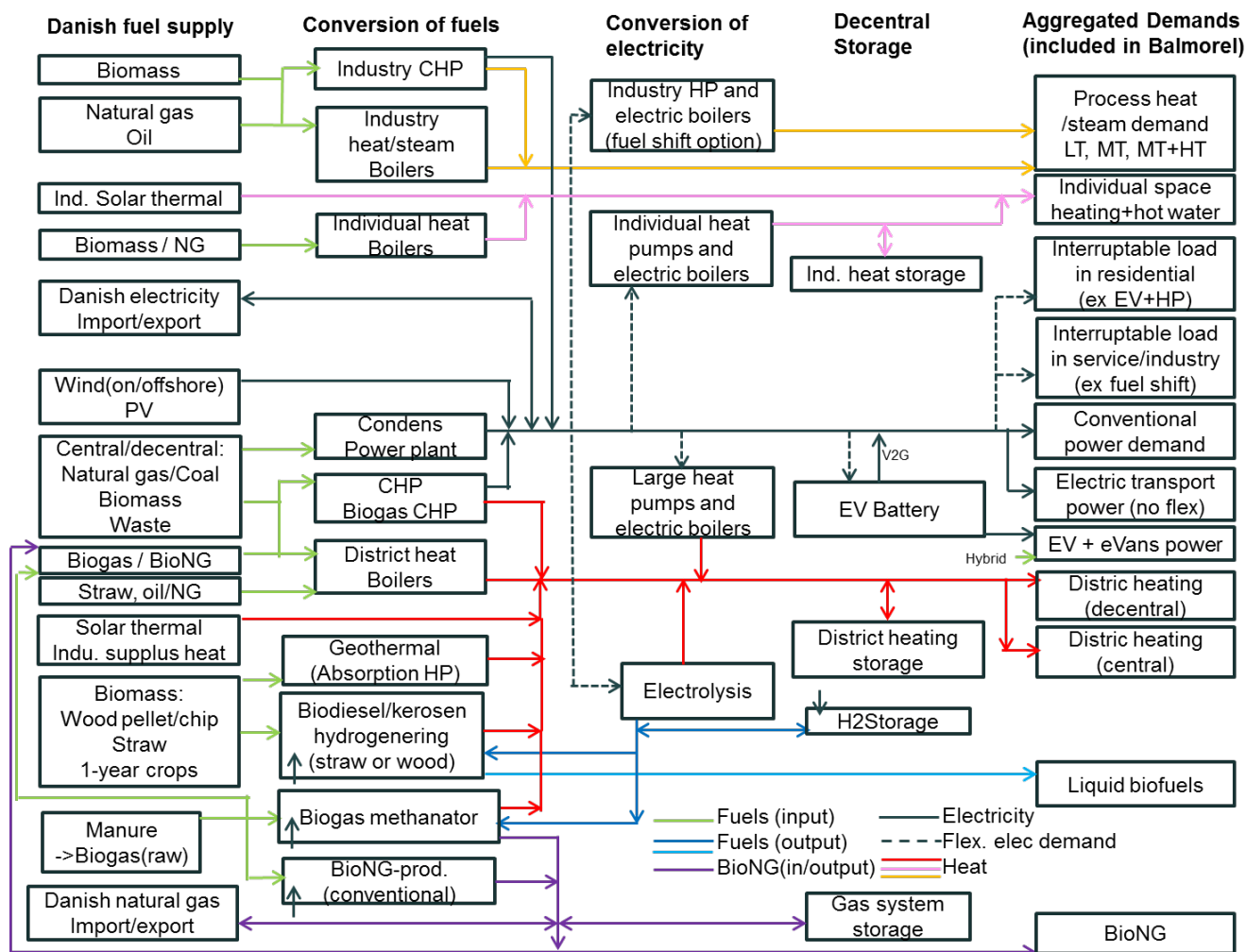
- Årsforbrug og profiler for konventionelt el- og varmeforbrug i Danmark og udlandet beskrives Appendix 9.2
- Generelt gennemgås antagelser for fleksible elforbrugsteknologier medtaget i analysen i Appendix 10
- Elektrisk transport beskrives i Appendix 10.1
- Bioraffinaderier og elektrolyseanlæg (kun i 2035) beskrives i Appendix 10.2 og 10.3
- Individuelle og store varmepumper beskrives henholdsvis i Appendix 10.4 og 10.5
- Anlæg inklusive el-til-varme til produktion af procesvarme (kun i 2035) beskrives i Appendix 10.6.
- Yderligere fleksibelt elforbrug (afbrydeligt forbrug) i husholdninger og industri beskrives i Appendix 10.7

9.1 Datakilder til konfiguration af energisystemet

Konfigurationen af energisystemet i forskellige scenarier indeholder en definition af, hvilke anlæg af forskellig teknologi der antages, samt hvilken efterspørgsel efter energileverancer der forudsættes.

En illustration af et scenarie for konfigurationen af energisystemet i Danmark er vist i Figur 71. Figuren viser, hvordan brændsler og vedvarende energi konverteres til energileverancer henholdsvis procesvarme (gul), individuel opvarmning (pink), elforbrug (sort), fjernvarme (rød), transportbrændstoffer (blå) og bionaturgas (lilla).

I Balmorel modelleres efterspørgsel efter aggregerede energileverancer (Aggregate Demand på Figur 71) ved hjælp af et årligt forbrug samt timeprofiler.



Figur 71 Brændsler (inklusive VE) bliver via konverteringsteknologi til energileverancer i det danske energisystem. Figuren illustrerer, hvordan Vindscenariet 2035 i Danmark er medtaget i Balmorel. Det decentrale lager giver mulighed for fleksibelt elforbrug. Yderligere fleksibilitetsmuligheder ses som afbrydeligt elforbrug i industri og husholdninger samt hybrid-ebiler.

Som Figur 71 illustrerer, er der afhængighed og mulig substitution mellem energileverancer til el-, varme- og gassystemet samt transportsektoren. Det er derfor nødvendigt at medtage integrationen mellem disse delsystemer for at kunne estimere den samlede fleksibilitet i energisystemet.

I analysen er konfiguration af det danske energisystem baseret på henholdsvis:

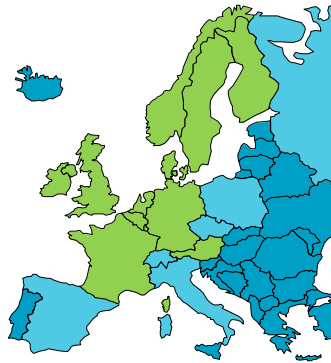
- I **2025** er Energinet.dk's analyseforudsætninger [Energinet.dk 2014] anvendt som primær kilde til konfiguration af energisystemet. Som generelt princip er konfigurationen i 2025 lavet ud fra fremskrivning af eksisterende el- og fjernvarmesystem samt prognoser for nyt elforbrug og

ny VE-produktion. I 2025 medtages ikke biobrændstof-produktion eller el-til-varme i procesindustrien.

I **2035** er Vindscenariet fra Energistyrelsens energiforligsanalyser [Energistyrelsen 2014] anvendt som primær kilde til konfiguration af det danske energisystem. Som generelt princip i Energistyrelsens analyser er konfigurationen i 2035 lavet som tilbageskrivning ud fra slutmålet om, at hele energisystemet i Danmark skal være fossilfri i 2050. Scenariet antager derfor elektrificering og anvendelse af biobrændstof i transportsektor, varmforsyning og procesindustri svarende til ca. 25 pct. af slutmålet i 2050.

Desuden er der suppleret med antagelser for:

- Økonomiske og teknologiske data for eksisterende kraftværker i Danmark og udlandet baseres primært på PLATTS *World Electric Power Plant database* [Platts 2012].
- Økonomiske og teknologiske data for nye teknologier baseres på Energistyrelsens teknologikatalog [Energistyrelsen 2014c]. Yderligere antagelser og modellering af teknologier med fleksibelt elforbrug i 2025 og 2035 er uddybet i Appendix 10.
- Figur 72 viser, hvilke lande der medtages i elsystem-modellen Balmorel i analysen. I 2025 og 2035 er antagelser for udvikling af VE-produktion, kraftværkskapaciteter, elforbrug m.v. i landene udenfor Danmark beskrevet i Dansk Energis *Elprisscenerier 2017-2035* [Dansk Energi 2014a].



Figur 72 Modelområde i Balmorel. Grønne lande er modelleret fuldstændigt i Balmorel, mens faste overførsler er lagt ind på grænserne til de lyseblå lande.

9.2 Forbrug i Danmark og udlandet

9.2.1 Forbrug i Danmark

Varmeforbrug

I Danmark er fjernvarmeforbrugsprofilen bestemt ved hjælp af temperaturseriedata, der passer med profilen for vind, sol og forbrug fundet i kapitel 5.

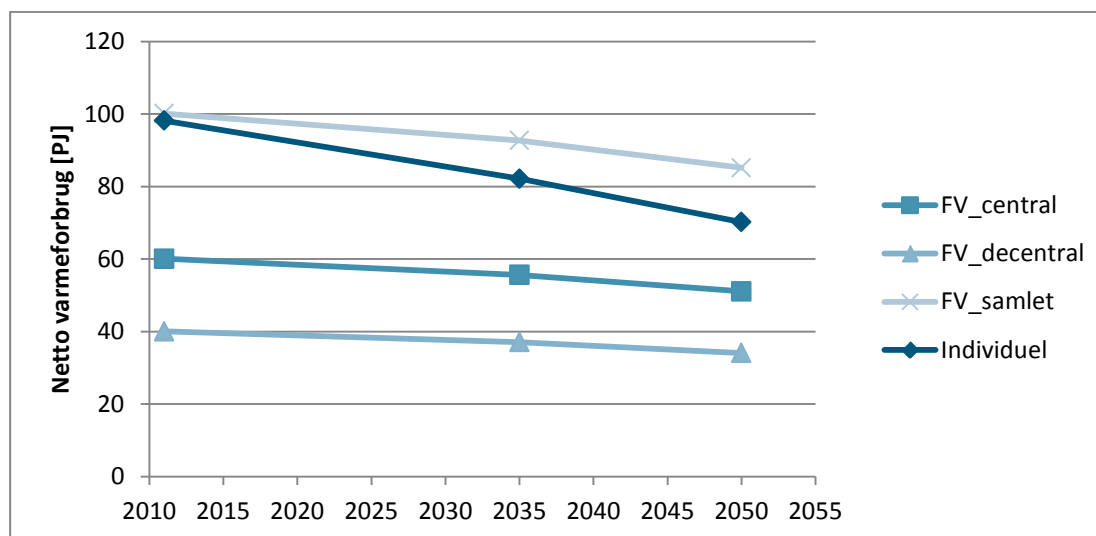
Det årlige danske fjernvarmeforbrug og individuelt varmeforbrug er defineret ud fra:

- Energinet.dk's analyseforudsætninger [Energinet.dk 2014] i 2025.
- Energistyrelsens energiscenarier [Energistyrelsen 2014] 'Moderate besparelser'-scenariet i 2035.

Fjernvarmeforbruget i Danmark i 2025 er opsplittet og estimeret i 28 områder (heraf 7 centrale og 21 decentrale) ud fra Energistyrelsens Energiproducenttælling, 2011³¹. I 2035 er anvendt 12 fjernvarmeområder (heraf 2 centrale og 10 decentrale) som beskrevet i Appendix 11.2.

Fjernvarmeforbruget i hvert fjernvarmeområde er justeret procentvis ens for at opnå det samlede årlige danske fjernvarmeforbrug i hhv. 2025 og 2035.

I Figur 73 ses fjernvarmeforbruget (også opdelt i centralt og decentralt) og individuelt varmeforbrug fra [Energistyrelsen 2014] Moderate besparelser-scenariet, hvorfra 2035 estimatet anvendes i analysen:



Figur 73 Netto-varmeforbrug i Danmark i [Energistyrelsen 2014] Moderate besparelser-scenariet.

Klassisk elforbrug

Det klassiske elforbrug i Danmark i 2025 og 2035 er vist i Figur 2. i rapportens afsnit 3.2.

³¹ Energistyrelsen, 2012, Data udleveret af Kaj Stærkind.

I 2025 følges [Energinet.dk 2014], mens 2035 følger Moderate besparelser-scenariet fra [Energistyrelsen 2014].

Historiske profiler for klassisk elforbrug skaleres til at give det årlige danske elforbrug i 2025 og 2035.

Nyt elforbrug

Nyt elforbrug fra fleksible forbrugsteknologier er beskrevet i Appendix 10, blandt andet elektrisk transport, individuelle og store varmepumper samt elforbrug til bioraffinaderier.

9.2.2 Forbrug i udlandet

Varmeforbrug

Varmeforbruget til fjernvarme og proces i andre lande er blevet opsplittet og estimeret efter produktionsformer ud fra diverse opgørelser fra nationale myndigheder samt brancheorganisationer, blandt andet AGFW for tysk kraftvarme³².

Profilen for varmförbrug er for andre lande udarbejdet ud fra repræsentative temperaturprofiler.

Klassisk elforbrug

I øvrige lande er det årlige elforbrug fremskrevet ud fra Europa-Kommissionens referencescenarie EU Energy Trends³³.

Data for bruttoelforbrug i udlandet ses i Tabel 21. Alle data er korrigerede for nettab.

Lande	2025	2035
Østrig	70	75
Belgien	89	97
Finland	563	584
Frankrig	88	94
Tyskland	519	579
Irland	353	380
Holland	32	38
Storbritannien	121	127
Sverige	140	146
Norge	147	151
Total	2.122	2.270

Tabel 21 Bruttoelforbrug (TWh) i 2025 og 2035 inklusive 7 pct. nettab.

³² AGFW, 2011 "AGFW – Hauptbericht 2010".
<http://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>

³³ EU Energy Trends to 2050, update 2013.
http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/trends_to_2050_update_2013.pdf

Historiske profiler for klassisk elforbrug skaleres til at give landenes årlige elforbrug i 2025 og 2035.

For elhandel med lande udenfor NWE (modelområdet i Balmorel) regnes med en fast eksport- og importprofil samt en samlet årlig nettoeksport. I 2035 regnes der med elhandel fra hhv. Sverige, Tyskland og Frankrig til lande udenfor modelområdet.

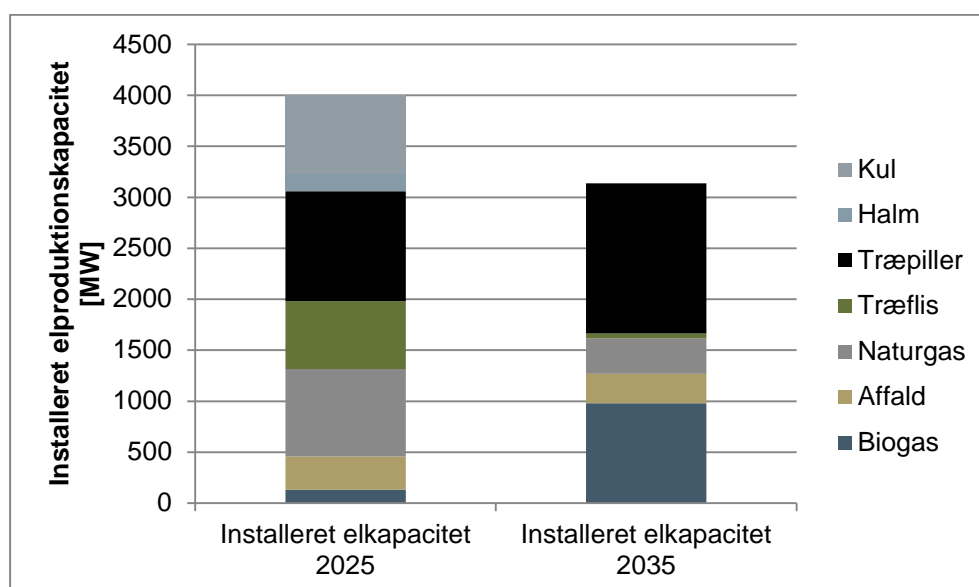
Nyt elforbrug

Antallet af elbiler i andre lande følger samme udvikling som Danmark og er skaleret i forhold til antallet af personbiler i 2011 mellem Danmark og de andre lande.

Elforbrug til elektrolyse medtages ikke i udlandet, da efterspørgsel efter bio-brændstoffer ikke medtages.

9.3 Antagelser for dansk termisk elkapacitet i 2025 og 2035

Den installerede termiske elproduktionskapacitet i 2025 er ca. 4.000 MW (inklusive procesindustri, men fraregnet kraftværker som kun leverer regulerkraft) [Energinet.dk 2014]. I 2035 er kapaciteten ca. 3.200 MW i Vindscenariet [Energistyrelsen 2014]. I Figur 74 ses elkapaciteten i henholdsvis 2025 og 2035 fordelt efter primært brændsel.



Figur 74 Installeret termisk elproduktionskapacitet i Danmark i 2025 [Energinet.dk 2014] og Vindscenariet 2035 [Energistyrelsen 2014] inddelt efter primært brændsel.

I Appendix 11.2 er der uddybet antagelser for fordeling af el- og varmekapacitet i områder i 2025 og 2035 i Danmark.

9.4 Transmissionskapaciteter og tilgængelighed

Antagelser for transmissionskapaciteter er hentet fra [Dansk Energi 2014a]. Nuværende information om eksisterende transmissionslinjer stammer fra ENTSO-E Net Transfer Capacity (NTC) Matrix³⁴ og Nord Pool Spot.³⁵ Udbygning af transmissionsforbindelser er i Danmark antaget at følge Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035 [Energinet.dk 2014]. Øvrige transmissionskapaciteter er fastlagt ud fra en gennemgang af TSO-oplysninger og ENTSO-E Ten Year Network Development [Plan 2012].

Modelberegningerne suppleres med en følsomhedsanalyse i Appendix 13.1.2, hvor en DK1-UK-forbindelse på 1400 MW ikke medtages.

Følgende nye linjer/opgraderinger er antaget:

Fra/til	Navn	Kapacitetsforøgelse	År
DK1-NO	Skagerrak 4	700 MW	2015
GB-FR	ElecLink	1000 MW	2017
DE-DK1*	-	720/1000 MW	2018
GB-BE	Nemo	1000 MW	2019
BE-DE	Alegro	1000 MW	2019
DK2-DE	Kriegers Flak	400 MW	2019
NL-DE	Doetinchem-Wesel	1000 MW	2019
NO-DE	Nord.Link	1400 MW	2019
DK1-NL	COBRACable	700 MW	2020
FR-GB	IFA 2	1000 MW	2020
NO-GB	NSN	1400 MW	2020
DK1-GB	DK1-UK	1400 MW	2022
DK1-DE	-	500 MW	2025
NO-GB	NorthConnect	1400 MW	2025

* Kapaciteten på DE-DK1 er asymmetrisk i dag. Den forventede opgradering giver 2.500 MW i hver retning.

Opgraderingerne giver følgende NTC-matrix i 2025, der også antages at gælde i 2035. I tabellen står afsenderlande til venstre, modtagerlande øverst.

	AT	BE	DE	DK2	DK1	FI	FR	GB	IE	NL	NO	SE
AT			7000									
BE			1000				2300	1000		1400		
DE	7000	1000		1000	3000		2900			3500	1400	615
DK2			985		600							1700
DK1			3000	590				1400		700	1700	740
FI												2350
FR		3000	2500					4000				
GB		1000			1400		4000		780	1000	1400	
IE								500				
NL		946	3500		700			1000			700	
NO			1400		1700			1400		700		3695
SE			615	1300	680	2750					3995	

³⁴ ENTSO-E, 2011 NTC Matrices 2010-2011.

<https://www.entsoe.eu/publications/market-and-rd-reports/ntc-values/ntc-matrix/>

³⁵ Nord Pool Spot, 2014.

<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Capacities1/Capacities/KEY/Norway/>

Der regnes med 1 pct. tab i alle transmissionsledninger.

Tilgængelighed af transmission

I 2025

Tilgængeligheden af eksportkapacitet fra Vestdanmark til Tyskland modelleres afhængigt af vindproduktionen i Nordvesttyskland. Der korrigeres for forbedret tilgængelighed frem til 2025. For øvrige forbindelser er der regnet med 95 pct. tilgængelighed.

I 2035

Alle transmissionslinjer regnes med 95 pct. tilgængelighed, det vil sige, nuværende interne flaskehalse i landene antages løst.

I følsomhedsscenariet med '2014 transmission tilgængelighed' sættes tilgængeligheden i 2035 til de historiske tilgængeligheder for 2014 i NWE, som indeholder generel udetid af transmissionslinjer samt begrænsninger på grund af blandt andet interne flaskehalse i landene. For Vestdanmark til Tyskland korrigeres for forbedret tilgængelighed frem til 2035.

9.5 Antagelser for investering og drift

Brændselspriser og CO₂-kvotepris

Brændselspriser samt CO₂-kvotepriser, der anvendes i analysen, er hentet fra referencescenariet i [EU Energy Trends 2013].

Afgifter og støttesystemer

Der laves følgende antagelser i analysen:

- Elproduktion er ikke afgiftsbelagt i nogen af landene, og der udbetales ingen støtte til elproduktion på vedvarende energi.
- Varmeafgifter for Danmark er sat ud fra eksisterende regler fra Skatteministeriet gældende marts 2014³⁶ (uden forsyningssikkerhedsafgift).
- For de kraftvarmeverker, hvor det er en fordel, betales der afgift efter E-formlen, ellers betales der efter V-formlen.
- Store varmepumper betaler PSO.
- Nationale afgifter og støttesystemer for andre lande er baseret på DG Energy, Excise Duty Tables, January 2013.³⁷ Afgifterne fastholdes fra 2020 og frem, i faste priser.
- Elbiler i andre lande antages at betale samme elafgift, PSO og distributionsnettarif som i Danmark. Der er dog ingen tidsvarierende nettarif i udlandet.

Investerings- og driftsomkostninger

Omkostningsdata for fremtidig el- og varmeproduktionsteknologi er hentet fra Energistyrelsens Teknologikatalog [Energistyrelsen 2014b], hvor specifik inve-

³⁶ <http://www.skm.dk/skattetal/satser/satser-og-beloebsgraenser/>

³⁷ DG Tax, 2013 "Excise Duty Tables, Part II – Energy Products and Electricity".

stering samt variabel og fast O&M er angivet fra 2015-2050. Estimer for solvarme er fundet i Varmeplan Danmark 2010.³⁸

Omkostninger for investering i fleksibelt forbrug er angivet for udvalgte teknologier i Appendix 10.

9.6 Distributionstariffer

I analysen anvendes distributionstariffer med en fast tidsvarierende profil i Danmark. I udlandet anvendes kun en fast tarif.

Det generelle niveau for husholdninger og industriens tariffer er hentet fra [Dansk Energi 2014b].

I 2014-2015 testes kommende model for tidsvarierende distributionstariffer i udvalgte distributionselskaber. I analysen medtages en simplificeret model ud fra samme principper, nemlig at tariffen varierer efter belastningen i nettet, henholdsvis lav-, høj- og spidslast.

- For forbrug tilsluttet lavlast (0,4 kV) er der en spidslasttarif (kl. 17-20) om vinteren, mens der kun er lavlast om sommeren.
- For forbrug tilsluttet højere spændingsniveauer er der en lavlast (kl. 0-7), højlast (kl. 20-0) og spidslast (kl. 7-20) om vinteren, mens spidslasten er erstattet af højlast om sommeren.

Balmorel-modellen vil i fleksible scenarier flytte elforbrug, så den samlede omkostning til spotpris og betaling for distributionstarif bliver minimeret.

³⁸ Aalborg Universitet et al., 2011 "Varmeplan Danmark 2010".
http://vbn.aau.dk/files/39039850/Varmeplan_Danmark_2010_Hovedrapport.pdf

10. Appendix – Antagelser om fleksibelt forbrug

I dette kapitel beskrives de antagelser, der er lavet til projektet for at repræsentere fleksibiliteten i elforbruget ud fra den overordnede konfiguration af teknologier i 2025 og 2035, som er beskrevet tidligere i Appendix 9.

Fleksibilitet i energileverancen til elforbrug (fleksibelt elforbrug) benævnes ofte med betegnelserne:

- "Load-shift": Mulighed for at elforbruget flyttes fra en periode (den dyre) til en anden (den billige).
- "Peak clipping": Mulighed for at reducerer spidslast når elpriserne er høje (og ofte også elforbruget).
- "Valley-filling": Mulighed for at tilføje et nyt forbrug ved særligt lave eller negative priser.
- "Fuel shift": Mulighed for at skifte mellem forskellige forsyningsformer, fx el til gas eller el til fjernvarme.

Kapitlet gennemgår fleksibelt elforbrug inden for områderne; elektrisk transport, biobrændstofproduktion, elektrolyse og brintlagring, individuelle varmepumper, store varmepumper og elpatroner i fjernvarmen, fuel shift i procesindustrien og afbrydeligt elforbrug i industri/handel samt husholdninger.

I hvert afsnit er antagelser og modellering af det fleksible elforbrug så vidt muligt beskrevet ved hjælp af følgende underkapitler:

1. Introduktion til teknologi og aggregering

- Introduktion til teknologier, fx gennemgang af forskellige typer af elektrisk transport eller forskellige teknologier til at producere biobrændstof.
- Beskrivelse af aggregering, det vil sige, de kategorier af teknologier der er medtaget i Balmorel. Det er væsentligt, at aggregeringsniveauet giver en tilnærmelsesvis korrekt repræsentation af fleksibiliteten for teknologierne, fx er fleksibiliteten fra en række små, heterogene elforbrugsenheder med lokalt energilager forskellig fra én stor elforbrugsenhed med ét stort energilager.

2. Aggregeret kapacitet, energilager og årligt elforbrug

- Beskrivelse af installeret kapacitet og størrelse på energilager, det vil sige, hvilke produktionskapaciteter og hvor stort energilager der er medtaget i Balmorel i henhold til den valgte aggregering.
- Årligt elforbrug, det vil sige, det elforbrug der er nødvendigt for at opfylde energileverancen.

3. Model for elforbrug og fleksibilitet pr. time

- Input/output og virkningsgrader, det vil sige en beskrivelse og eventuelt illustration af den matematiske model for det fleksible forbrug. Fx input og output til bioraffinaderi-processer med tilhørende virkningsgrader.
- Generelle begrænsninger, det vil sige, hvilke antagelser der generelt begrænser elforbruget.

- Antagelser for elforbruget når det forudsættes ikke-fleksibelt, det vil sige antagelser for elforbruget pr. time i referencescenarier.
- Antagelser for elforbruget når det forudsættes fleksibelt, det vil sige, antagelser for hvordan elforbruget kan variere pr. time på grund af udskudt, udskiftet eller afbrydeligt elforbrug, hvor udskydelse af elforbrug fx kan skyldes tilladt variation i batteri-ladeniveau eller tilladt variation i indetemperaturen i huse. Udskiftet elforbrug kan fx være brug af varmekedler i stedet for varmepumper eller brug af konventionel motor i hybridbiler, og afbrudt elforbrug er prisfølsomt forbrug, der ikke erstattes, hvis elprisen bliver tilstrækkelig høj.
- Omkostninger til investering i fleksibelt forbrug, det vil sige, de meromkostninger der er til at gøre teknologien klar til fleksibelt forbrug.

10.1 Elbiler

Introduktion til teknologi og aggregering

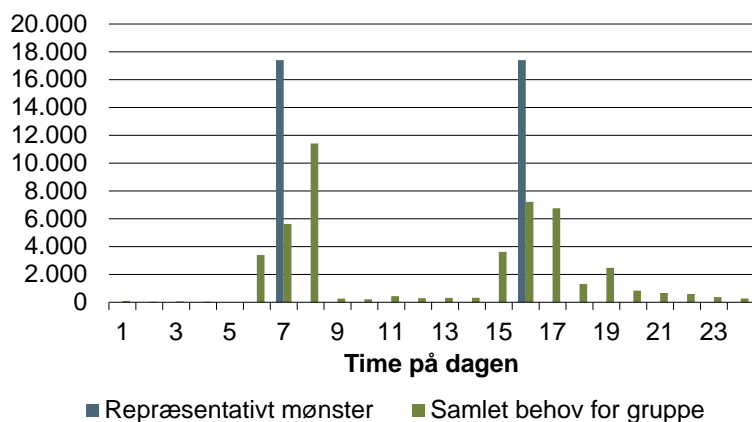
Elektrificering af transport repræsenteres via henholdsvis 100 pct. batteri-elbiler og plugin-hybrider. Flexibiliteten af elbilsopladningen afhænger af kørselsmønstret, og hvornår batteriet skal være opladet. Vehicle-to-grid (V2G) antages i fremtiden at kunne levere elproduktion fra elbilens batteri, når det er tilsluttet elnettet.

Metode til aggregering og modellering af elbiler er beskrevet i [Capon, K. 2009]. Der er lavet 30 elbilsgrupper med repræsentative kørselsmønstre for hver region på baggrund af DTUs transportvaneundersøgelse³⁹. Heraf er 10 af grupperne antaget at være plugin-hybrid, der har mulighed for at supplere med forbrændingsmotor, det vil sige, der er mulighed for 100 pct. drift med forbrændingsmotor hvis elprisen er tilstrækkelig høj. Kørselsmønstre for Danmark bruges i udlandet.

I Figur 75 er vist et eksempel på aggregering af kørselsmønstre.

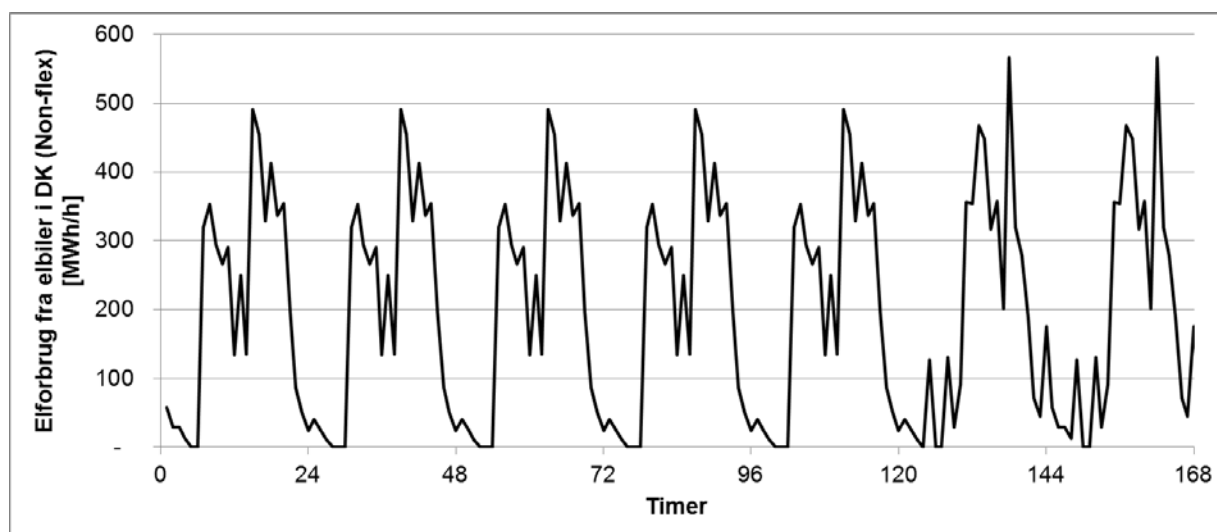
³⁹ <http://www.modelcenter.transport.dtu.dk/Transportvaneundersoegelsen>.

km Aggregering af kørselsmønstre



Figur 75 Der ses et eksempel på, hvordan kørselsmønstre for én gruppe af biler bliver aggregeret til repræsentativt mønster for gruppen.

Det uflexible driftsmønster bliver hermed:



Figur 76. Resultat fra Balmorel for det uflexible driftsmønster af elbiler i en uge.

Aggregeret kapacitet, energilager og årligt elforbrug

Det antages, at alle biler har 25 kWh batterikapacitet, og at elbiler kan oplade fra elnettet med maks. 5 kW pr. elbil⁴⁰.

Elbiler har V2G-mulighed og kan aflade til elnettet med 5 kW.

Til beregning af det årlige elforbrug til transport er det antaget, at elbilerne kører 6 km/kWh. Ved et gennemsnitskørselsbehov på 15.000 km/år bruger en elbil hermed 2,5 MWh/år.

⁴⁰ Med 1-faset opladning fås 3,7 kW ladeeffekt (16A sikring), men en mindre del af elbiler forventes at have 3-faset opladning på 11 kW ladeeffekt. Derfor antages 5 kW som gennemsnit.

Scenarie	Max ladekapacitet(MW)	Elforbrug (MWh/år)	Antal elbiler
2025_NonFlex	726	343.009	145.112
2035_NonFlex	3.704	1.750.929	740.741

Tabel 22 Resultater fra Balmorel for elforbrug fra elbiler i Danmark i 2025 og i 2035. Ladekapacitet er vist for 5 kW/elbil.

Yderligere elektrisk transport i 2035 i Vindscenariet medtages ikke:

- Elektriske varebiler, elektriske motorcykler, eltog og elbusser.

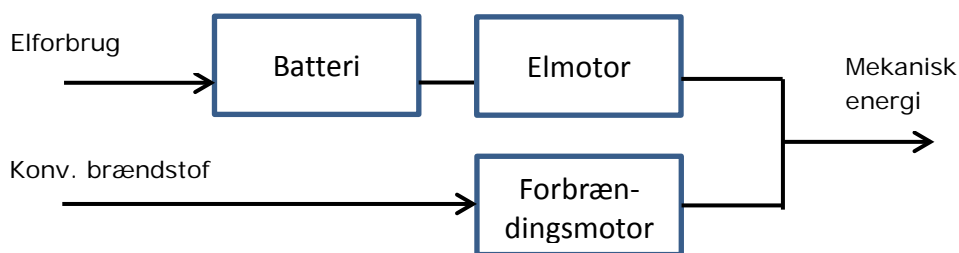
Model for elforbrug og fleksibilitet pr. time

For personbiler regnes med det fremdriftsbehov på 0,37 MJmek/km og virkningsgrader, der fremgår af nedenstående figur⁴¹.

Model for 100 pct. batteri-elbil (ingen forbrændingsmotor) og hybrid:

Opladningsvirkningsgrad: 92

Elmotorvirkningsgrad: 93



Forbrændingsmotorvirkningsgrad: 25 pct.

Forbrændingsmotoren i PlugIn-Hybrid EV'er kan køre 20 km/L

- Virkningsgrad forbrændingsmotor: 25 pct. = 0,25 MJmek/MJbenzin
- Brændværdi benzin: 42,7 MJbenzin/kg og 0,7 kg/L => 42,7*0,7 = 30 MJbenzin/L
- Kørsel pr. L benzin = 0,25/0,37 = 0,68 km/MJbenzin = 0,68*30 = 20 km/L

Elforbruget for 100 pct. batteridrift kan med disse virkningsgrader beregnes til 8,3 km/kWh

- Elmotor og opladningsvirkningsgrad = 92 pct. * 93 pct. = 86 pct. = 0,86 MJel/MJmek
- Kørsel pr. kWh = 0,86/0,37 = 2,31 km/MJel = 8,3 km/kWh

Model for V2G:

Afladningsvirkningsgrad: 92 pct.



⁴¹ Energistyrelsen (2013) "Alternative drivmidler i transportsektoren" og bagvedliggende rapporter, middel for teknologidata fra 2020-2035.

Det antages, at bilerne kun kan bruge forbrændingsmotorerne, når de kører, samt at bilerne kun kan lade, når de er sluttet til nettet (defineret ved mønster).

Ved ikke-fleksibelt elforbrug antages det, at bilerne lader med maksimal effekt, så snart de sluttet til elnettet. Der er ingen V2G, og benzinmotor bruges kun, når batteriet ikke kan dække energibehovet til kørsel.

Ved fleksibelt elforbrug antages det, at bilernes opladning, V2G og brug af forbrændingsmotor optimeres i forhold til elpriser og kørselsmønstre. Det er et krav, at bilerne skal være ladet minimum SOC = 80 pct. op kl. 6 om morgenen.

Den økonomiske optimering ser bort fra moms.

Elproduktion fra elbiler med V2G modregnes i elforbruget (nettoafregning).

Der antages ikke yderligere installationsomkostning til fleksibelt elforbrug frem for ikke-fleksibelt elforbrug for EVs på spotmarkedet.

For V2G antages det, at installation af HPFI-relæ⁴² gennemføres i husholdninger, hvis påkrævet.

Desuden vil V2G-elproduktion medføre reduktion af batterilevetiden, hvilket medtages som en variabel omkostning, der beregnes til 1,07 DKK/kWh leveret elproduktion til elnettet.

- Samlet opladning i batteri-levetid = Installeret kWh pr. batteri* antal lade-cykler pr. batterilevetid⁴³ = 25 kWh*(0,6*2.000) = 30.000 kWh
- Pris for nyt batteri⁴⁴ = ~200 USD/kWh = 200 USD/kWh * 6,4 DKK/USD * 25 kWh = 32.000 DKK
- DKK/kWh el på grund af reduceret batterilevetid = Pris for nyt batteri / Samlet opladning i batteri-levetid = 32.000 DKK/30.000 kWh = 1,07 DKK/kWh

10.2 Biobrændstofproduktion

Introduktion til teknologi og aggregering

I analysen arbejdes med to typer af biobrændstoffer; nemlig BioNG (bio-naturgas) og flydende biobrændsler (fx biokerosen, biodiesel og biobenzin). BioNG kan produceres fra biomasse, med samme egenskaber som naturgas. Denne gas kan transporteres i det eksisterende naturgasnet og anvendes til kraftvarme, fjernvarme eller transport. Flydende brændstoffer forventes udelukkende anvendt til at dække den del af transportarbejdet, som ikke med rimelighed kan forventes dækket af el, herunder jetbrændstof til luftfart.

⁴² HPFI-relæ (type B-karakteristik) kan være nødvendig på grund af inverter-teknologi til V2G (som det er tilfældet i dag for solcelleanlæg). Et sådant relæ koster ca. 5.000 kr. inklusive installation foretaget af en autoriseret elinstallatør (kilde: Peter Hansen, Dansk Energi).

⁴³ Antal lade-cykler antages at være 2.000 for opladning mellem 20-80 pct. SOC, hvorfor antal lade-cykler 0-100 pct. sættes til 2.000*(80-20)/100=1200. (kilde: Allan Norsk Jensen, Dansk Energi).

⁴⁴ Energistyrelsen (2013) "Alternative drivmidler i transportsektoren", Middelstimat gældende for år 2025.

Elektrolyse beskrives i kapitel 10.3.

I analysen medtages konventionel BioNG-produktion. Biobrændstofproduktion uden tilsætning af brint har i sig selv en lav påvirkning på elnettet, da der ikke er behov for elektrolyse, og elforbruget til processen er lavt.

I tilfælde hvor produktion uden tilsætning af brint kan erstatte produktion med tilsætning af brint, vil der være en stor indirekte påvirkning på elnettet, eftersom brintproduktion fra elektrolyse hermed kan stoppes.

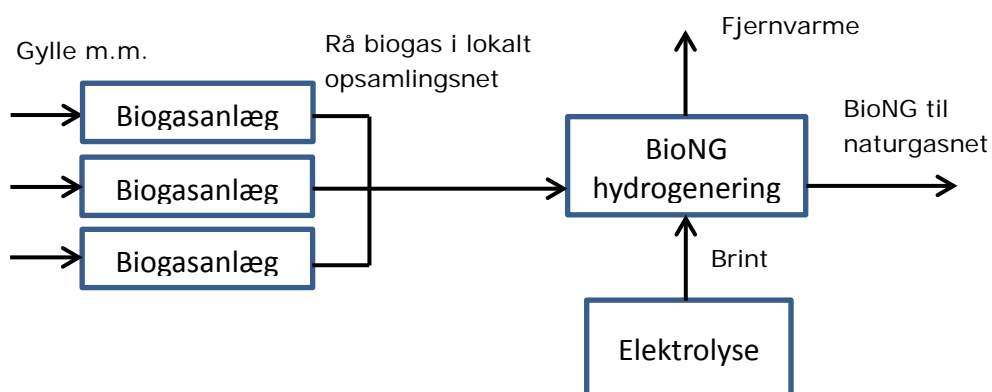
Typisk forventes tilsætning af brint benyttet i forbindelse med produktion af gasformige biobrændsler som biogas fra udrådning af biologisk affald eventuelt suppleret med energiafgrøder eller syntesegas fra termisk forgasning af træpiller. Principielt kan tilsætning af brint efterfuldt af hydrogenering dog kobles med enhver fermenteringsproces eller røggas fra biomassefyrede kraftværker og kraftvarmeværker.

I analysen medtages bioNG-methanotor (hydrogenering) samt produktion af flydende brændsler fra hydrogenering af en syntesegas.

Ved konventionel opgradering af rå biogas til bioNG renses CO₂ fra, hvilket medfører et mindre tab i form af methan.

Processen til produktion af flydende biobrændsler (bikerosen og biodiesel) antages at være identisk, når der benyttes samme biomasse som input (halm eller træ). Derfor behandles produktion af flydende transportbrændstoffer som én samlet efterspørgsel.

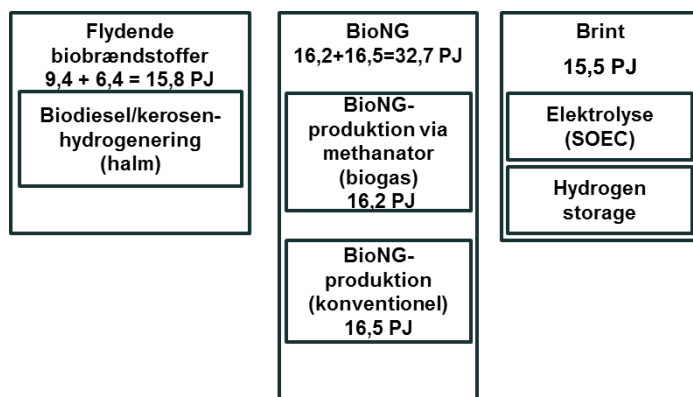
Det antages, at der etableres få, større bioNG-produktionsanlæg. Hermed skal den producerede rå biogas transporteres til disse lokale anlæg, hvor elektrolyseprocessen også findes, så transport af brint undgås.



Det antages, at lagringskapaciteten i naturgasnettet i Danmark er tilstrækkelig stor, så den ikke begrænser muligheden for at forskyde produktion og forbrug af BioNG.

Aggregeret kapacitet, energilager og årligt elforbrug

Den årlige efterspørgsel efter flydende biobrændstof samt bioNG (PJ/år) til transport og kraftvarme i 2035 er vist i Figur 77. Desuden er tilhørende brintforbrug til biobrændstofproduktionen vist. I figuren er også vist de teknologier, som kan producere biobrændstof og det dertilhørende brintforbrug.



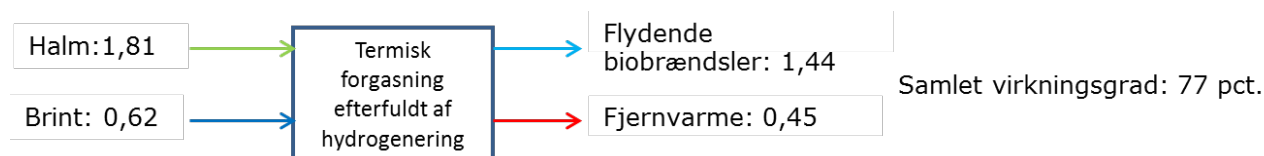
Figur 77 Årlig produktion af biobrændstof i 2035 [Energistyrelsen 2014] i Vindscenariet, der anvendes til henholdsvis kraftvarme og transportsektoren. Desuden er det beregnede brintforbrug til biobrændstofproduktionen vist. Teknologierne til produktion af biobrændstof og brint er vist.

Model for elforbrug og fleksibilitet pr. time

Nedenstående vises input, output og virkningsgrad ved produktion af flydende biobrændsler med tilsætning af brint (halm) og BioNG med og uden tilsætning af brint

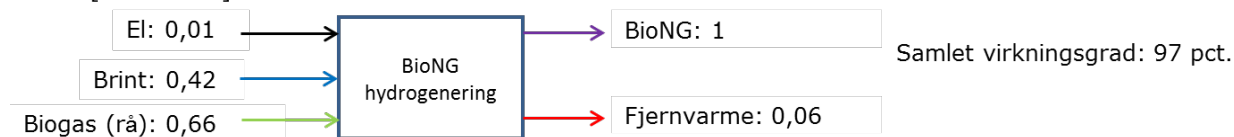
Flydende brændsler med tilsætning af brint (halm)

Kilde: [Force 2013]⁴⁵ and [Energistyrelsen 2014]⁴⁶.



BioNG hydrogenering

Kilde: [SDU 2014].

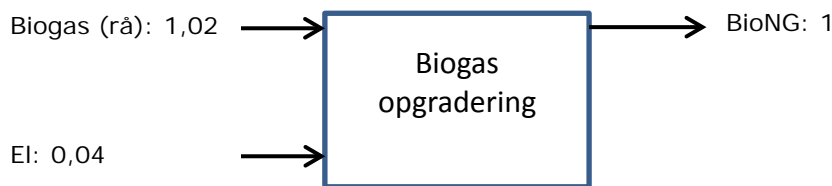


BioNG konventionelt

Kilde: [SDU 2014].

⁴⁵ Procesbeskrivelse: "Diesel production by BTL technology with hydrogen addition".

⁴⁶ Procesbeskrivelse for biokerosen production med brinttilsætning.



Samlet virkningsgrad: 94 pct.

Produktionen af biobrændstof antages uflexibel. Dette begrundes med, at omkostningen til kapacitet sandsynligvis vil være høj, og at der derfor ikke bygges overkapacitet.

Fleksibelt elforbrug medtages ikke i analysens basisscenarie. Flexibiliteten udgøres af, at elektrolyseprocessen kan stoppes i perioder, og brint leveres fra brintlager (jf. Figur 78).

10.3 Elektrolyse og brintlagring

Introduktion til teknologi og aggregering

Elektrolyse beskrives i denne analyse som én procesenhed. Der favoriseres ikke nogen bestemt elektrolyseteknologi. I løbet af analysen beskrives nogle generelle antagelser omkring regulering og effektivitet af selve cellen, men der tages ikke stilling til, om én teknologi er bedre egnet end en anden.

Brinten produceres decentralt ved bioraffinaderierne, jf. 10.2. Det antages derfor ikke central lagring af brint. Elektrolyse modelleres som et anlæg og et brintlager.

Aggregeret kapacitet, energilager og årligt elforbrug

Brintforbruget bestemmes af efterspørgslen på biobrændstof, som er vist tidligere i Figur 77.

Elektrolyseanlæggenes elkapaciteten⁴⁷ til produktion af brint er vist i tabellen nedenunder for Nonflex og Flex scenariet i de centrale og decentrale områder defineret i Balmorel i 2035.

⁴⁷ Fjernvarme fra produktion af flydende transportbrændstof inklusive brint anvendes i centrale fjernvarmeområder. Fjernvarme fra produktion af BioNG inklusive brint anvendes i decentrale fjernvarmeområder.

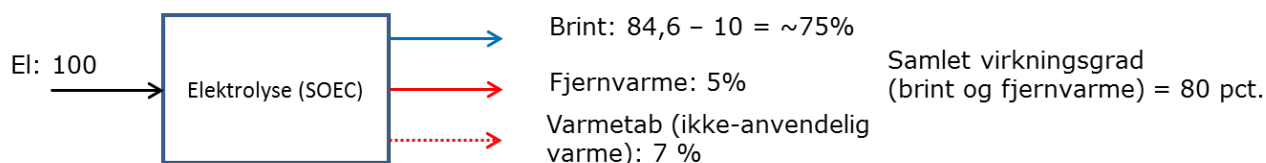
Elkapacitet (MW) Område	Kolonnenavn	
	2035_NonFlex	2035_Flex
DK Øst	266	323
DK_E_Central	186	226
DK_E_BoilersBio	33	39
DK_E_GasCHP	14	17
DK_E_gasCHP_HP	19	23
DK_E_HeatPump	15	18
DK Vest	392	537
DK_W_Central	202	276
DK_W_BoilersBio	83	113
DK_W_GasCHP	35	49
DK_W_gasCHP_HP	43	59
DK_W_HeatPump	29	40
Hovedtotal	657	860

Tabel 23 Resultat fra Balmorel for installeret elkapacitet i centrale og decentrale områder i Østdanmark og Vestdanmark i hhv. Nonflex- og Flex-scenariet.

Model for elforbrug og fleksibilitet pr. time

Da Balmorel arbejder med nedre brændværdi, anvendes der i analysen en virkningsgrad fra el til brint (termoneutral drift) svarende til brintens nedre brændværdi.

Elektrolyse af vand til oxygen og hydrogen er ved temperaturer på ca. 100 °C og derover endotherm. Dette udnyttes af nogle typer af elektrolyseteknologier til at øge virkningsgraden. I sådanne celler er det altså nødvendigt at tilføre termisk energi ved høj temperatur for at opretholde driftstemperaturen. Dette kan blandt andet ske ved, at det resistive tab (tabet fra den elektriske modstand i cellens komponenter) holdes lige akkurat stort nok til at kompensere herfor, hvilket kaldes termoneutral drift. Ifølge [AAU 2013] kan der opnås en teoretisk effektivitet for SOEC på 84,6 pct. (LHV) ved termoneutral drift. Der antages 10 pct. tab i praksis ved omkringliggende komponenter (kompressorer mm.), hvoraf 5 pct. kan genanvendes til fjernvarme.



Ved ikke-fleksibelt elforbrug antages det, at efterspørgslen efter brint til hydrogenerering er konstant time for time i modellen, samt at brinten skal leveres fra et elektrolyseanlæg, som derfor får konstant elforbrug pr. time. Hermed fås en årlig brintproduktion i Nonflex med 8760 timer/år på:
 $657 \text{ MW}_{el} * 0,75 \text{ MW}_{brint}/\text{MW}_{el} * 8760 = 15,5 \text{ PJ/år}$

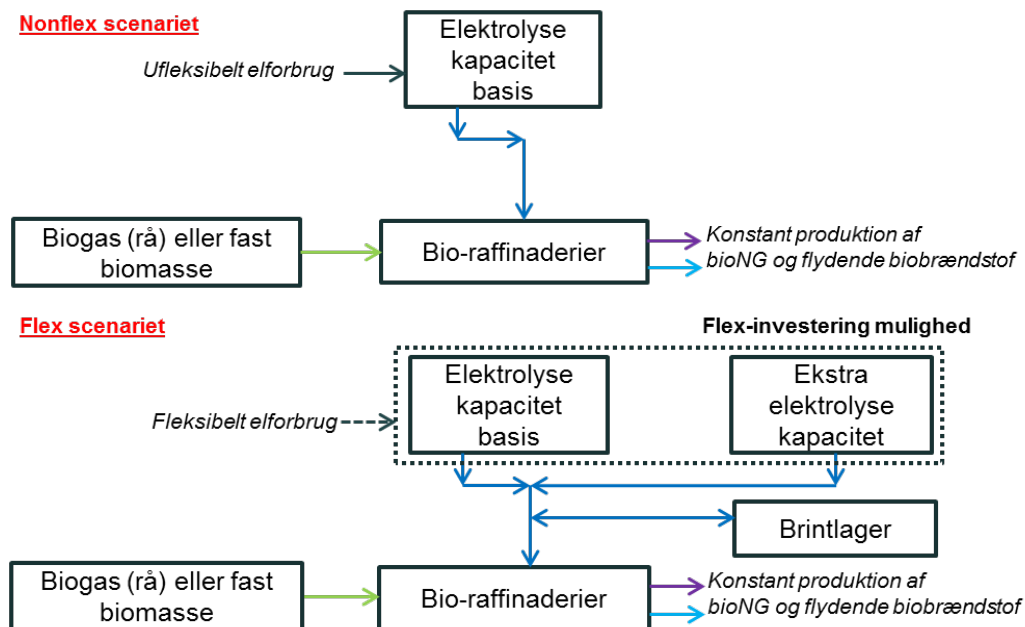
Elektrokemisk biobrændselsproduktion er kendetegnet ved, at efterspørgslen vil afhænge af produktionsomkostningerne, hvorfor anlæggets forbrug af el med fordel skal sænkes ved høje elpriser, hvorimod elforbruget vil stige ved lave

elpriser. Det forudsættes i analysen, at elektrolysecellen kan drives fleksibelt på grund af investering i brintlager, hvilket muliggør, at cellen kan levere *load shift*, *peak clipping* i længere perioder med høje priser og *valley filling* i længere perioder med lave priser.

Ramping

Elektrolysecellens evne til regulering, afhænger meget af den anvendte teknologi. De mest fleksible teknologier forventes at kunne regulere fra 0-100 pct. på blot få sekunder. Dette forudsætter dog, at cellen holdes varm imellem driftsperioder. Andre typer af elektrolyseceller kan reguleres inden for et afgrænset effektområde.

I analysen antages det, at fleksibel drift af elektrolyse kan opnås ved at investere i yderligere elektrolysekapacitet (større end i Nonflex) og et brintlager.



Figur 78 Produktion af flydende biobrændstof samt bioNG i henholdsvis den ufleksible reference og det fleksible scenarie, hvor øget kapacitet og brintlager kan gøre elforbruget til elektrolyse (SOEC) fleksibel.

Biogasproduktion behøver hermed ikke et biogaslager, da den hele tiden kan raffineres med tilsætning af brint fra enten elektrolyse eller brintlagret.

Investeringsomkostninger for øget elektrolysekapacitet samt brintlager:

- Elektrolyse⁴⁸:
 - Investeringsomkostning for yderligere kapacitet: 0,57 Meuro/MW
 - Drift- og vedligeholdelsesomkostningen: 14.000 euro/MW/år
- Brintlager:
 - Elforbrug til kompression modelleres som tab svarende til 10,5 pct. af LHV for brint⁴⁹
 - Investeringsomkostning⁵⁰ for brintlager sættes til 2,1 euro/MJ = 7,6 euro/kWh
- Ingen omkostning eller begrænsning ved ramping mellem timer

10.4 Individuelle varmepumper

Introduktion til teknologi og aggregering

Individuelle varmepumper leverer rumvarme og varmtvandsforbrug typisk til énfamiliehuse, sommerhuse og i mindre grad rækkehuse eller etagebyggeri.

De danske huse inddeles i 10 kategorier på baggrund af isoleringsevne (alder på huset) og varmekapaciteten. Varmepumper i huse fra 2006-2035 medtages ikke i analysen, da elforbruget i disse huse er meget lavere (på grund af bedre isolering) end i ældre huse, og derfor vil værdien af fleksibilitet være lavere pr. hus.

I hver kategori med individuelle varmepumper beregnes et varmebehov og installeret varmekapacitet, og det er kun varmepumpe og elpatron, der kan levere opvarmningen, det vil sige, huse med individuelle biomassekedler modelleres ikke, da de ikke har indflydelse på elsystemet.

Aggregeret kapacitet, energilager og årligt elforbrug

Varmepumper dimensioneres så varmebehovet ved -12C kan dækkes. Dette svarer ca. til 7 kW_{th} kapacitet for et gennemsnitlig énfamiliehus. 20 pct. af maks. varmeeffekten leveres af elpatron. Varmtvandsforbrug antages uflexibelt og er sat til 15 pct. af det samlede årlige varmeforbrug, og det er antaget at følge en fast dagsprofil.

I Tabel 24 er vist resultater for varmeproduktion og elforbrug fra individuelle varmepumper i Nonflex 2025 og 2035 i de forskellige områder defineret i Balmorel. Områderne repræsenterer kategorier af huse med radiatoropvarmning og forskellige isolering og varmekapacitet samt en kategori for gulvvarme.

⁴⁸ Kilde: Energistyrelsen Teknologikatalog 2014 [Energistyrelsen 2014c].

⁴⁹ Kilde: Brintkommercialiseringsprojektet, estimat for 2035. Tab går fra 5-16 pct. afhængig af lagringstrykket.

⁵⁰ Kilde: Brintkommercialiseringsprojektet, estimat for "Gasbottles" 0,5-1 mio. Nm³.

	Varmekapacitet (MJ/s)	COP	Varmeproduktion (PJ/år)	Elforbrug (MWh/år)	Antal huse	Varmekapacitet (kWth/hus)	MWh varme/hus	MWh el/hus
2025_NonFlex	730	3,13	6,9	611.593	109.159	6,7	18	5,6
DKE_FLO_3	16	3,62	0,1	11.297	3.489	4,5	12	3,2
DKE_RAD_1_C100	47	3,09	0,5	41.345	5.484	8,5	23	7,5
DKE_RAD_1_C140	23	3,10	0,2	20.650	2.742	8,5	23	7,5
DKE_RAD_1_C60	23	3,09	0,2	20.700	2.742	8,5	23	7,5
DKE_RAD_2_C100	53	3,11	0,5	44.366	8.123	6,6	17	5,5
DKE_RAD_2_C140	27	3,11	0,2	22.161	4.061	6,6	17	5,5
DKE_RAD_2_C60	27	3,10	0,2	22.211	4.061	6,6	17	5,5
DKE_RAD_3_C100	13	3,15	0,1	9.758	2.617	4,9	12	3,7
DKE_RAD_3_C140	6	3,15	0,1	4.873	1.308	4,9	12	3,7
DKE_RAD_3_C60	6	3,15	0,1	4.886	1.308	4,9	12	3,7
DKW_FLO_3	34	3,62	0,3	24.167	7.466	4,5	12	3,2
DKW_RAD_1_C100	93	3,09	0,9	82.379	10.927	8,5	23	7,5
DKW_RAD_1_C140	46	3,10	0,5	41.145	5.464	8,5	23	7,5
DKW_RAD_1_C60	46	3,09	0,5	41.245	5.464	8,5	23	7,5
DKW_RAD_2_C100	107	3,11	1,0	89.316	16.352	6,6	17	5,5
DKW_RAD_2_C140	54	3,11	0,5	44.614	8.176	6,6	17	5,5
DKW_RAD_2_C60	54	3,10	0,5	44.714	8.176	6,6	17	5,5
DKW_RAD_3_C100	27	3,15	0,2	20.880	5.599	4,9	12	3,7
DKW_RAD_3_C140	14	3,15	0,1	10.428	2.800	4,9	12	3,7
DKW_RAD_3_C60	14	3,15	0,1	10.455	2.800	4,9	12	3,7
2035_NonFlex	1.795	3,33	16,8	1.396.342	285.784	6,3	16	4,9
DKE_FLO_3	39	3,86	0,4	26.175	9.134	4,3	11	2,9
DKE_RAD_1_C100	110	3,29	1,1	90.572	14.358	7,7	21	6,3
DKE_RAD_1_C140	55	3,29	0,5	45.235	7.179	7,7	21	6,3
DKE_RAD_1_C60	55	3,28	0,5	45.349	7.179	7,7	21	6,3
DKE_RAD_2_C100	135	3,30	1,2	104.768	21.265	6,3	16	4,9
DKE_RAD_2_C140	67	3,30	0,6	52.330	10.633	6,3	16	4,9
DKE_RAD_2_C60	67	3,30	0,6	52.454	10.633	6,3	16	4,9
DKE_RAD_3_C100	32	3,34	0,3	22.379	6.851	4,6	11	3,3
DKE_RAD_3_C140	16	3,34	0,1	11.177	3.425	4,6	11	3,3
DKE_RAD_3_C60	16	3,34	0,1	11.206	3.425	4,6	11	3,3
DKW_FLO_3	84	3,85	0,8	56.114	19.546	4,3	11	2,9
DKW_RAD_1_C100	220	3,29	2,1	180.461	28.609	7,7	21	6,3
DKW_RAD_1_C140	110	3,29	1,1	90.129	14.304	7,7	21	6,3
DKW_RAD_1_C60	110	3,28	1,1	90.355	14.304	7,7	21	6,3
DKW_RAD_2_C100	271	3,30	2,5	210.913	42.810	6,3	16	4,9
DKW_RAD_2_C140	136	3,30	1,3	105.347	21.405	6,3	16	4,9
DKW_RAD_2_C60	136	3,30	1,3	105.597	21.405	6,3	16	4,9
DKW_RAD_3_C100	68	3,34	0,6	47.887	14.659	4,6	11	3,3
DKW_RAD_3_C140	34	3,34	0,3	23.916	7.330	4,6	11	3,3
DKW_RAD_3_C60	34	3,34	0,3	23.978	7.330	4,6	11	3,3

Tabel 24 Resultater fra Balmorel for varmeproduktion og elforbrug for individuelle varmepumper i forskellige kategorier af huse i 2025 og 2035. Kategorier af huse er defineret ved gulvvarme (FLO) eller radiatorvarme (RAD), isolering (1=huse indtil 1960, 2=huse fra 1961-1978, 3=huse fra 1979-2005) og varmekapacitet (C-værdi i Wh/m²/°C).

Model for elforbrug og fleksibilitet pr. time

En termisk model af enfamiliehuse bruges til at beregne rumvarmeforbrug, afhængigt af udetemperatur samt den tilhørende variation i indetemperaturen, afhængigt af varmeproduktion fra varmepumpen.

Den matematiske model for varmebalance af rumvarme og varmtvandsforbrug er beskrevet i [Hedegaard, K. 2013] og [iPower 2014].

Grænser for fleksibelt elforbrug fra varmepumpen

De individuelle varmepumper drives til at opretholde en konstant indetemperatur på 21 C. Det vil sige, elforbruget er direkte afhængigt af udetemperaturen.

De individuelle varmepumpers drift optimeres efter elprisen, eftersom det tillades, at indetemperaturen må variere +/- 1,5 C, det vil sige fra 20-23 C.

I praksis kræves det, at varmepumpen styres fleksibelt, det vil sige, fx kan den modtage sætpunkter eller en prisprognose. For at kunne overakkumulere varme i huse kræves det desuden installation af digitale termostater.

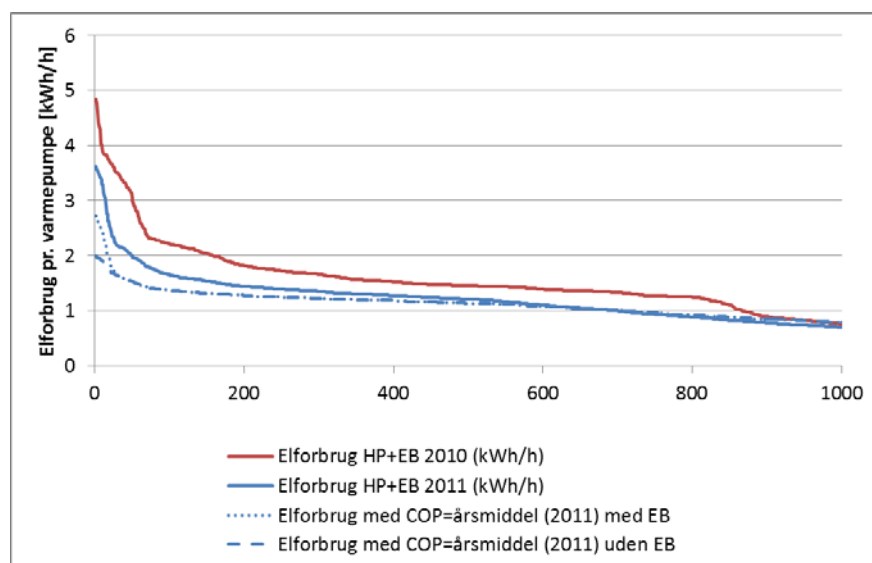
Det antages, at alle varmepumper har mulighed for fleksibel drift, det vil sige, ovenstående tiltag er blevet gennemført.

Variabel COP

Varmepumpens COP bruges til at beregne elforbrug til rumvarme time-for-time ud fra varmebehovet bestemt via den termiske model.

COP er variabel som funktion af temperatur af varmekilden (henholdsvis ude-temperatur eller jordtemperatur) og fremløbstemperaturen. En fyldestgørende beskrivelse af metode og datakilder til variabel COP er tilgængelig i [iPower 2014].

Individuelle varmepumper kan modelleres enkelt med én fast COP-værdi, men hermed vil enten det årlige elforbrug eller spidslastforbruget ikke blive korrekt. Effekten af at beregne elforbruget til individuelle varmepumper med en elpatron samt variabel COP er vist i Figur 79 med hhv. 2010 og 2011 temperatur data.



Figur 79 Elforbruget for et gennemsnitligt hus beregnet henholdsvis med elpatron og variabel COP (blå), med elpatron og fast COP (prikket blå) og uden elpatron og fast COP (striplet blå).

10.5 Store varmepumper og elpatroner i fjernvarmen

Introduktion til teknologi og aggregering

Store varmepumper kan levere fjernvarmeproduktion i både centrale og decentrale fjernvarmenet. Der tilføjes varmepumper i centrale områder samt i udvalgte decentrale varmeområder i 2025 og 2035.

Aggregeret kapacitet, energilager og årligt elforbrug

Samlet installeret central varmepumpekapacitet i 2025 er ca. 200 MJ/s [Energinet.dk 2014].

Prisområde	Varmeområde	Varmekapacitet (MJ/s)
DK1	AALBORG	29
DK1	AARHUS	41
DK1	ESBJERG	20
DK2	KALUNDB	2
DK2	CTR+VEKS	33
DK1	ODENSE	49
DK1	TVIS	25
Total		199

Tabel 25 Installeret varmekapacitet i centrale fjernvarmeområder i 2025.

Samlet installeret varmekapacitet og antagne fuldlasttimer for henholdsvis centrale og decentrale varmepumper til fjernvarme ses i Tabel 31.

Model for elforbrug og fleksibilitet pr. time

Varmepumper til fjernvarme modelleres ved hjælp af en fast COP-værdi.

Varmepumperne producerer fjernvarme i konkurrence med de andre varmeproduktionsteknologier i fjernvarmeområdet.

Muligheden for fleksibel drift af varmepumpen afhænger derfor af:

- Tilgængeligt lokalt varmelager.
- Muligheden for skift til andre varmeproduktionsenheder i fjernvarmeområdet.
- Varmepumpens installerede varmeeffekt i forhold til spidslastvarmebrug.

Varmepumpernes varmeproduktion optimeres efter elprisen i alle scenarier, det vil sige, der er ikke forskel på fleksible og ikkefleksible scenarier.

I tabellen er vist varme og elproduktion fra store varmepumper og elpatroner samlet for central og decentral fjernvarme i 2025 og 2035 i hhv. Nonflex og Flex.

Scenarie / kategori	Varmekapacitet (MWth)	Varmeproduktion (MWh)	Elforbrug (MWh)
2025_NonFlex	1.055	2.118.253	717.193
Store Varmepumper og geotermi	864	2.115.214	714.123
Store elpatroner	191	3.039	3.069
2025_Flex	1.055	2.116.446	715.926
Store Varmepumper og geotermi	864	2.114.223	713.680
Store elpatroner	191	2.223	2.245
2035_NonFlex	1.400	2.123.063	514.214
Store Varmepumper og geotermi	850	2.100.031	490.949
Store elpatroner	550	23.033	23.265
2035_Flex	1.400	2.099.754	499.245
Store Varmepumper og geotermi	850	2.092.819	492.240
Store elpatroner	550	6.935	7.005

Tabel 26 Resultater fra Balmorel for varmeproduktion og elforbrug fra store varmepumper og elpatroner i central og decentral fjernvarme.

10.6 Store varmepumper og elpatroner i procesindustrien

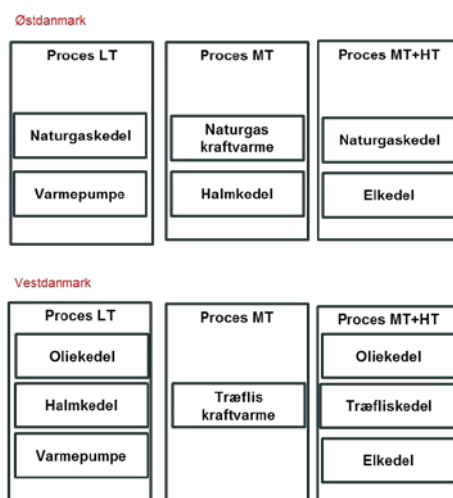
Introduktion til teknologi og aggregering

Varme- og dampproduktion til procesindustrien kan i et vist omfang leveres af el-til-varme-teknologier, det vil sige elpatroner og varmepumper.

Desuden leveres varmebehovet i høj grad af kedler (naturgas, biomasse) samt kraftvarmeanlæg, hvor der også produceres el sammen med varmeproduktionen. Fleksibelt elforbrug kan hermed opnås via fuel shift.

I [Energistyrelsen 2014] er angivet samlet varmekapacitet af teknologier i procesindustrien i 2035 til levering af henholdsvis lavtemperatur (til 75 C), middeltemperatur (75-200 C) og højtemperatur (over 200 C) procesvarmebehov.

På Figur 80 ses opdeling af varmebehov i procesindustrien i LT, MT og MT+HT områder i henholdsvis Vest- og Østdanmark, samt hvilke teknologier det antages, der kan levere varmebehovet.



Figur 80 Teknologier der kan levere varmebehovet (vand og damp) i procesindustrien til henholdsvis lav- middel- og højtemperaturanvendelser.

Aggregeret kapacitet, energilager og årligt elforbrug

Installerede varmekapaciteter i procesindustrien er vist i nedenstående tabel. De antagne fuldlasttimer er anvendt til fordeling af varmebehovet i områderne LT, MT og MT+HT.

Område	Teknologi	Dim.fuldlasttimer	MJ/s Varmekapacitet	TJ/år Varmeforbrug
LT	Naturgaskedel	4.716	250	4.244
LT	Oliekedel	5.000	200	3.600
LT	Halmkedel	8.500	50	1.530
LT	Varmepumpe	4.716	125	2.122

MT	Naturgaskraftvarme	6.037	375	8.150
MT	Halmkedel	8.500	75	2.295
MT	Træfliskraftvarme	8.500	125	3.825
MT+HT	Træfliskedel	8.500	100	3.060
MT+HT	Elkedel	300	575	621
MT+HT	Naturgaskedel	6.037	1.025	22.277
MT+HT	Oliekedel	5.500	600	11.880
	Total		3.500	63.604

Tabel 27 Varmekapaciteter i procesindustrien og antagne fuldlasttimer således at det samlede varmeproduktion 63 PJ/år fordeles i områderne LT, MT og MT+HT. I tabellen under ses resultater for Nonflex- og Flex-scenariet i procesindustrien.

Rækkenavn	Varmeproduktion (MWh)	Elforbrug (MWh)	Elproduktion(MWh)
2035_NonFlex	17.667.752	587.106	2.176.300
DK_E	10.638.426	276.693	1.859.760
DK_E_proces_LT	1.445.761	139.026	
DK_E_proces_MT	2.901.405		1.859.760
DK_E_proces_MT+HT	6.291.260	137.667	
DK_W	7.029.326	310.413	316.540
DK_W_proces_LT	1.747.579	168.305	
DK_W_proces_MT	1.062.500		316.540
DK_W_proces_MT+HT	4.219.247	142.108	
2035_Flex	17.667.752	474.850	2.204.677
DK_E	10.638.426	211.261	1.888.137
DK_E_proces_LT	1.445.761	138.583	
DK_E_proces_MT	2.901.405		1.888.137
DK_E_proces_MT+HT	6.291.260	72.678	
DK_W	7.029.326	263.589	316.540
DK_W_proces_LT	1.747.579	167.626	
DK_W_proces_MT	1.062.500		316.540
DK_W_proces_MT+HT	4.219.247	95.963	

Tabel 28 Resultater fra Balmorel for varmeproduktion, elforbrug og elproduktion i procesindustrikategorierne.

Model for elforbrug og fleksibilitet pr. time

Fleksibelt elforbrug for el-til-varme-teknologierne udgøres af muligheden for Fuel shift, det vil sige, varmepumper (LT) og elpatroner (MT+HT) kan substituere kedler og omvendt. Desuden kan kraftvarme levere fleksibel varmeproduktion (MT). Der er ikke medtaget varmelager i procesindustrien. Dagsprofilen for varmebehovet til alle temperaturintervaller i procesindustrien er angivet af [Energistyrelsen 2014].

10.7 Yderligere fleksibelt elforbrug i industri og husholdninger

Introduktion til teknologi og aggregering

I dette afsnit vurderes muligheden for fleksibelt elforbrug fra teknologier indenfor service, industri og husholdninger, der ikke allerede er blevet beskrevet i tidligere kapitler.

Der er gennemført et litteraturstudie for at undersøge, hvor stor en del af det klassiske elforbrug i husholdninger og industrien, som potentielt er fleksibelt.

Det må konstateres, at en væsentlig del af selv nyere undersøgelser på området bygger på kilder, som er 10-15 år gamle. Dette er ikke problematisk i sig selv, men utidssvarende og ikke tilfredsstillende ud fra et fagligt synspunkt. Dog er det lykkedes at samle både ældre og nyere litteratur til følgende vurdering af potentialet for fleksibelt elforbrug i industrien og husholdningerne.

Referencer i litteraturstudie

- [1] Birch og Krogboe, *Potentiale vurdering Energibesparelser i husholdninger, erhverv og offentlig sektor*, 2004
- [2] Dansk Energianalyse, *Kortlægning af erhvervslivets energiforbrug*, 2000
- [3] Elkraft, *Fleksibilitet i elforbruget*, 2001
- [4] Ea Energianalyse, *Kortlægning af potentialet for fleksibelt elforbrug i industri, handel og service*, 2011
- [5] Energistyrelsen, *Redegørelse om mulighederne for anvendelse af prisfleksibelt elforbrug i det danske elsystem*, november 2006
- [6] Europa-Kommissionen, *EC C(2013) 7243: 'Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets'*, Commission staff working document, 5.11.2013
- [7] SEAS-NVE, *Vind med nye elvaner – Slutrapport på elpristesten*, 1. oktober 2013 – 30. september 2014
- [8] Kwon, Pil Seok; Østergaard, Poul; *Assessment and evaluation of flexible demand in a Danish future energy scenario*, 2014, Department of Development and Planning, Aalborg University

Vurderinger fra litteraturstudiet

Ea Energianalyse udgav i 2011 rapporten Kortlægning af potentialet for fleksibelt elforbrug i industri, handel og service, hvor kortlægningen af potentialet for fleksibelt elforbrug tager afsæt i data og vurderinger fra en række ældre kilder, deriblandt Birch og Krogboe [1], Dansk Energianalyse [2] og Elkraft [3].

Ea Energianalyse [4] konkluderer på baggrund af kilderne, at der er et fuel shift-potentiale både fra el til brændsel og brændsel til el. Dette fuel shift-potentiale kan specielt være interessant i situationer, hvor der opleves lave eller negative elpriser.

Desuden konkluderer rapporten [4], at det samlede potentiale for fleksibelt elforbrug inden for sekundær energi i produktionserhverv samt handel og service henholdsvis er ca. 18 pct. og 21 pct.. Desuden giver rapporten en indledende vurdering af potentialet for fleksibelt elforbrug inden for husholdningernes eksisterende elanvendelse.

Potentialet for fleksibelt elforbrug i husholdningerne opgøres til ca. 35 pct., hvilket må siges at være forholdsvis stort. Udnyttelsen vil dog højst sandsynligt være afhængig af automatisk styring af de forbrugende enheder. Derfor vurderes potentialet på kort sigt at være marginalt sammenlignet med industriens fleksibilitetspotentiale [4].

Som tidligere nævnt, er Ea Energianalyses redegørelse allerede fire år gammel og beror på endnu ældre kilder. Derfor må vurderingen ses som værende be-

hæftet med væsentlige usikkerheder, da forhold som teknologiudvikling, produktionsmetoder, strukturelle omlægninger i erhvervene og øget fokus på energibesparelser kan have en reel betydning for potentialet.

I november 2006 udgav Energistyrelsen rapporten Redegørelse om mulighederne for anvendelse af prisfleksibelt elforbrug i det danske elsystem. Her vurderes det, at det forbrug i Danmark, det potentielt er muligt at få til at agere prisfleksibelt, er 500-700 MW svarende til ca. 10 pct. af det samlede spidslastforbrug [5]. Rapporten understreger, at et mere fleksibelt elforbrug påvirker elmarkedet og medvirker til lavere forbrugerpriser blandt andet som følge af reduktion af producenternes muligheder for udøvelse af markedsmagt. Størrelsen heraf er i rapporten vurderet at kunne være op til 150 mio. kr./år svarende til en gennemsnitlig prisreduktion på omkring 0,5 øre/kWh [5]. Desuden har rapporten gennemført beregninger af de samfundsøkonomiske gevinster ved prisfleksibelt elforbrug. De gennemsnitlige årlige besparelser herved er beregnet til omkring 30 mio. kr. [5].

Af nyere, europæiske studier eksisterer Europa-Kommissionens rapport [6], som vurderer, at 10 pct. af europæisk industris samlede elforbrug er disponeret for fleksibilitet (benævnt demand side response). Denne vurdering er også omfattet af samme usikkerheder og forhold, som Ea Energianalyses vurdering er. I Europa-Kommissionens redegørelse er husholdningernes potentiale for fleksibilitet ikke medregnet, som kan vise sig ikke at være uvæsentlig.

Der foregår også demonstrationsprojekter med fleksibilitet. Et af projekterne er EcoGrid Bornholm, som er et stort, internationalt demonstrationsprojekt, hvor 2.000 bornholmske forbrugere tester nye muligheder for at styre deres elforbrug. Deltagerne i EcoGrid EU får løbende information om prisen, som varierer hvert femte minut, hvilket gør det muligt at flytte elforbruget til de tidspunkter, hvor elprisen er lavest. EcoGrid EU-demonstrationsprojektet er fortsat i gang og har indtil videre ikke konkluderet noget endeligt om potentialet for fleksibelt elforbrug.

Et lidt mindre demonstrationsprojekt er udført af SEAS-NVE i perioden 1. oktober 2013 til 30. september 2014. Projektet afprøvede, i hvilket omfang deltagerne ville flytte en del af deres elforbrug væk fra kogespidsen og til andre perioder af døgnet, hvis de blev givet et økonomisk incitament. Deltagerne oplevede tre faste elpriser, som varierede over døgnet. Fra kl. 06.00 til kl. 17.00 (gul periode) var prisen 1,5 DKK/kWh, mens den fra kl. 17.00 til kl. 20.00 (rød periode) var 8 DKK/kWh. I den resterende periode fra kl. 20.00 til 06.00 (grøn periode) var elprisen 0 DKK/kWh. Testdeltagerne bestod af husholdninger uden elvarme, og af de oprindelige 350 udvalgte husstande gennemførte 276 forsøget [7].

Resultaterne viste, at deltagerne flytter deres elforbrug fra både gul periode (dag) og rød periode (spids) til grøn periode (nat). Ca. 19 pct. af forbruget i den røde periode blev flyttet, hvilket svarer til ca. 5 pct. af totalforbruget. Den totale flytning af elforbrug blev opgjort til ca. 10 pct.

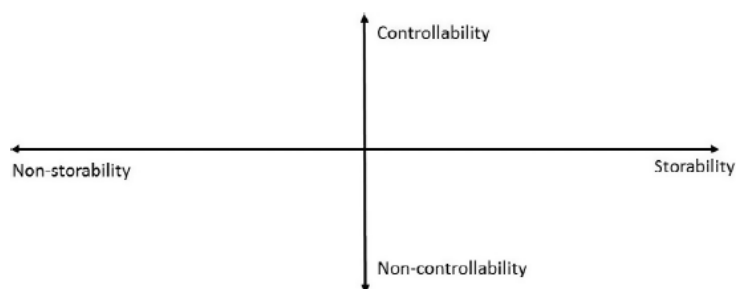
SEAS-NVE vurderer, hvis 10 pct. af de i alt 200.000 husstande uden elvarme i deres forsyningsområde vælger denne priskonstruktion, vil det flytte ca. 3 GWh pr. år – svarende til 7.300 husholdningers totale elforbrug [7].

Der er naturligvis en række usikkerheder og forbehold ved en sådan type undersøgelse. Blandt andet afspejler resultaterne kun deltagernes kortsigtede vaneændringer, og resultatet vil muligvis se anderledes ud på langt sigt.

I 2014 begik Poul Østergaard og Pil Seok Kwon fra Forskningsgruppen i Energiplanlægning på Aalborg Universitet en videnskabelig artikel kaldet *Assessment and evaluation of flexible demand in a Danish future energy scenario* [8], som beskæftiger sig med følgende fire hovedtemaer:

- Vurdering af det fremtidige potentiale for fleksibelt forbrug gennem en teknisk bottom-up tilgang.
- Vurdering af potentialet for fleksibelt forbrug i husholdninger, handel/service og industri.
- Vurdering af påvirkningen på systemet fra det fleksible forbrug via energisystem modellering.
- Vurdering af det nødvendige volumen af fleksibelt forbrug før det har nogen effekt på systemet.

Potentialet for fleksibelt forbrug og fordelene for systemet ved fleksibelt forbrug er vurderet ud fra to forskellige fremgangsmåder. Ved den første fremgangsmåde, som er bottom-up tilgangen, er det fremtidige potentiale for fleksibelt elforbrug i husholdninger, handel/service og industri vurderet i forhold til et 2050-energisystem-scenarie med 100 pct. vedvarende energi. Scenariet er simuleret ved brug og modificering af analyseværktøjet EnergyPLAN for at kunne vurdere fordelene for systemet ved det identificerede fleksible elforbrug. Den anden fremgangsmåde tager afsæt i elsystemet, hvor kravene til systemet først er defineret, og derefter er det analyseret, hvilket niveau af fleksibelt elforbrug som er tilstrækkeligt til at opfylde kravene til systemet. I artiklen benyttes fire kriterier til vurdering af, om et forbrug potentielt kan være fleksibelt, hvilket fremgår af figuren.



Kriterier til vurdering af potentiale for fleksibelt forbrug i husholdninger og handel/service [8]

Desuden benyttes der yderligere to kriterier i det industrielle forbrug, nemlig om en proces er afhængig eller uafhængig. Elforbruget, som er associeret med fleksibelt forbrug, er det klassiske elforbrug og opgøres i denne artikel til at være en

pulje på 45 TWh – 10 TWh i husholdningerne, 12 TWh i handel/service erhvervene og 23 TWh i industrien.

I EnergyPLAN er tre rammer anvendt; en dag, en uge og en måned. Modelværktøjet distribuerer det fleksible forbrug ligeligt ud i alle tidsrammerne og det fleksible forbrug kan ikke blive udsat og brugt i en anden tidsramme. I disse tre tidsrammer er det fleksible forbrug derefter allokeret ud i specifikke timer i forhold til effektsituationen i systemet. Desuden er en tidsramme på 2 timer analogt lagt ind i modellen [8].

Resultaterne viser, at potentialet for fleksibelt elforbrug kun er fundet i 2-timers og 24-timers tidsrammen svarende til henholdsvis 24 pct. og 7 pct. af det samlede elforbrug. Fordelene for systemet ved det vurderede volumen af fleksibelt forbrug er dog begrænsede. Resultaterne fra anden del af analysen peger på, at for at have en signifikant betydning for systemets ydeevne kræver det, at mere end en fjerdedel af det klassiske elforbrug skal være fleksibelt inden for en måned. Dette vil højst sandsynligt ikke ske, og værdien af fleksibelt elforbrug i energisystemet er derfor begrænset [8].

Disse resultater beror naturligvis på adskillige antagelser og forudsætninger, som kan variere. Desuden øges usikkerheden af, at energimodellen simulerer et 2050-energisystem-scenarie.

Opsamling

Formålet med studiet var at undersøge, hvor stor en del af det klassiske elforbrug i husholdninger og industrien, som potentielt er fleksibelt.

Arbejdsgruppen må konstatere, at en væsentlig del af nyere undersøgelser på området bygger på kilder, som er 10-15 år gamle. Dog er det lykkedes at samle både ældre og nyere litteratur til følgende vurdering af potentialet for fleksibelt forbrug i industrien og husholdningerne.

Ældre litteratur

Ea Energianalyses rapport [4], som tager afsæt i Birch og Krogboe [1], Dansk Energianalyse [2] og Elkraft [3]. Rapporten konkluderer, at det samlede potentiale for fleksibelt elforbrug inden for sekundær energi i produktionserhverv samt handel og service henholdsvis er ca. **18 pct.** og **21 pct.** I en indledende vurdering opgøres potentialet for fleksibelt elforbrug i husholdningerne til ca. **35 pct.** Energistyrelsens rapport [5] vurderer, at ca. 10 pct. af det samlede spidslast forbrug svarende til 500-700 MW er potentielt prisfleksibelt. Flexibelt forbrug kan medføre lavere forbrugerpriser og effekten vurderes i rapporten til at være en gennemsnitlig prisreduktion på omkring 0,5 øre/kWh. De samfundsøkonomiske gevinster ved prisfleksibelt elforbrug opgøres til gennemsnitligt 30 mio. kr./år.

Nyere forsøg

Et mindre demonstrationsprojekt udført af SEAS-NVE viser, at ca. 19 pct. af forbruget i den røde periode (kogespidsen) blev flyttet, hvilket svarer til ca. 5 pct. af totalforbruget. Den totale flytning af elforbrug blev opgjort til ca. **10 pct.** af det samlede elforbrug.

Nyere litteratur

Europa-Kommissionens rapport [6] vurderer, at *10 pct.* af europæisk industris samlede elforbrug er disponeret for fleksibilitet.

Artiklen fra Forskningsgruppen i Energiplanlægning på Aalborg Universitet [8] konkluderer, potentialet for fleksibilitet i det klassiske elforbrug (45 TWh) er **7 pct.** (3,15 TWh) i en 24 timers tidsramme i et simuleret energisystem scenario for 2050. Desuden konkluderer artiklen, at mere end en fjerdedel af det klassiske elforbrug skal være fleksibelt for at have en signifikant betydning for systemet. Vurderingen er, at dette højst sandsynligt ikke vil ske, og værdien af fleksibelt elforbrug i energisystemet er derfor begrænset.

Aggregeret kapacitet, energilager og årligt elforbrug

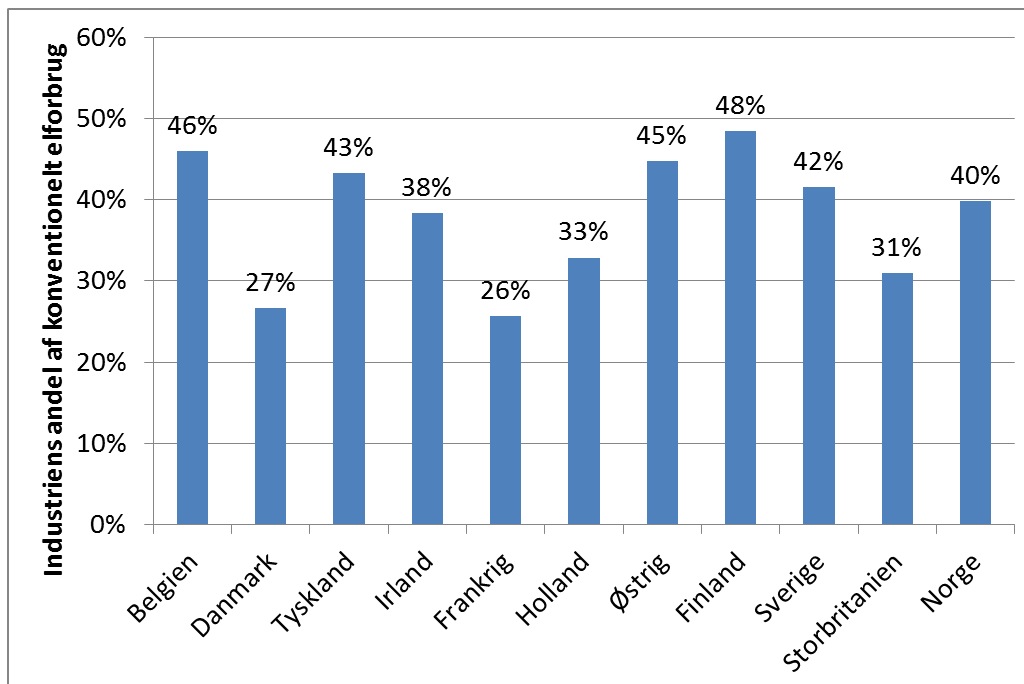
På baggrund af litteraturstudiet må det konkluderes, at potentialet for fleksibelt elforbrug i husholdninger og industrien er i størrelsesordenen **5-10 pct.** af det totale klassiske elforbrug.

Da komfortgrænser for fleksibelt elforbrug er ukendte i husholdninger og industri, vælges at modellere det fleksible elforbrug som afbrydeligt elforbrug uden energy-payback (det vil sige, elforbruget erstattes ikke på et senere tidspunkt) og uden begrænsning på længden af afbrydelsen.

Model for elforbrug og fleksibilitet pr. time

Potentialet for afbrydelighed pr. time defineres som det konventionelle elforbrug pr. land pr. time gange andelen af afbrydelighed indenfor hhv. industri og husholdninger pr. land.

- Afbrydeligt elforbrug Industri (land, time) =
konventionelt elforbrug (land, time) * andel elforbrug i Industri (land)
- Afbrydeligt elforbrug ikkeindustri (land, time) =
konventionelt elforbrug (land, time) * (1-andel elforbrug i Industri (land))



Figur 81 Andel af industri af det klassiske elforbrug i lande i NWE⁵¹.

Desuden opdeles potentialet i afbrydelighed i industri og ikkeindustri (husholdninger) i forhold til spotprisen, så en vis mængde er tilgængelig ved hhv. 1 kr./kWh og 2 kr./kWh

- 5 pct. afbrydelighed i industri ved spotpris = 1 kr./kWh
- 10 pct. afbrydelighed i industri ved spotpris = 2 kr./kWh
- 2,5 pct. afbrydelighed i ikkeindustri ved spotpris = 1 kr./kWh
- 5 pct. afbrydelighed i ikkeindustri ved spotpris = 2 kr./kWh

Det vil sige, maks. 10 pct. af industriens elforbrug er afbrydeligt ved spotpriser på 2 kr./kWh eller over, mens maks. 5 pct. af husholdningernes elforbrug er afbrydeligt ved spotpriser på 2 kr./kWh eller over. Hermed varierer det maksimale tilgængelige afbrydelige elforbrug i landene i NWE mellem 5-10 pct. af det klassiske elforbrug.

Med de anvendte industri-andele bliver det tilgængelige afbrydelige elforbrug på timeniveau 6-8 pct. af profilen for det klassiske elforbrug i landene i NWE.

10.8 Flexibilitetspotentialer der ikke medtages i analysen

I analysen er der en række potentielle kilder til yderligere fleksibelt elforbrug og elproduktion, som ikke er medtaget, fordi de ikke er en del af energisystemkonfigurationen, der er valgt i henholdsvis 2025 og 2035.

⁵¹ Kilde: Eurostat, Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a].

Dette drejer sig blandt andet om:

- Investering i batterier og andre lagre (fx CAES) på grund af gevinst ved udsving i elpriser (arbitrage).
- Investering i batterier på grund af gevinst ved øget egetforbrug af sol-celleproduktion.
- Mikrokraftvarme.
- Brintproduktion til slutanvendelse af brint (fx transport osv.).
- Yderligere el-til-varme-kapacitet.
- Sæsonvarmelagre

Der er yderligere mulighed for fleksibilitet fra bioraffinaderier og elektrolyse, som ikke er undersøgt i analysen:

- Reversibel elektrolyse (SOEC), det vil sige mulighed for at producere el fra elektrolysecellen i perioder, hvor der ikke produceres brint til bioraffinaderier.
- Bioraffinaderianlæg der kan producere biobrændstof uden brint-tilsætning i perioder med høje elpriser. Der er hermed ikke behov for brintlager. Dette vil medføre lavere dansk biobrændstofproduktion, fordi der ikke anvendes brint i disse perioder. Alternativt skal der et højere forbrug af input-biomasse til – for at lave samme biobrændstofproduktion uden brint i disse perioder. Biogas (rå) anvendes til elproduktion i gasturbiner i stedet for raffinaderiet i perioder med høje elpriser. Dette vil medføre reduktion i dansk biobrændstofproduktion, fordi noget af biogassen brændes. Her kræves, at bioraffinaderiet har en gasturbine, mens et brintlager ikke er påkrævet.

Generelt er fleksibelt elforbrug i udlandet alene udgjort af elbiler og afbrydeligt elforbrug, fx er elektrolyse og brintlagring kun medtaget i Danmark.

11. Appendix – Antagelser for elproduktion

11.1 VE-kapaciteter og profiler

Behovet for fleksibilitet påvirkes af installationen af VE-kapacitet i Danmark og omkringliggende lande.

I Tabel 29 og Tabel 30 er vist antagelser om installeret kapacitet og antal fuldlasttimer for landmøller, havmøller og solceller i alle områderne. Baggrunde for antagelserne kan findes i det følgende.

Tabel 29 Installeret kapacitet af landmøller, havmøller og solceller i år 2035. Fra Energistyrelsens Vindscenarie, Dansk Energis antagelser og Energinet.dk's antagelser.

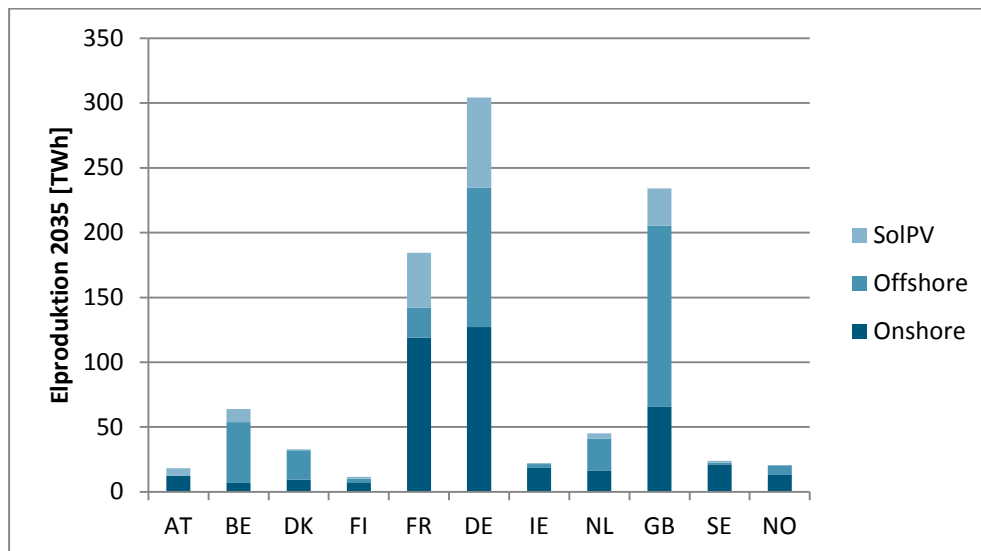
Kapacitet [MW]	Landvind	Havvind ⁵²	Sol
Danmark Vest	2.901	3.492	700
Danmark Øst	599	1.508	300
Østrig	4.731	0	5.839
Belgien	2.545	11.140	9.830
Finland	2.550	900	1.495
Frankrig	42.749	6.000	42.570
Tyskland	49.812	23.105	71.623
Irland	5.727	705	600
Holland	6.000	5.645	4.139
England	20.478	30.486	28.660
Sverige	7.155	346	1.496
Norge	4.435	1.656	0

Tabel 30 Antal fuldlasttimer for landmøller, havmøller og solceller for hvert område. Antagelser fra Energistyrelsens Vindscenarie og Dansk Energi.

Fuldlasttimer	Landvind	Havvind	Sol
Danmark Vest	3077	4141	850
Danmark Øst	3077	4141	850
Østrig	2591	-	1010
Belgien	2714	4209	1021
Finland	2926	3053	1010
Frankrig	2787	3799	997
Tyskland	2551	4650	973
Irland	3227	4409	1021
Holland	2754	4318	1021
England	3217	4581	997
Sverige	2958	3933	1010
Norge	2958	4488	-

⁵² Inklusive investeringer fra Balmorel.

Antagelserne for installeret effekt og fuldlasttimer fører til en gennemsnitlig årsproduktion som vist i Figur 82.



Figur 82 Elproduktion fra onshore vind, offshore vind og sol i 2035.

Profiler

Under forudsætning af at blæst og solindstråling i 2035 vil svare til den historiske, tages der udgangspunkt i historiske data for solindstråling, vindhastighed og udetemperatur fra årene 2000 til og med 2011, som stammer fra Pan European Climate Database (PECD)⁵³. De er i timeopløsning og anvendes på nationalt niveau bortset fra Danmark, som er opdelt i to områder svarende til prisområderne Danmark Øst og Danmark Vest. Hermed opnås en konsistent datakilde over tid samt mellem geografiske områder.

Dataene er i enheden normeret effekt. I dette projekt antages et antal fuldlasttimer for sol og vind i 2030, som ikke stemmer overens med PECD, og derfor omregnes effekten til hhv. vindhastighed og solindstråling ved hjælp af en invers parametrisk effektkurve. Derefter regnes tilbage igen via en ny effektkurve, så det ønskede antal fuldlasttimer opnås i gennemsnit over de 12 år.

Solvarmeprofiler for henholdsvis Vest- og Østdanmark er taget fra Strandby og Jægerspris Fjernvarme.⁵⁴

Onshore vindkapacitet

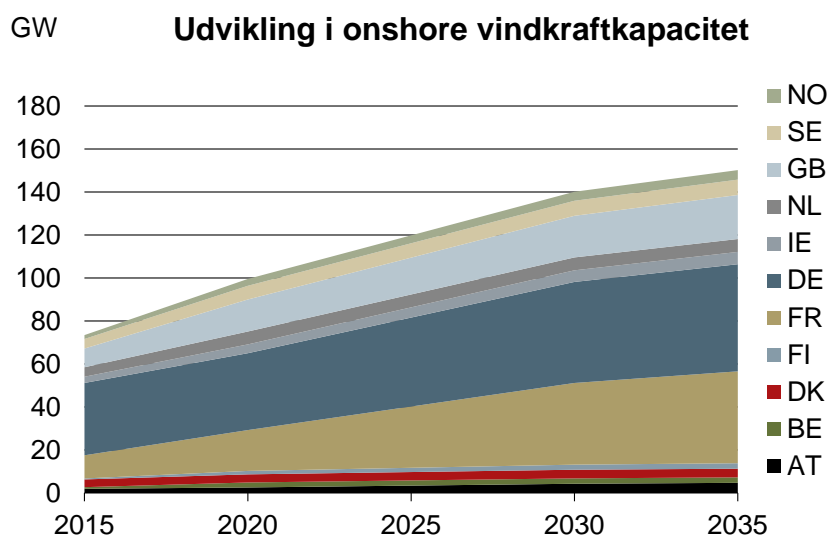
Prognose for installeret onshore vindkraftkapacitet i Danmark er taget ud fra Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035. I andre lande er vindkapaciteten frem til 2020 fastlagt på baggrund af National Renewable Energy Action Plans (NREAP). Nuværende og fremtidig vedvarende energikapacitet indtil 2020

⁵³ Marinelli, M, Maule, P, Hahmann, AN, Gehrke, O, Nørgård, PB & Cutululis, NA 2014, 'Wind and Photovoltaic Large-Scale Regional Models for hourly production evaluation' *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10.1109/TSTE.2014.2347591.

⁵⁴ Solvarmedata, Dansk Fjernvarme et al., www.solvarmedata.dk.

er baseret på EU-medlemslandenes indmeldte National Renewable Energy Action Plans. Dette dækker data for solceller, onshore og offshore vind, vandkraft og pumpekraft.⁵⁵ Data fra NREAPs er opdaterede med seneste politiske udmeldinger. Fx Hollands og Tysklands reducerede ambitionsniveau på havvind (henholdsvis 2,2 og 6,5 GW i 2020).

Scenarier for udbygning af onshore vindkraftkapaciteten i 2030 er taget fra European Wind Energy Association (EWEA)⁵⁶, og der er interpoleret lineært fra 2020 til 2030. I perioden 2030-2035 er der ekstrapoleret med en kapacitetstilvækst, der er det halve af niveauet i 2020'erne.



De historiske onshore vindprofiler bliver til brug for beregning af fremtidige år korrigeret til et højere antal fuldlasttimer ved hjælp af effektkurver. Dette afspejler den teknologiske udvikling mod højere og mere effektive vindmøller. Det gennemsnitlige antal fuldlasttimer for vindkraft på land i hele det modellerede område stiger fra knap 2.100 i 2017 til 2.800 i 2035. En stigning på 33 pct. Mens kapaciteten lidt over fordobles, bliver produktionen dermed næsten tredoblet. Forbedringen er særlig udtalt for de tyske vindmøller, der går fra ca. 1.650 til 2.550 fuldlasttimer.

Offshore vindkapacitet

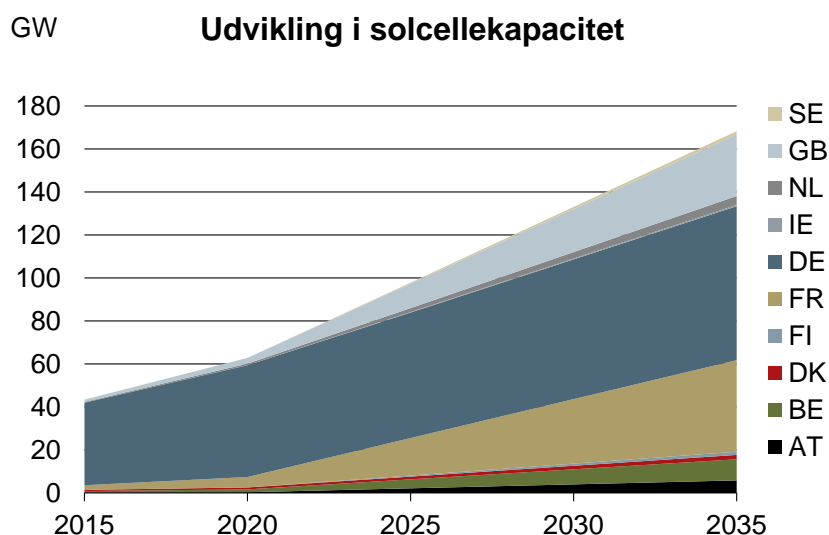
For offshore vind er der lagt et eksogent bestemt forløb pr. land ind til 2020. Efter 2020 er offshore vindkapacitet tilføjet endogent i Balmorel-modellen, det vil sige, der tilføjes offshore kapacitet, så længe systemomkostningen sænkes i modellen. Kapacitetsudbygningen i offshore vind er lagt oven i kapaciteterne fra 2020.

Solceller

⁵⁵ Europa-Kommissionen, 2010. http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

⁵⁶ Data offentliggjort i rapporten "Connecting the sun", EPIA, 2011. http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Connecting_the_Sun_Full_Report_convert ed.pdf

Prognose for installeret solcellekapacitet i Danmark er ud fra Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035 [Energinet.dk 2014]. I andre lande sker forventet kapacitetsudbygning frem til 2020 på baggrund af de nationale planer (NREAPs). For 2030 benyttes den kapacitet, der forventes i 2020 i EPIAs accelerated scenario⁵⁷, et scenarie der antager, at EU dækker 8 pct. af elforbruget med el fra solceller, hvilket vurderes som mere realistisk i 2030. Fra 2020-2035 er der lagt en konstant tilvækst ind, så målet for 2030 krydses.



Der antages ingen udvikling i solcellernes fuldlasttimer i de enkelte områder, da denne primært afhænger af solindstrålingen. I gennemsnit har solcellerne ca. 1.000 fuldlasttimer, hvilket gør, at figuren herover også kan læses som produktionen i TWh.

Der er ikke medtaget solcellekapacitet i Norge.

Vandkraft og pumpekraft

Data for nuværende vandkraft og pumpekraftkapacitet er sammensat af mange datakilder for vandkraft og pumpekraft i Norden og Tyskland, Schweiz, Østrig, Frankrig. De væsentligste er NREAP's, Eurelectric⁵⁸ samt ENTSO-E's country packages.

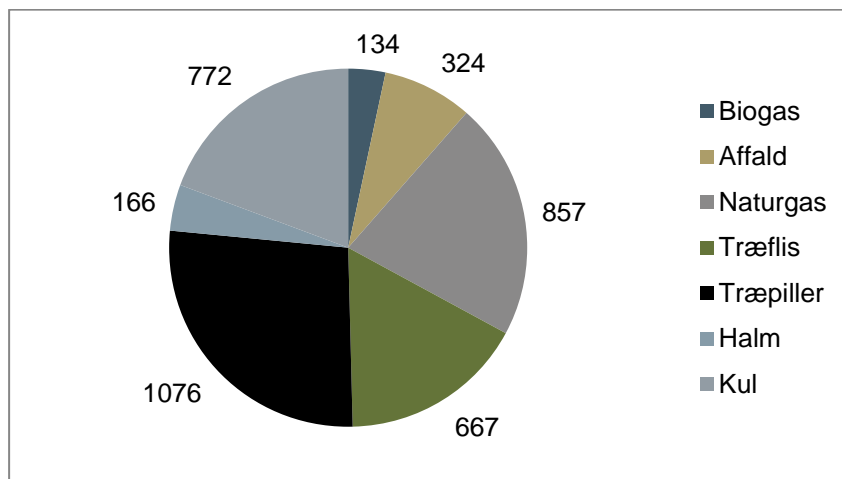
⁵⁷ Connecting the sun", European Photovoltaic Industry Association, 2011.
http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/Connecting_the_Sun_Full_Report_convert ed.pdf

⁵⁸ "Power Statistic 2011", Eurelectric, 2011.
<http://www.eurelectric.org/PowerStats2011/Facts.asp>

11.2 Fordeling af el- og varmekapacitet i Danmark

I Balmorel-modelkørslerne for 2025 inddeles Danmark i syv centrale fjernvarmeområder og 21 decentrale fjernvarmeområder, der er blevet defineret ud fra geografisk placering og typen af produktionsanlæg.

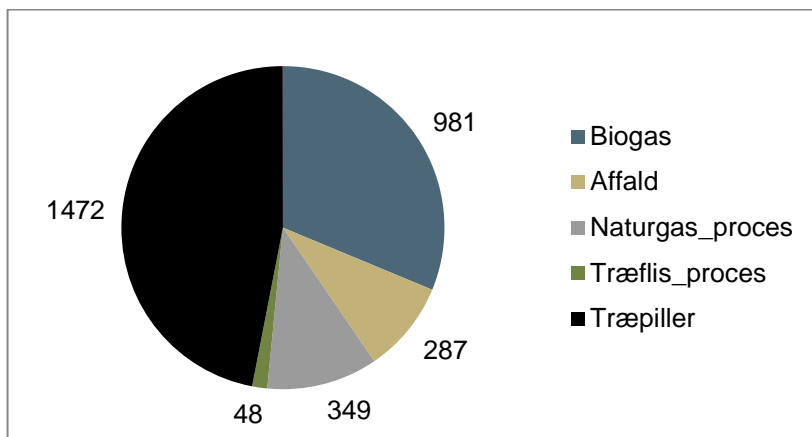
I analysen regnes med, at ca. 4.000 MW termisk elproduktionskapacitet (inklusive procesindustri, men fraregnet kraftværker som kun leverer regulerkraft) er tilgængelig for spotmarkedet i 2025.



Figur 83 Installeret termisk elproduktionskapacitet (MW) i Danmark i 2025 [Energinet.dk 2014] fordelt på primært brændsel.

Eksisterende varmelagre og spidslastkedler i områderne antages at fortsætte i 2025.

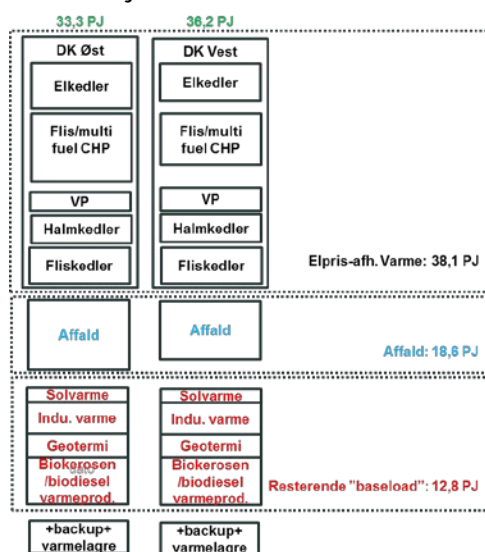
I Energistyrelsens scenarier [Energistyrelsen 2014] forudsættes der i 2035 at være ca. 3.200 MW dansk central og decentral termisk elproduktionskapacitet tilgængelig for spotmarkedet. I Figur 84 er elkapaciteten i 2035 i Vindscenariet fordelt på primært brændsel.



Figur 84 Installeret elproduktionskapacitet (MW) i Danmark i Vindscenariet 2035 [Energistyrelsen.dk 2014] inddelt efter primært brændsel. Elkapacitet i procesindustrien.

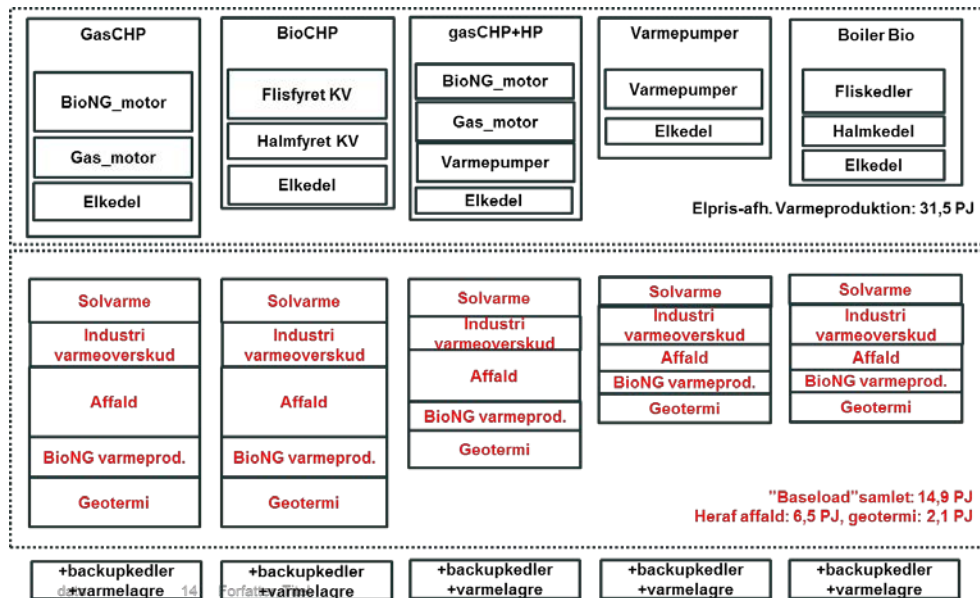
Denne kapacitet er i analysen fordelt på to centrale fjernvarmeområder (henholdsvis for Øst- og Vestdanmark) og fem decentrale fjernvarmeområder, der er definerede ud fra typen af produktionsanlæg.

Centrale fjernvarmeområder i 2035:



Figur 85 Teknologier og årligt varmebehov i centrale varmeområder i Øst- og Vestdanmark.

Decentrale fjernvarmeområder i 2035:



Figur 86 Teknologier og årligt varmebehov i decentrale varmeområder.

I Tabel 31 er vist de samlede installerede varmekapaciteter i centrale samt decentrale fjernvarmeområder opdelt på elprisafhængig og ikkeelprisafhængig (baseload) varmeproduktion. Årlige varmeforbrug er beregnet ud fra antagne fuldlasttimer for teknologien. Alle værkers teknologiske data er fra [Energistyrelsen 2014c].

I de centrale fjernvarmeområder er varmeproduktionskapaciteten fordelt ud fra andel af samlet varmebehov i området i forhold til samlet centralt varmebehov. Træpillefyret udtagsværker er sat til 575 MJ/s i Østdanmark svarende til Avedøreværkets blok 2.

For decentrale fjernvarmeområder antages det, at 40 pct. af kapaciteten af den decentrale varmepumpekapacitet er samlet i områder sammen med gaskedler (gasCHP + HP). De resterende 60 pct. af kapaciteten er i rene varmepumpeområder.

Ikke-elprisafhængig kapacitet er fordelt efter andel af samlet elprisafhængig kapacitet i området i forhold til samlet decentral elprisafhængig kapacitet.

		MJ/s	MJ/s	TJ/år (varme)	TJ/år (varme)
Teknologier	Antagne fuldlasttimer pr. år	Varmekap. (cen.)	Varmekap. (dec.)	Varmeproduktion (central)	Varmeproduktion (decentral)
Elprisafhængig varmeproduktion					
Træpillefyret udtag	4.000	1.269		18.274	
Varmepumper, store	2.700 (cen.) 6.081 (dec.)	250	400	2.430	8.757
GasCHP (BioNG)	3.000		900		9.720
BioBoilers (halm)	4.000	1.123	960	16.165	13.819
Elkedler		440	110		
Total elprisafhængig varmeproduktionskapacitet		3.082	2.370	36.869	32.295
Ikkeelprisafhængig varmeproduktion					
Solvarme	700	397	992	1.000	2.500
Industrielt overskudsvarme	8.000	111	52	3.200	1.500
Affald	8.000	645	225	18.582	6.474
Geotermi	6.000	100	100	2.160	2.160
elektrolyse (SOEC)	8.000	23	16	650	450
BioNG-produktion methanator (biogas)	8.000	0	34		964
BioNG-produktion (konventionel)	8.000	0	0		
Biodiesel/kerosen hydrogenering (halm)	8.000	245	0	7.055	
Total ikkeelprisafhængig varmeproduktionskapacitet		1.521	1.418	32.646	14.048
Total varmeproduktionskapacitet		7.684	6.157	69.515	46.344

Tabel 31 Varmekapaciteter og -produktion i 2035. Varmeproduktionskapacitet for bioraffinaderier (inklusive elektrolyse) er bestemt ud fra den samlede produktionskapacitet af biobrændstof, jf. kapitel 10.2.

Varmelagertanke er indsat i hvert område, og kapaciteten (MWh) er dimensioneret til 0,15 pct. af det samlede årlige varmebehov⁵⁹. Op- og afladningseffekten (MW) er dimensioneret svarende til 8 timers fuldlastproduktion.

Spidslastkedler (naturgas) er indsat i hvert område til at kunne dække maksimalt varmebehov.

⁵⁹ Baseret på eksisterende, gennemsnitlig varmelagerkapacitet og op- og afladningskapacitet.

11.3 Tekniske data for eksisterende værker samt antagelser for dekommissionering i udlandet

Antagelser for tekniske og økonomiske data for eksisterende værker i udlandet er hentet fra [Dansk Energi 2014a].

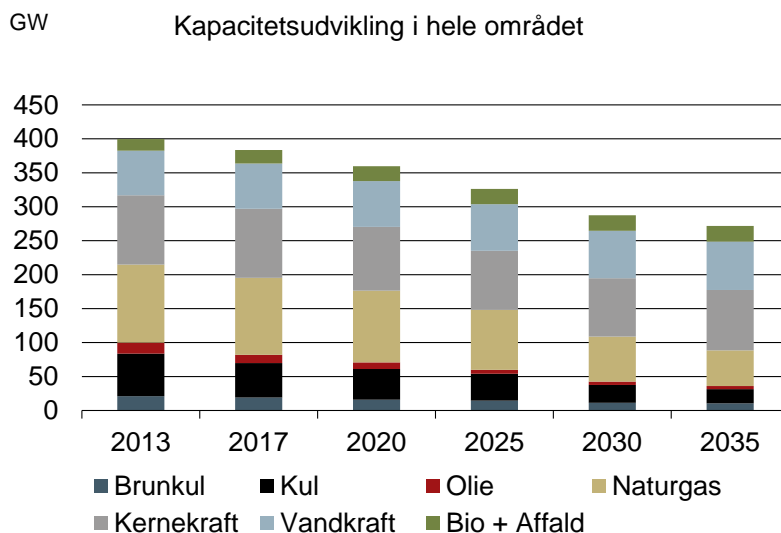
Platts database [Platts 2012] for eksisterende termiske anlæg i Nordeuropa er anvendt for anlæggenes tekniske egenskaber og alder.⁶⁰ Desuden er Eurelectric, VGB PowerTech, IEA osv. blevet benyttet som supplerende referencer.

Følgende skrotningkriterier er anvendt for værkerne i modellen.

- Damp turbineanlæg (kul, brunkul, gas, biomasse): 45 år.
- Gasturbineanlæg: 30 år.
- Motoranlæg: 20 år.

Der er lagt scenarier ind for kernekraft, idet kapaciteten af denne i høj grad er politisk styret. Det er antaget, at Tyskland og Belgien udfaser kernekraft før 2025. Sverige og Frankrig fastholder nuværende niveau, mens England, Holland og Finland udbygger.

Kapacitetsudviklingen for den eksogent givne kapacitet i modelkørslerne ses i figuren herunder. Kun en tredjedel af den nuværende kapacitet på kul og olie er tilbage i 2035, mens halvdelen af kapaciteten på naturgas og brunkul er tilbage. Kernekraft aftager let, mens vandkraft og biomasse + affald udbygges lidt. Udbygningen med vindkraft og solceller er ikke vist på figuren.



Figur 87 Antagelser for udvikling af eksogent elproduktionskapacitet i NWE.

⁶⁰ PLATTS World Electric Power Plant database, marts 2012.
<http://www.platts.com/products/worldelectricpowerplantsdatabase>

12. Appendix – Behov for fleksibilitet

12.1 Valg af normalår

Et "normalt" år ønskes udvalgt til videre simulering i Balmørel.

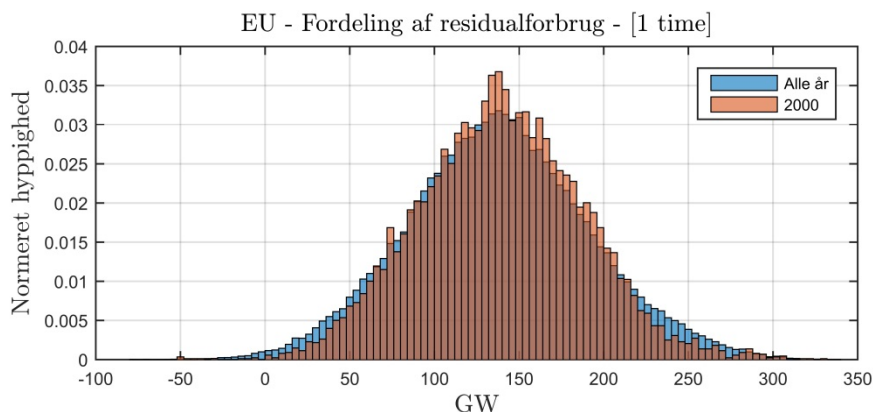
1. Året skal have en forholdsvis normal fordeling af residualforbrug sammenlignet med fordelingen af residualforbrug for hele perioden.
2. Dernæst skal ekstremer i residualforbrug være godt repræsenteret, særligt i den høje ende.
3. Endelig skal VE-produktionen på årsplan være gennemsnitlig.

Der fokuseres på hele modelområdet og ikke kun Danmark, da det tidligere er konkluderet, at Danmark som et relativt lille og land tæt forbundet til nabolandene er under stor indflydelse af tilstandene i nabolandene.

Nedenfor analyseres hvert år, og det bedste udvælges ud fra de tre kriterier i prioriteret rækkefølge til videre simulering.

12.1.1 Normal fordeling af residualforbrug

For at vurdere hvor normalt et år er med hensyn til residualforbrug, plottes fordelinger for hvert enkelt år på en baggrund af den normerede fordeling for alle 12 år. Således vurderes, hvor normalt hvert enkelt år er, samt om ekstremerne er blevet repræsenteret. Figur 88 viser residualforbruget i år 2000 sammenlignet med hele perioden på 12 år. Det ses, at der er en overrepræsentation af residualforbrug på ca. 125-200 GW og en underrepræsentation af 0-75 GW og 225-275 GW. År 2000 er derfor umiddelbart ikke en god repræsentation for et normalt år. Fordelingerne af de andre år kan findes i Appendix 12.1.4.

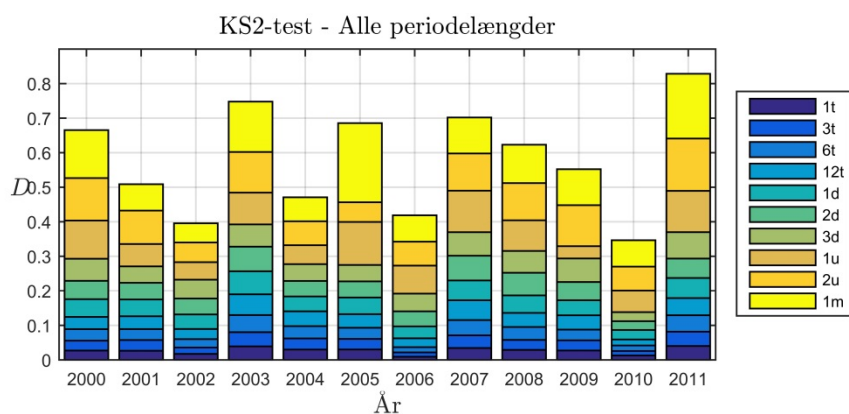


Figur 88 Fordelingen af residualforbruget i hele modelområdet for år 2000 er sammenlignet med fordelingen over alle 12 år. Figuren viser, hvor almindelig residualforbruget for år 2000 er, og den giver også et indtryk af, hvor godt ekstremerne er repræsenterede i begge sider.

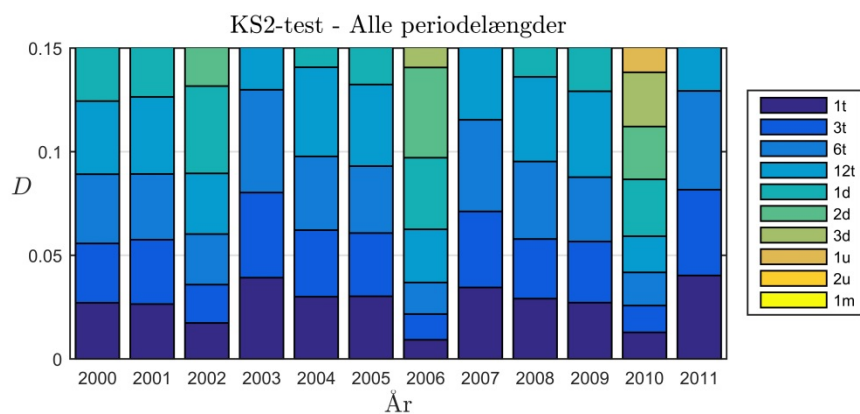
Til at sammenligne fordelingen for et enkelt år med den normale fordeling for alle år anvendes Two-Sample Kolmogorov-Smirnov testen (KS2). Den anvendes desuden på perioder af forskellige længder for at undersøge, hvor normale

årene er i længere sammenhængende perioder. Resultatet for hver test er en D-værdi, som er den maksimale forskel på de to akkumulerede fordelinger. Strengt taget kan D-værdierne for de forskellige periodelængder ikke sammenlignes, da tidsserierne er af forskellig længde. Til dette formål bruges de dog kun til en skønsmæssig vurdering.

Figur 89 og Figur 90 viser D-værdierne fra KS2-testen for hvert år og for forskellige periodelængder. Det ses, at årene 2002, 2006 og 2010 har de laveste D-værdier både samlet, og hvis man kun ser på de korteste perioder i Figur 90.



Figur 89 Kolmogorov-Smirnov Test (Two-Sample) af fordelingerne af residualforbrug for hvert år sammenlignet med fordelingen for alle år. Desuden for forskellige periodelængder. Det ses, at årene 2002, 2006 og 2010 er de mest normale.

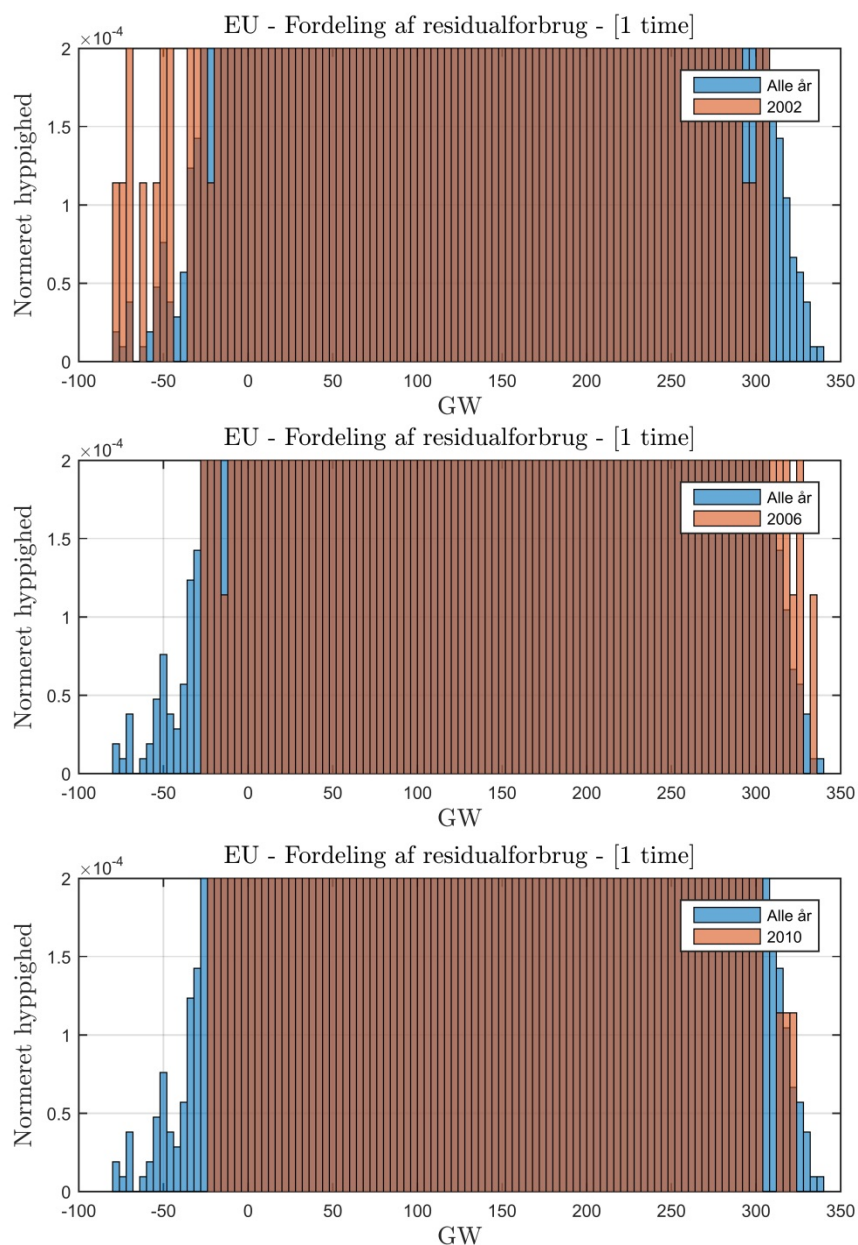


Figur 90 Zoom på den nederste del af resultatet fra KS-testene i Figur 89. Det ses, at årene 2002, 2006 og 2010 har de laveste D-værdier også for kortere perioder, og derfor antages de at have den mest normale fordeling af residualforbrug.

12.1.2 Repræsentation af ekstremer i residualforbruget

Repræsentationer af særligt høje (og lave) residualforbrug undersøges ved at zoome ind på fordelingerne i Figur 88 og i Appendix 12.1.4.

I figurerne nedenfor er vist zooms på fordelingerne af residualforbruget for årene 2002, 2006 og 2010. Det ses, at 2002 har færrest timer med meget højt residualforbrug, mens 2006 har både det højeste og flest timer med højt residualforbrug. 2006 er derfor umiddelbart bedst egnet som basecase.

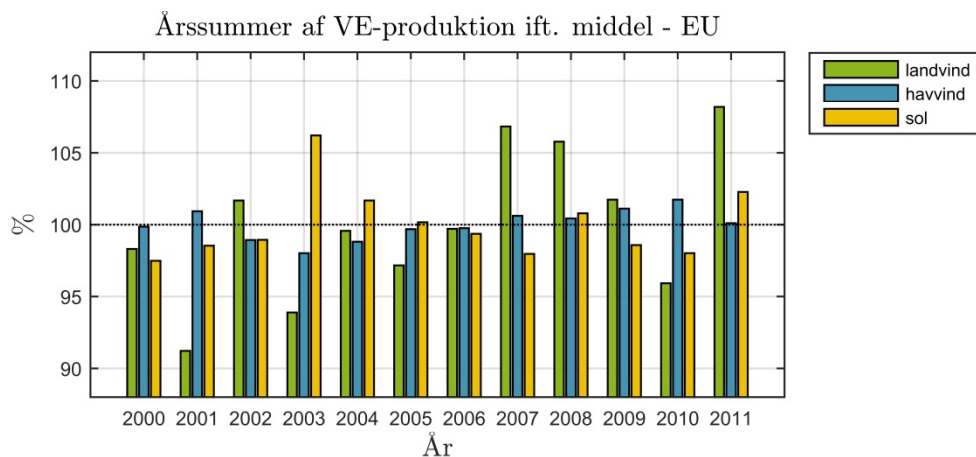


Figur 91 Zoom på fordelingerne af residualforbrug for de tre år 2002, 2006 og 2010. Det ses, at 2002 har færrest timer med meget højt residualforbrug, mens 2006 både har det højeste og flest timer med meget højt residualforbrug.

12.1.3 Variationer i produktion fra vind og sol

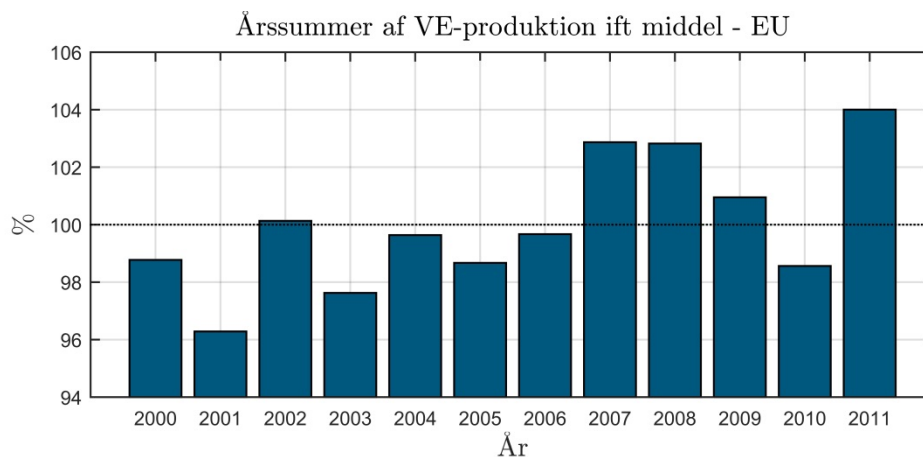
Residualforbrug er en god indikator for behovet for fleksibilitet, men ved kun at se på residualforbruget får man ikke anormaliteter med, hvis forbrug og produktion

tion svinger i takt. Derfor ses nu isoleret på produktionen fra vind og sol. Figur 92 viser årsproduktionen fra landvind, havvind og sol normeret i forhold til den gennemsnitlige årsproduktion. Bemærk, at havvind varierer meget lidt, sol noget mere og landvind mest. Til gengæld er der størst kapacitet af havvind (5 GW) og mindst kapacitet af sol (1 GW).



Figur 92 Årlig produktion fra hhv. landvind, havvind og sol i forhold til normalen. 2006 er meget tæt på 100 pct. på både, landvind, havvind og sol.

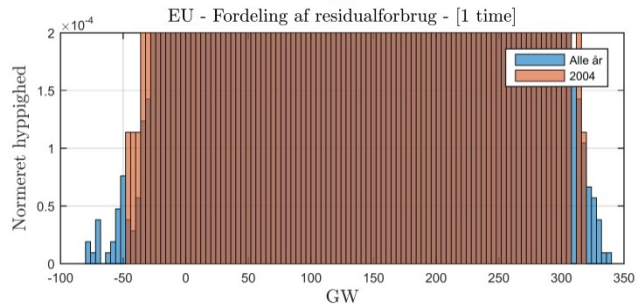
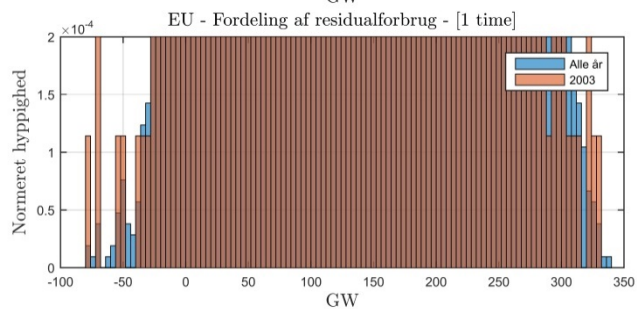
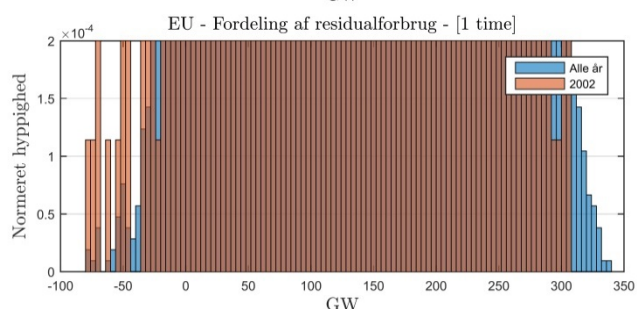
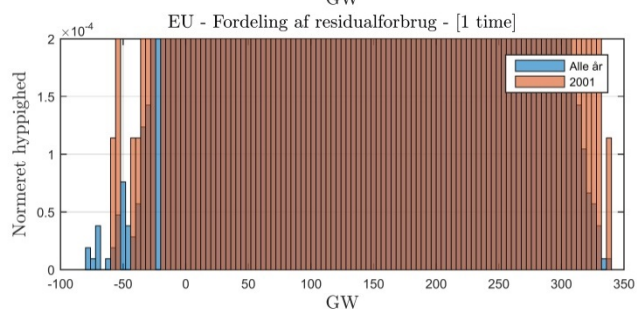
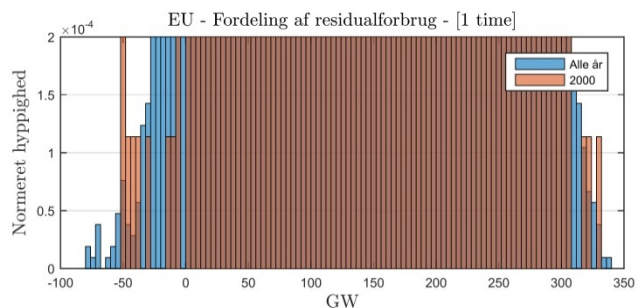
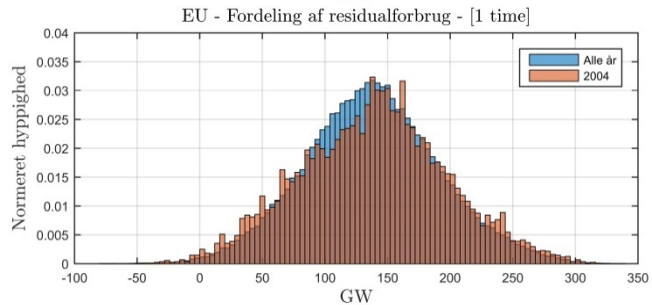
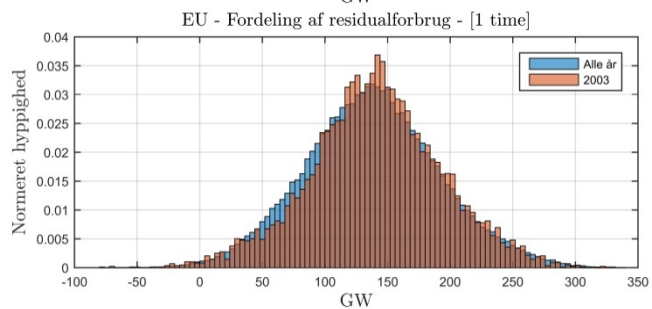
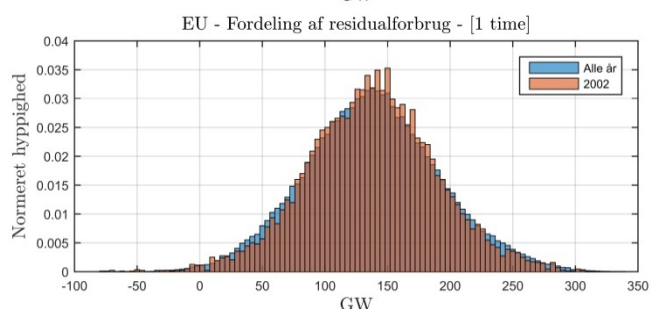
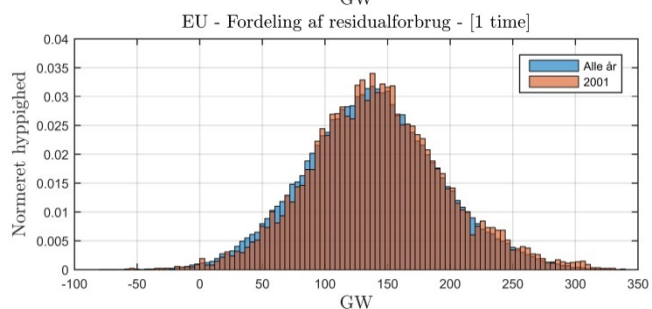
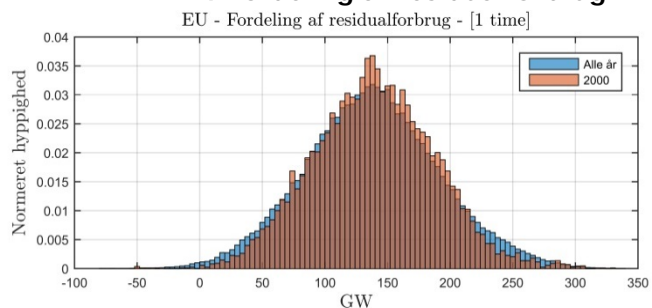
Figur 93 viser den samlede produktion fra vind og sol i forhold til gennemsnittet. Her er nu taget højde for forventet installeret kapacitet i de tre grupper. 2002 er nu tættest på normalen, men 2006 er også tæt på.

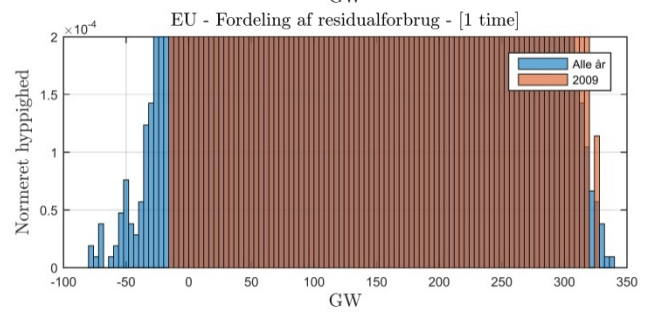
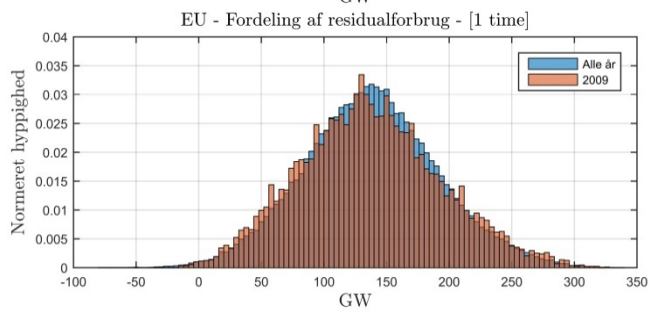
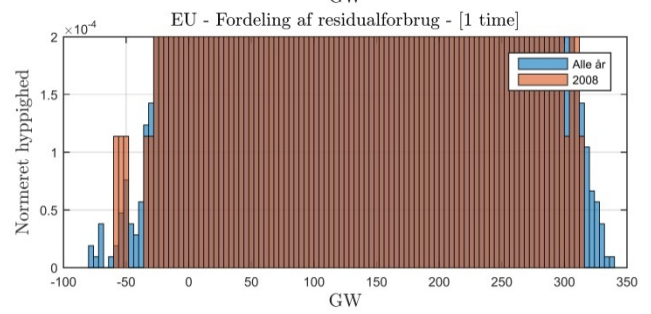
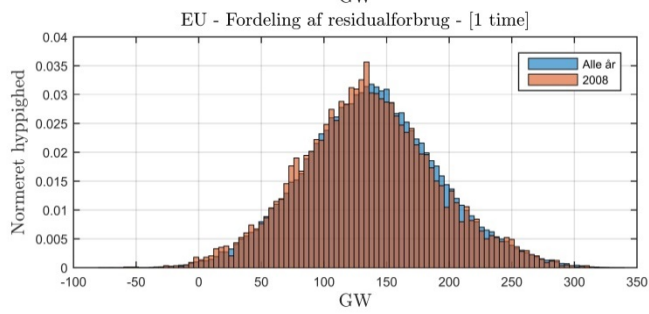
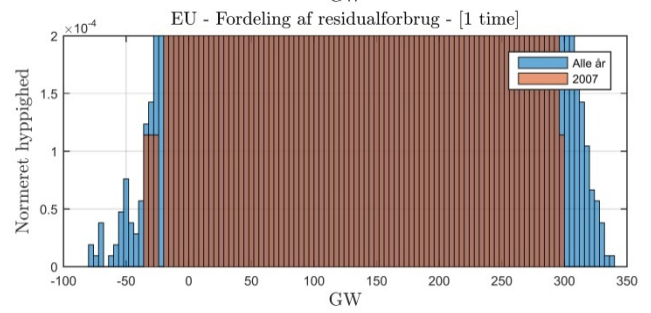
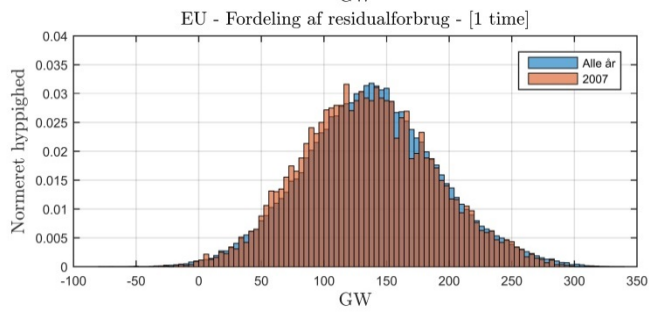
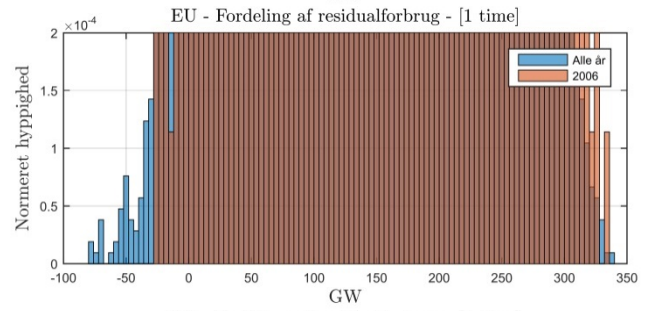
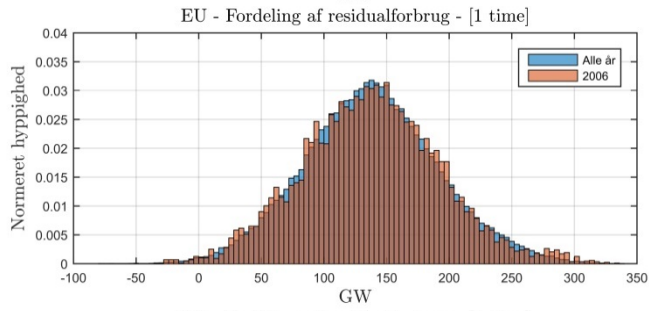
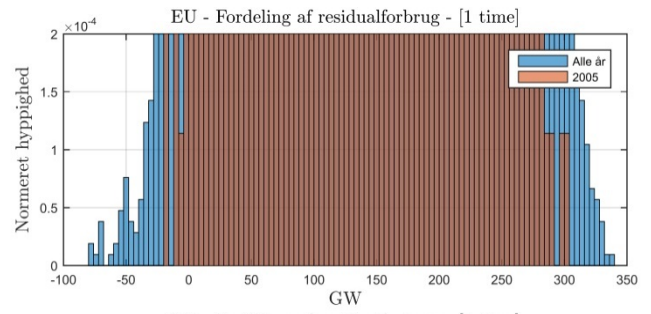
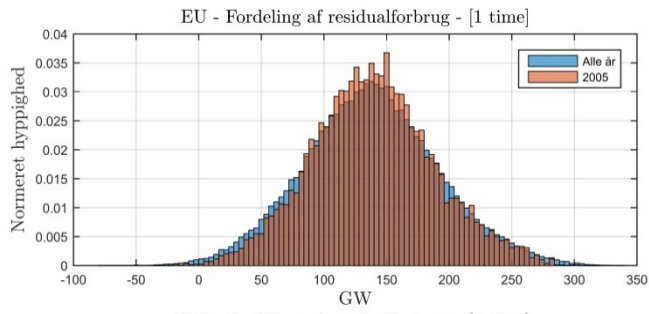


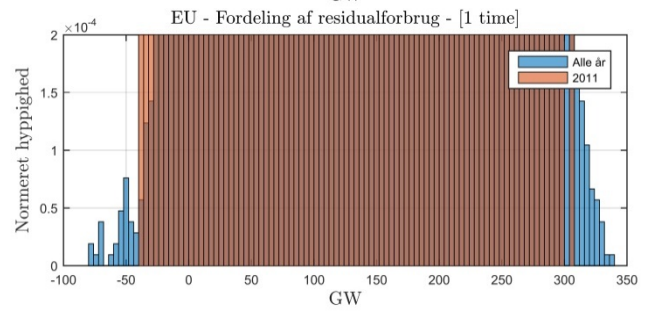
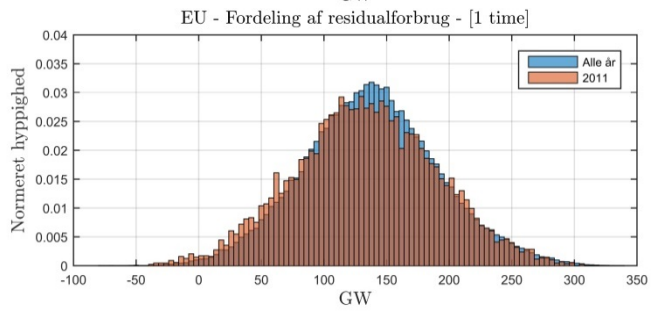
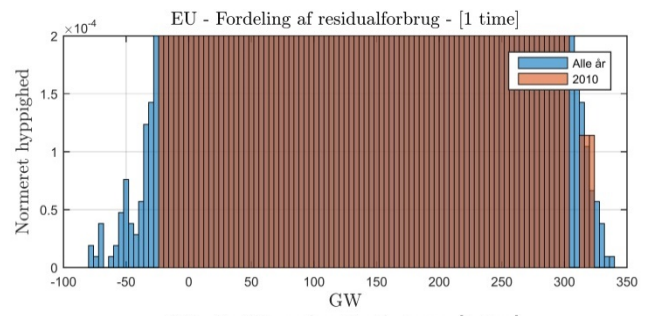
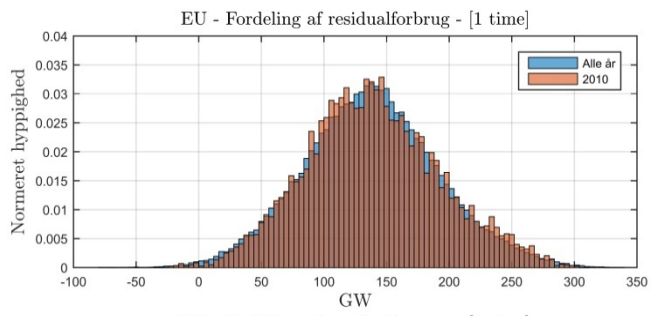
Figur 93 Samlet produktion fra vind og sol i forhold til gennemsnittet. Her er nu taget højde for forventet installeret kapacitet for havvind, landvind og sol. 2002 er tættest på en normal årlig VE-produktion, men 2006 er også tæt på.

År 2006 vælges som basecase til videre simulering, da det har en meget normal fordeling af residualforbrug, bedst repræsentation af meget højt residualforbrug og meget normal VE-produktion fra både landvind, havvind og sol.

12.1.4 Fordeling af residualforbrug







13. Appendix – Resultater fra Balmorel

13.1.1 Oversigt over investeringer og systemgevinst i alle scenarier

Investeringer i scenarierne ses i tabellen nedenfor.

Scenarier	Investeringer akkumuleret i NWE				Investeringer akkumuleret i DK		Øget systemgevinst	
	Gas_CCGT (MW)	Gas_OCGT (MW)	Træpille udtag (MW)	Offshore vind (MW)	Elektrolyse (MW el)	Brintlager (MWh brint)	DK [mio EUR/år]	NWE [mio EUR/år]
2025_NonFlex	3.524	19.330	0	0	Ikke inkluderet	Ikke inkluderet	-	-
2025_Flex	Som nonflex	7.516	Som nonflex	Som nonflex	Ikke inkluderet	Ikke inkluderet	-20	523
2035_DKflex-NWE nonflex	Som nonflex	19.126	Som nonflex	Som nonflex	Ikke inkluderet	Ikke inkluderet	18	14
2035_DKnonflex-NWE flex	Som nonflex	7.722	Som nonflex	Som nonflex	Ikke inkluderet	Ikke inkluderet	-30	517
2035_NonFlex	39.271	45.440	14.584	41.903	657	Ikke tilladt	-	-
2035_Flex	Som nonflex	25.300	Som nonflex	Som nonflex	851	9.373	114	1955
2035_DKflex-NWE nonflex	Som nonflex	44.467	Som nonflex	Som nonflex	952	9.384	124	101
2035_DKnonflex-NWE flex	Som nonflex	25.990	Som nonflex	Som nonflex	657	Ikke tilladt	17	1875
2035_Flex (Uden afbrudt elforbrug)	Som nonflex	35.572	Som nonflex	Som nonflex	864	10.139	112	1578
2035_Flex-LavFlexEV+IndivHP	Som nonflex	25.413	Som nonflex	Som nonflex	882	10.346	109	1784
2035_Flex (Uden Brintlager)	Som nonflex	25.652	Som nonflex	Som nonflex	657	Ikke tilladt	73	1921
2035_Flex (Uden GridMax)	Som nonflex	25.299	Som nonflex	Som nonflex	852	9.381	114	1955
2035_Flex (med V2G)	Som nonflex	17.425	Som nonflex	Som nonflex	892	11.865	99	2433
2035_Flex (alle investeringer)	35.545	32.043	10.368	49.083	Som Flex	Som Flex	126	2674
2035_Max_Flex	Som nonflex	11.640	Som nonflex	Som nonflex	702	4.083	82	3173
2035_Max_Flex (Uden afbrudt elf.)	Som nonflex	27.585	Som nonflex	Som nonflex	812	10.102	132	2523
2035_Max_Flex (med V2G)	Som nonflex	7.056	Som nonflex	Som nonflex	714	4.965	83	3416
2035_Max_Flex (uden Brintlager)	Som nonflex	11.724	Som nonflex	Som nonflex	657	Ikke tilladt	76	3169
2035_Max_Flex (alle investeringer)	32.685	19.211	7.575	53.892	Som Flex	Som Flex	160	4549

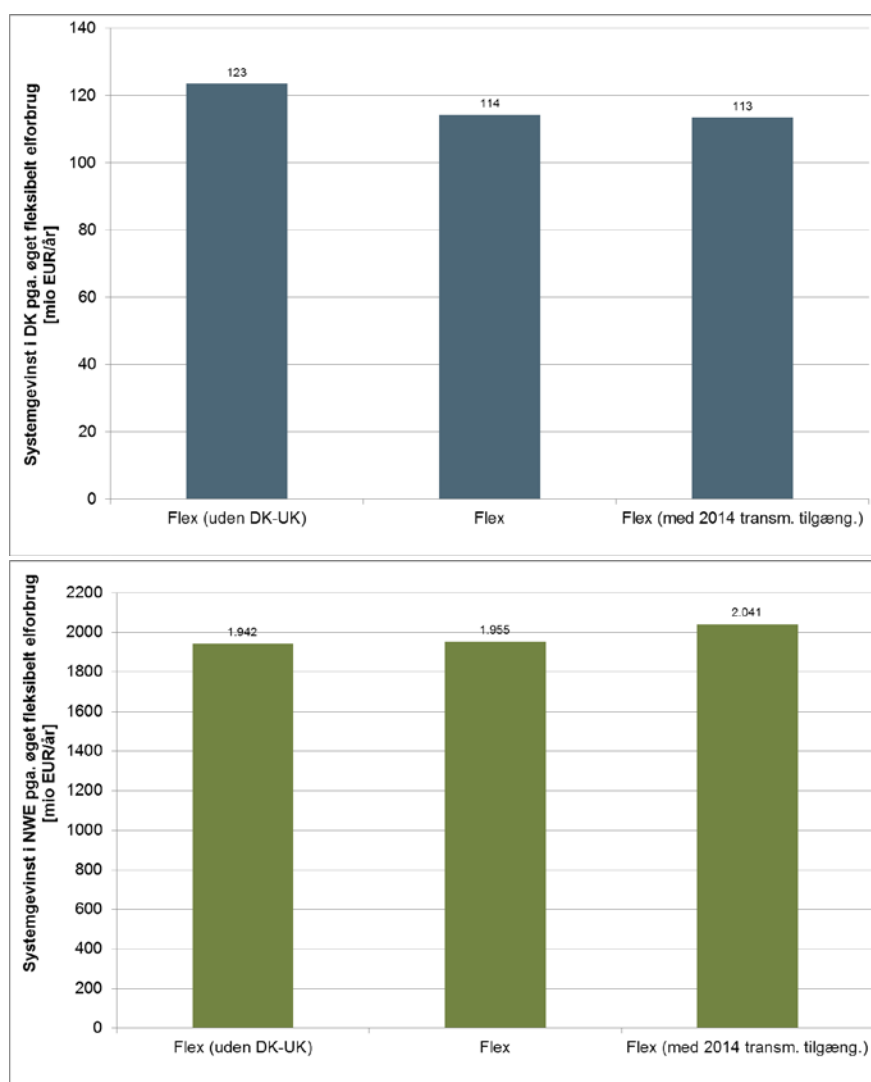
Tabel 32 Investeringer i alle scenarier i elproduktionskapacitet i NWE samt elektrolyse og brintlager i Danmark. Desuden er vist systemgevinst ved fleksibelt elforbrug i DK og NWE.

13.1.2 Indflydelse af transmissionskapacitet og -tilgængelighed

Afsnittet beskriver resultater af følsomhedsscenerierne (se definition i Tabel 2) hhv. uden DK-UK 1.400 MW forbindelse samt med lavere transmissionstilgængelighed (2014-transmissionstilgængelighed).

Påvirkning på gevinsten ved fleksibelt elforbrug

I Figur 93 er vist systemgevinsten i Danmark (øverst) og NWE (nederst) i følsomhedsscenerier. Dette er sammenholdt med Flex, hvor DK-UK er medtaget, og transmissionstilgængeligheden er 95 pct. på alle linjer (Se Appendix 9.4).



Figur 94 Systemgevinst i 2035 i Danmark (øverst) og NWE (nederst) på grund af øget fleksibelt elforbrug i NWE for tre scenarier. Bemærk, at gevinsten for hvert af scenarierne er beregnet i forhold til tre forskellige ufleksible scenarier⁶¹.

⁶¹ Systemgevinst Flex (uden DK-UK) = Systemomkostning Nonflex (uden DK-UK) – Systemomkostning Flex (uden DK-UK). Systemgevinst Flex = Systemomkostning Nonflex – Systemomkostning Flex. Systemgevinst Flex (med 2014 transm.tilg.) = Systemomkostning Nonflex (med 2014 transm.tilg.) – Systemomkostning Flex (med 2014 transm.tilg.).

På Figur 94 (øverst) fremgår det, hvis forbindelsen DK-UK 1.400 MW ikke medtages, vil det øge systemgevinsten i Danmark på grund af øget fleksibelt elforbrug med ca. 9 mio. EUR/år i forhold til Flex-scenariet (123-114 mEUR/år). Ændring af tilgængeligheden af transmissionstilgængeligheden har lav indflydelse på systemgevinsten i Danmark ved øget fleksibelt elforbrug.

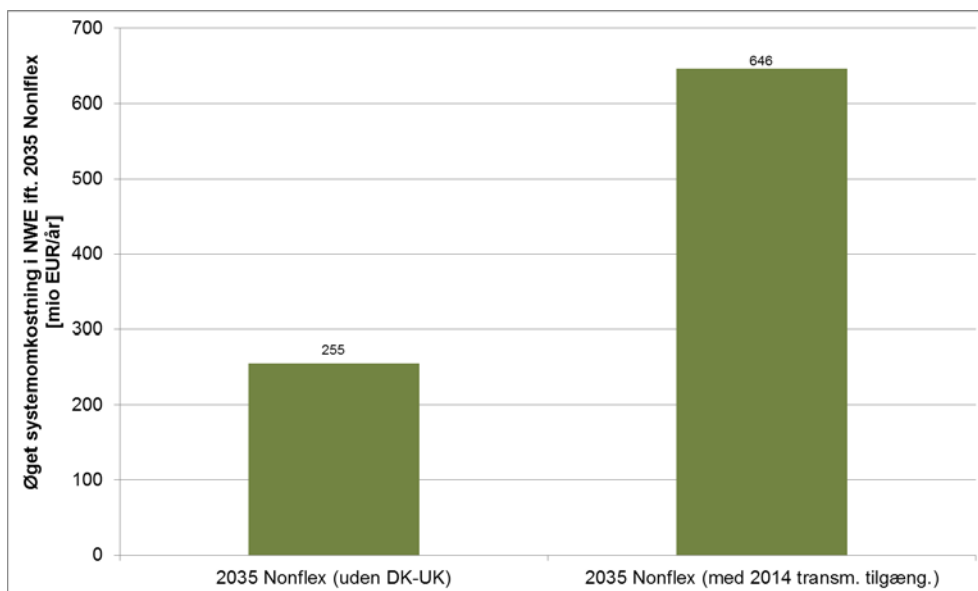
På Figur 94 (nederst) ses det, på NWE-niveau vil den samlede systemgevinst på grund af øget fleksibelt elforbrug blive øget med ca. 86 mio. EUR/år, hvis transmissionstilgængeligheden sænkes til 2014-niveau. Der ses desuden en lav indflydelse af DK-UK-forbindelsen på systemgevinsten i NWE på grund af fleksibelt elforbrug.

Påvirkning på de samlede systemomkostninger

På Figur 93 er vist, hvordan de tilsvarende ændringer, det vil sige uden DK-UK-forbindelse samt med 2014 transmissionstilgængelighed, påvirker de samlede systemomkostninger i NWE. Ændringen er beregnet i forhold til scenariet 2035 Nonflex.

Indflydelsen af sænket transmissionstilgængelighed på systemomkostningen i NWE er betydelig, i det den stiger med ca. 650 mio. EUR/år, hvis tilgængeligheden sænkes til 2014-niveau.

Tilsvarende giver fjernelse af DK-UK-forbindelse øget systemomkostninger i NWE på ca. 250 mio. EUR/år.



Figur 95 Øget systemomkostning i NWE som følge af DK-UK-forbindelse ikke medtaget, samt transmissionstilgængelighed fastholdes på 2014-niveau. Resultaterne er sammenligning med scenariet 2035 Nonflex, det vil sige, alle scenarierne er uden fleksibilitet.

14. Appendix – Sammenligning med 2010-analyse

Sammenligning mellem elementer samt udvalgte resultater i denne analyse og 2010-analysen (Smart Grid i Danmark).

Element	2010-analyse:	2015-analyse (2025-værdi)	2015-analyse (2035-værdi)
Netforstærkning besparelse (Flex – Nonflex)	-4,1 – (-5,7) = +1,6 mia. DKK = 16 mEUR/år	2 mio. EUR/år via besparelse i tidsvariende nettatariffer i Balmorel	-2,5 – (-3,2) = +0,7 mia. DKK = 7 mEUR/år
Systemstabilitet: synkronkomp. +static var	-1,7 – (-2) = +0,3 mia. DKK = 3 mEUR/år	Sunk costs	Sunk costs
Software hos TSO og DSO	-0,3 mia. DKK = -3 mEUR/år	Ikke medtaget	Ikke medtaget
Måleudstyr i distributionsnettet	-1,7 mia. DKK = -17 mEUR/år	Ikke medtaget hverken udgift eller indtægter	Ikke medtaget hverken udgift eller indtægter
Opgradering elektroniske elmålere	-0,4 mia. DKK = -4 mEUR/år	Sunk costs med hensyn til timeaflysning. Ift. spotmarkedet ikke yderligere omkostning	Sunk costs med hensyn til timeaflysning. Ift. spotmarkedet ikke yderligere omkostning
Intelligens hos slutbrugeren	-1,6 mia. DKK = -16 mEUR/år	Ikke medtaget	Ikke medtaget
Systemgevinst Regulerkraft	+2,4 mia. DKK (værdi 2010-∞) +0,6 mia. DKK (værdi 2010-25) +0,2 mia. DKK (2025-værdi) = 27 mEUR/år	Ikke medtaget driftbesparelse i regulerkraftmarkedet.	Reduceret spidslastinvestering 4 mio. EUR/år. Ikke medtaget driftbesparelse i regulerkraftmarked
Systemgevinst day-ahead ekskl. sparet nettarif	+4,4 mia. DKK (værdi 2010-∞) +0,4 mia. DKK (2025-værdi) = 54 mEUR/år	-22 mEUR/år = -0,16 mia. DKK/år	102 mEUR/år = +0,76 mia. DKK
Energibesparelse på grund af automatisering	+1,4 mia. DKK (værdi 2010-∞) +0,12 mia. DKK (2025-værdi) = 16 mEUR/år	Ikke medtaget	Ikke medtaget
Nettoværdi	+76 mEUR/år (2025-værdi) +6,1 mia. DKK (værdi 2010-∞)	-20 mEUR/år	+113 mEUR/år
Elbiler og plugin	Antal: 600.000 i 2025	Antal: 145.000 0,3 TWh	Antal: 740.000 1,8 TWh
Individuelle varmepumper	Antal: 300.000 i 2025	Antal: 110.000 0,6 TWh	Antal: 285.000 1,4 TWh
Vind og sol produktions andel af konv. elforbruget	Ca. 50 pct.	Ca. 67 pct.	Ca. 100 pct.
Konventionelt elforbrug		39 TWh	33 TWh
Store varmepumper		0,7 TWh, 700 MW _{th}	0,5 TWh, 700 MW _{th}
Elektrolyse			5,8 TWh
I alt elforbrug		40,6 TWh	42,4 TWh
Vind		12 TWh (3,9 GW on) 13 TWh (3,1 GW off)	11 TWh (3,5 GW on) 21 TWh (5 GW off)
Sol		1 TWh	1 TWh
I alt vind og solproduktion		26 TWh	33 TWh

Tabel 33 Elementer og udvalgte økonomiske resultater i denne analyse samt 2010-analyse [Energinet.dk, Dansk Energi 2010b].

15. Referencer

[AAU 2013]

Aalborg Universitet, 2013, "TECHNOLOGY DATA FOR HIGH TEMPERATURE SOLID OXIDE ELECTROLYSER CELLS, ALKALI AND PEM ELECTROLYSERS", rapport

[Capion, K. 2009]

Capion, K., 2009, "Optimized charging of electric drive vehicles in a market environment", rapport

http://pierrepinson.com/docs/Thesis_capion.pdf

[Energinet.dk, Dansk Energi 2010]

Energinet.dk og Dansk Energi, 2010, "Smart Grid i Danmark"

[Energinet.dk, Dansk Energi 2010b]

Energinet.dk og Dansk Energi, 2010, "Smart Grid i Danmark", Bilagsrapport

[Energinet 2014]

Energinet.dk, 2014, "Energinet.dk Analyseforudsætninger 2014-2035", rapport

[Energinet.dk 2015]

Energinet.dk, 2014, "Energinet.dk's strategi for systemydelser 2015-2017", rapport

[http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske pct.20dokumenter/EI/Energinet.dk's pct.20strategi pct.20for pct.20systemydelser pct.202015-2017.pdf](http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Energinet.dk's%20strategi%20for%20systemydelser%202015-2017.pdf)

[Energistyrelsen 2014]

Energistyrelsen, 2014, "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050", rapport

[Energistyrelsen 2014b]

Energistyrelsen, 27. august 2014, "Fremskrivning af nettoenergiforbruget – metoder, forudsætninger og resultater", notat

[Energistyrelsen 2014c]

Energistyrelsen, 2014, "Technology data for Technology Data for Energy Plants", report, <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

[Energistyrelsen 2014d]

Energistyrelsen 2014, "Energistatistik 2013"

<http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noglestal/arlig-energistatistik>

[Energistyrelsen 2014e]

Energistyrelsen, 2014, "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger",

<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsokonomiske-beregnings-forudsætninger>

[EU Energy Trends 2013]

EU, 2013, "EU Energy Trends to 2050" (update 2013)

http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/trends_to_2050_update_2013.pdf

[Dansk Energi 2014a]

Dansk Energi, 2014, "Elprisscenarier 2017-2035"

[Dansk Energi 2014b]

Dansk Energi, 2014, "Elforsyningens tariffer & elpriser"

[Force 2013]

Force Technology for Energistyrelsen, Juni 2013, "Technology data for advanced bioenergy fuels", rapport

[Hedegaard 2013]

Hedegaard, K., 2013, "*Wind power integration with heat pumps, heat storages, and electric vehicles – Energy systems analysis and modelling*", PhD rapport, Technical University of Denmark, Department of Management Engineering

[iPower 2014]

Stryg, M. et al, 2014, "BUSINESS CASE FOR FLEXIBLE RESIDENTIAL HEAT PUMPS", rapport, iPower projektet

[Marinelli et al 2014]

Mattia Marinelli, Member, IEEE, Petr Maule, Andrea N. Hahmann, Oliver Gehrke, Member, IEEE, Per B. Nørgård, Member, IEEE, and Nicolaos A. Cutululis, Member, 2014, "Wind and Photovoltaic Large-Scale Regional Models for Hourly Production Evaluation", IEEE, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY

[MM2.0]

Energinet.dk, Markedsmodel 2.0

<http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Ny%20markedsmodel/Sider/default.aspx>

[Platts 2012]

PLATTS World Electric Power Plant database, marts 2012

<http://www.platts.com/products/worldelectricpowerplantsdatabase>

[SDU 2014]

Syddansk Universitet, Wenzel, H. et al., COWI, 2014, "Life Cycle Assessment of bioenergy pathways for the future Danish energy system", forlignsanalyser til Energistyrelsen,

http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/Energianalyser/nyeste/carbon_footprint_of_bioenergy_pathways_for_the_future_danish_energy_system_-_final_280314_l.pdf