



Energikoncept 2030 – Baggrundsrapport

En analyse af koncepter og udviklingsveje, der kan understøtte et konkurrencedygtigt og robust VE-baseret energisystem

Energikoncept 2030

Energinet.dk
Tonne Kjærsvej 65
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44

Rapporten kan downloades på:
www.energinet.dk
April 2015

Indhold

Resumé og læsevejledning	5
1. Baggrund og sammenfatning af centrale budskaber	7
1.1 Formålet med "Energikoncept 2030"	7
1.2 Rapportens centrale budskaber	8
1.3 Oversigt – budskaber i stikord.....	16
2. Metode og grundlag for analysen	18
2.1 Visionen for energisystemet 2035 og 2050 – "Det robuste energisystem"	18
2.2 Energisystemets elementer i analysen frem mod 2035 og 2050.....	22
2.3 Analytisk tilgang.....	23
3. Scenarier for energisystemet i 2035 og 2050	25
3.1 Generelle forudsætninger	25
3.2 Energitjenestebehov frem mod 2035 og 2050	25
3.3 Energiressourcer til et VE-baseret energisystem	26
3.3.1 VE ressourcer i DK.....	26
3.3.2 Ressourcer til VE-elproduktion (vind, sol og bølgekraft).....	27
3.4 Produktion af brændstoffer ud fra biomasse, affald og "Power2Gas"	28
3.5 Energitjenester i transportsektoren.....	29
3.6 Opvarmning af bygninger	30
3.7 Procesvarme i industri og service.....	32
3.8 Eltjenester – klassisk elforbrug.....	34
3.9 Samlet produktion og forbrug af el	34
3.10 Samlet produktion og forbrug af gas og flydende brændstoffer.....	35
3.11 Samlet udvikling i bruttoenergiforbrug og CO ₂ -udledning	36
3.12 Energistrømme i scenarier	37
3.13 Adgang til energilager-kapacitet	40
3.14 Økonomiske forhold i scenariet frem mod 2035	40
3.15 Stabilitet og robusthed	41
3.16 Fokusområder i den videre analyse af energisystem 2035 og 2050	43
4. Udlandsscenarier som rammebetingelser	44
4.1 Generelt	44
4.2 Internationalt samarbejde	45
4.3 Vind og sol i et lidt større perspektiv	49
4.4 Over- eller underskud af effekt i omkringliggende områder	52
4.5 Udlandsforbindelser som effektreserve	53
5. Vind/sol variation i Danmark og i Nordeuropa	55
5.1 Residualforbruget i Danmark.....	55
5.2 Residualforbruget i Danmark og nabolande	58
6. Kraftværkskapacitet til forsyningssikkerhed	62
6.1 Vurdering af kraftværkskapaciteten 2035 – 2050.....	62
6.2 Affaldsforbrændingsanlæg	64
7. Elsystemets effekttransport	67
7.1 Effektbalance	67

7.2	Fleksibelt klassisk elforbrug	68
7.3	Intra-hour variation i 2035 i relation til systemydelse	68
7.4	Ramper i vind- og solproduktion i scenarie 2035.....	69
7.5	Transmissionssystemet i forhold til øget transport i 2035 og frem mod 2050.....	70
7.6	Sammenfatning vedr. elsystemets effekttransport	72
8.	Gassystemet som fleksibel integrator mellem VE-ressourcer og forskellige brændstoffer.....	73
8.1	Generelt	73
8.2	Infrastruktur til gas.....	74
8.3	Oversigt over nogle potentielle, fremtidige brændstoffer.....	75
8.4	Gassystemets rolle ved omsætning af biomasse	76
8.5	Elektrolyse og markedsintegration i systemet.....	78
8.5.1	Generelt	78
8.5.2	Markedsintegration af elektrolyse	79
8.6	Gasbehandling og katalyse	82
8.7	CO ₂ -balance i fremtidens energisystem	83
8.8	Sammenfatning og indsatsområder ved udvikling af gassystemet	84
9.	Varmesystemet i fremtidens energisystem.....	85
9.1	Generelt om fjernvarmens rolle i fremtidens energisystem.....	85
9.2	Fjernvarmeproduktion ved kombination af kraftvarme/varmepumpe/sol.....	85
9.3	Industrielt samspil	86
9.4	Skjulte elvarmeforbrug flyttes til varmesystemet.....	87
9.5	Indsatser for at øge samspillet mellem el/gas og varmesystemet	87
10.	Styring, information og marked i energisystemerne	88
10.1	Generelt	88
10.2	Analyse	90
10.3	Systemdrift.....	90
10.4	Informationsmodeller i energisystemet.....	91
10.5	Markedsmodeller i energisystemet	91
10.6	Sammenfatning og indsatsområder – styring af energisystemet.	93
11.	Input til FUD og systemplanlægning – et perspektiv.....	95

Resumé og læsevejledning

Denne rapport er første leverance fra programarbejdet, Fremtidens Energi, i Energinet.dk, som har til formål at levere inputs til den langsigtede systemplanlægning af el- og gassystemerne og til programmerne for forskning, udvikling og demonstration (FUD) på energiområdet, blandt andet dem som foretages eller administreres af Energinet.dk (ForskEl/ForskVE). Fremgangsmåden er analyser af det samlede danske energisystem med scenarier for 2035 og 2050 og med fokus på en række nye koncepter i energisystemet, som kan styrke udviklingen af et konkurrencedygtigt energisystem. Arbejdet tager udgangspunkt i de energi- og klimapolitiske målsætninger om langsigtet at omstille energiforsyningen til vedvarende energi (VE), samtidig med at der ønskes fastholdt en konkurrencedygtig energiforsyning. Rapporten indeholder en sammenfatningsdel på syv sider og derudover en række afsnit, der kan læses separat, afhængigt af det valgte fokusområde.

I afsnit 1 beskrives baggrund og en syv siders **sammenfatning af rapportens budskaber**. Det vurderes, at der som helhed kan udvikles et konkurrencedygtigt og robust VE-baseret energisystem, men analysen viser, at det betinger nogle vigtige strategiske valg i forhold til planlægning og udvikling, hvis denne konkurrencedygtighed i forhold til fossile løsninger skal opnås.



Figur 1 Struktur i rapportens afsnit.

I afsnit 2 gennemgås kriterier og prioriterede egenskaber for fremtidens energisystem. Det foreslås, at der introduceres begrebet "**Systemrobusthed**", hvor energisystemets samlede evne til at levere energitjenester¹ til konkurrencedygtige omkostninger, uagtet fluktuerende vind-/solproduktion, varierende brændsels- og CO₂-priser, indfasning af nye teknologier mv., indgår som vurderingsparameter i forsyningsikkerhed. Robustheden vedrører således også systemets evne til at håndtere "gamechangers" af både politisk og teknologisk karakter og undgå "lock-in" af løsninger.

I afsnit 3 vurderes bud på omkostningseffektive udviklingsveje for energisystemet, herunder produktion og forbrug af henholdsvis el, gas og varme i et VE-baseret system. Der forventes en **vækst i elforbruget** særligt på grund af elektrificering af transport og varme via elbiler og varmepumper. **Gasforbruget forventes reduceret** på grund af udfasning af naturgas, men gassystemet forventes **omstillet til VE-gasser** og en central rolle som **brændstof-integrator**. Der forventes et let reduceret varmeforbrug på grund af energieffektivisering, og varmeproduktionen forventes omstillet til en stor andel varmepumper og restvarme fra energikonvertering. Afsnit 3 danner grundlag og et fremtidsbillede for de mere specifikke emner og analyser af nye koncepter for energisystemet, der behandles i afsnittene 4-9.

¹ **Energijtjenester** anvendes her som begreb for den ydelse hos forbrugeren, som energien leverer. Eksempelvis belysning, bygningsopvarmning, transport-arbejde osv.

I afsnit 4 opsummeres **scenarier for udlandet** frem mod 2035 og 2050. Det vurderes, at langsigtet vil Norge, Sverige, England og Frankrig have **el-effektoverskud** i timer, hvor Danmarks situation er særligt presset, mens Tyskland, Polen og Finland ikke kan forventes at have effektoverskud.

I afsnit 5 analyseres **vind/sol-tidsserier for Danmark og Europa over en 10-årig periode**. Analysen tegner et billede af effektilgængelighed i landene omkring Danmark i særligt pressede situationer. Analysen udgør et grundelement i en udvidet analyse af forsyningsikkerhed for det danske energisystem, og indgår i vurdering af koncepterne.

I afsnit 6 analyseres den langsigtede situation for **danske kraftværker** med henblik på at vurdere, om-/hvornår udfasning kan forventes. Forløbet sammenholdes med effektbehovet, som er baseret på vind/sol tidsserier, forbrugsudvikling og adgang til effekt fra udlandet.

I afsnit 7 beskrives **elsystemets effektbalancer og effekttransport**. Der beskrives endvidere størrelse af intra-hour ubalancer, der sammenholdes med adgang til systemydelse fra fleksibelt forbrug. Elsystemets opgave med effekttransport og balancering vokser markant, og der redegøres for nogle koncepter, der potentielt kan øge elsystemets udnyttelsesgrad og potentialet for at levere systemydelse fra forbrug, således at omkostninger til elsystemet kan reduceres.

I afsnit 8 beskrives **gassystemet** i forhold til en fremtidig rolle med mindre naturgas, men med VE-gas som brændstof byggesten, der kan forbinde biomasse, affald og VE-el med en fleksibel produktion af fremtidige gasformige og flydende brændstoffer. Herunder beskrives indsatsområder, som er essentielle for at understøtte denne omstilling mod gassystemets fremtidige rolle og adgang til gaslagre.

I afsnit 9 beskrives **varmesystemet** i fremtidens energisystem. Varmesystemets og fjernvarmens rolle vurderes vigtige i forhold til at sikre fleksibilitet og energieffektivitet i indpasning af VE. Varmesystemet udgør et vigtigt energilager, og giver mulighed for at restvarme fra energikonverteringsprocesser effektivt kan nyttiggøres i samspil med varmeproduktion fra store varmepumper.

I afsnit 10 beskrives **styringen** af energisystemet (Smart Energy), herunder særlige indsatsområder for fremtidens intelligente energisystem. Denne del er bærende for at realisere koncepterne i de øvrige kapitler. Det er en væsentlig pointe, at omkostningseffektive løsninger, der bredt kan aktivere energisystemerne, kræver styrket viden om stabiliteten af det dynamiske system, hvilket derfor udgør et indsatsområde for fremtidens energisystem.

I afsnit 11 opstilles en række indsatsområder i forhold til forskning, udvikling og demonstration (FUD), der er nødvendige for at realisere koncepterne. Der uddybes endvidere særlige observationspunkter i forhold til retning for systemplanlægning af et konkurrencedygtigt VE-baseret energisystem.

God læselyst;)

1. Baggrund og sammenfatning af centrale budskaber

1.1 Formålet med "Energikoncept 2030"

Danmark har en politisk vision om at omstille energiforsyningen til bæredygtige, vedvarende energiresourcer (VE). Der er bred enighed om, i 2050 skal energiforsyningen i Danmark være baseret på vedvarende energi. Derudover har regeringen en vision om, at el og varme er omstillet til VE i 2035, og at kul er udfaset senest i 2030. Det er samtidig en politisk høj prioritet, at denne omstilling sker uden at sætte Danmarks konkurrencedygtighed under pres på grund af stigende priser på energitjenester og at fastholde en høj forsyningsikkerhed. Endelig er det et politisk ønske, at Danmark i denne omstilling fastholder et udviklingsmiljø for grøn vækst.

Den overordnede forsyningsikkerhed for energisystemet vedrører energisystemets evne til at kunne levere de energitjenester, som forbrugeren efterspørger, men samtidig under hensyn til konkurrencedygtighed. I redegørelse om forsyningsikkerhed i Danmark defineres forsyningsikkerhed som:

"Sandsynligheden for, at der er energitjenester til rådighed til konkurrencedygtige priser, når de efterspørges af forbrugerne – uden at Danmark bringes i et uhenigtsmæssigt afhængighedsforhold til andre lande"².

Et centralt spørgsmål i forhold til energisystemet i 2035 og 2050 er, hvilke tiltag i energisystemet som i særlig grad kan understøtte dette forhold i takt med omstillingen i retning af mere vedvarende energi.

Visionen for "Energikoncept 2030" er at pege på nogle udviklingsveje for energisystemet, som giver en VE-energiforsyning, der er konkurrencedygtig med en fossil reference og giver en mere stabil og robust energiforsyning. Der identificeres en række nye "koncepter" for energisystemet, som kan understøtte en sådan udvikling. Vurderingen skal bidrage med input til den langsigtede systemplanlægning af el- og gassystemet og som input til forskning, udvikling og demonstration (FUD) indenfor energiområdet.

Analysen har til formål at vise nogle mulige omkostningseffektive udviklingsveje og koncepter for energisystemet gennem analyse af scenarier frem til 2035 og 2050. Omstillingen forventes overvejende at ske på markedsvilkår, under hensigtsmæssige afgiftsmæssige rammer. Analysen behandler ikke afgiftsmæssige rammevilkår og generelle energipolitiske tiltag, men fokuserer på teknisk- og samfundsøkonomisk analyse af systemmæssige forhold. Analysen skal dermed understøtte Energinet.dk's opgave med en helhedsorienteret planlægning af el og gassystemerne, inklusive infrastruktur, markedsudvikling og forsyningsikkerhed for el og gas.

Energistyrelsen har i samarbejde med Energinet.dk gennemført en række analyser af energisystemets omstilling frem mod 2035 og 2050. Arbejdet analyserede alternative udviklingsveje (Vind, Bio, Bio+, Brint og en fossil reference), men vurderede at Bio og Bio+ medfører en stærk afhængighed af biomasse og dermed kan blive udfordret på at overholde bæredygtighedskriteriet.

² Redegørelse om forsyningsikkerheden i Danmark, Energistyrelsen, 2010.

Et energisystem, der opfylder kriterierne om en anvendelse af biomasse på niveau med den danske ressource, er anvendt som udgangspunkt i denne rapport (vind-scenariet). Det vurderes samtidig om tiltag er hensigtsmæssige i et udviklingsforløb med større eller mindre anvendelse af biomasse.

Arbejdet i energiforligsanalyserne vurderede, at Vind-scenariet er ca. 5-10 pct. dyrere end fossilreferencen i 2050, med antagne brændsels- og CO₂-priser (IEA New Policies mv.). Analysen pegede på at særligt elsystemet, men også gas-systemet får en meget central rolle i Vind/VE-sporet, og at omkostninger til elsystemet er væsentlige for denne "meromkostning".

Offshore vindkraft forventes i 2030 at have en samfundsøkonomisk energipris, som er lavere end elproduktion fra kul kondens³. Men indpasning af vindkraften medfører en række ekstraomkostninger i forhold til kulreferencen. Nogle af de centrale udfordringer er blandt andet:

- Omkostninger til spidslast elkapacitet som reserve når vindproduktionen er lav.
- Dyre netforstærkninger til transport af fluktuerende vindkraft.
- Udfordringer i elbalancen som øger behovet for balanceringsydelse.
- En række energitjenester har behov for brændstoffer, særligt i transportsektoren og industriel procesvarme, og her kan vindkraften i dag ikke bidrage med vedvarende energi.

Dette bringer et særligt fokus på at finde omkostningseffektive **systemmæssige** tiltag, som kan reducere disse problemstillinger.

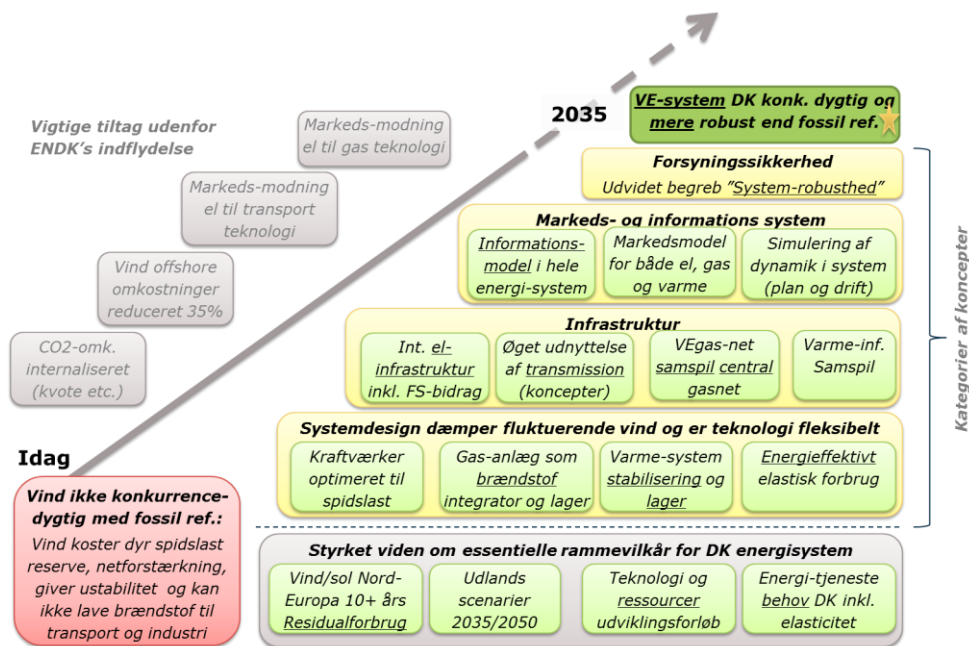
Det indgår derfor i visionen for Energikoncept 2030 at identificere nye **systemmæssige** tiltag og koncepter, der særligt målretter sig at gøre Vind/VE-sporet konkurrencedygtigt og mere robust end en fossil reference frem mod 2035.

1.2 Rapportens centrale budskaber

Arbejdet er struktureret i en række klynger, hvor indsatsområder er blevet analyseret og beskrevet.

Rapporten beskriver disse indsatsområder og input til strategiske indsatser for at realisere udviklingen. En oversigt over indsatsområder, der uddybes i sammenfatningen, fremgår af Figur 1.1.

³ Med teknologidata fra januar 2014 (ENS) forventes de samfundsøkonomisk gennemsnitlige langsigtede omkostninger til offshore vindkraft (LRAC) at være ca. 400 DKK/MWh. For kulkondens forventes med IEA 2013, New Policies brændselspriser, at kulkondens koster ca. 750 DKK/MWh (LRAC).



Figur 1.1 Oversigt over indsatsområder i udviklingen af et konkurrencedygtigt VE-baseret energisystem. De systemmæssige tiltag, som beskrives i denne rapport, er markeret i gule bokse.

De enkelte indsatsområder beskrives nærmere i rapportens afsnit 3 - 10. En sammenfatning af hovedbudskaber fremgår af nedenstående.

- **Fokus på samlet robusthed i energisystemet ved systemanalyse og design**

Systemanalyse af forsyningsikkerhed med fokus på omkostninger til energitjenester er centralt i vurdering af fremtidens energisystem. Analysen introducerer en vurdering af "systemrobusthed", hvor energisystemets samlede evne til at udvise robusthed ved levering af energitjenester analyseres. Herunder vurderes robusthed overfor fluktuerende vind-/solproduktion i Danmark og omgivende lande, varierende brændsels- og CO₂-priser, nye teknologiske gennembrud, efterspørgsel efter nye typer brændstoffer til transport, politisk vilje til omstillingshastighed, udvikling i udlandet osv. Det vil sige, at omkostninger til levering af energitjenester både er søgt minimeret samtidig med, at energisystemets evne til at udvise en robusthed i levering af energitjenester indgår i vurderingen. Herved kommer egenskaber som fleksibilitet, energieffektivitet og integration af energisystemerne til i høj grad at påvirke forsyningsstabiliteten og robustheden og indgår i beregningen af, hvordan man mest omkostningseffektivt sikrer en ønsket forsyningsstabilitet. Der er analyseret forskellige indretninger af fremtidens energisystem og forskellige systemkoncepter, og analysen viser, at med en udviklingsretning, som det er beskrevet i afsnit 3, kan der opnås en høj robusthed i et VE-baseret energisystem. Analyser af 10 års statistiske vind/sol-tidsserier for Danmark og landene

omkring os indgår i disse robusthedsberegninger, jf. uddybning af denne del. Analyser viser, at integrationen med udlandet er en omkostningseffektiv løsning og et centralt virkemiddel til balancering af vindkraften. Det bringer dog ikke nødvendigvis Danmark i et u hensigtsmæssigt afhængighedsforhold. Lagerkapacitet i gaslagre sammen med en systemmæssig integration mellem el, gas og varme giver mulighed for, at Danmark principielt kan balancere vindkraften selv. Dette vil ikke være hensigtsmæssigt ud fra en omkostningsvurdering og fokus på energieffektivitet, og det vil kræve ekstra anlægsinvesteringer. Men gaslagrene kan fungere som strategisk reserve og bidrager dermed til et samlet billede af forsyningssikkerheden i et VE-baseret energisystem.

Se uddybende beskrivelse i afsnit 2 og afsnit 3.

- **VE-energisystem potentiale til at blive konkurrencedygtigt og robust**

I analysen vurderes det, at et VE-baseret energisystem på de fleste forsyningsområder for energitjenester kan nå et omkostningsniveau, der er på niveau med en fossil reference frem mod 2035, hvis der udvikles en række nye koncepter, som understøtter en robust indpasning af VE.

Det betyder ikke nødvendigvis, at der ikke er fossile energianlæg i 2035, men at det samfundsøkonomisk konkurrencedygtige valg ved levering af energitjenester kan være en VE-baseret løsning. Der er som forudsætning antaget en brændsels- og CO₂ prisudvikling svarende til tre scenarier i IEA WEO 2013 (Current Policy, New Policy, 450 PPM)⁴ og udvikling af teknologidata svarende til Energistyrelsens forudsætninger af januar 2014.

De områder, hvor VE har svært ved at konkurrere med fossile løsninger, er brændstofbundne energitjenester, særligt tung/langdistance transport og højtemperatur procesvarme. Her kræves brændstof, som bestemt kan laves fra VE, men der er kun begrænsede "relativt billige" bio-/affaldsressourcer tilgængelige til at lave brændstof. Disse bio-/affaldsressourcer er i dag bundet til opgaver, som typisk kan erstattes med elektrificering fra vindkraft. Eksempelvis bruges disse ressourcer i dag i høj grad til ren varmeproduktion eller grundlastkraftvarme, hvor den holdbare og robuste løsning i forhold til de store potentialer for vindkraft vil være at producere denne grundlastvarme fra varmepumper.

Omlægningen af energisystemets nuværende allokering af bio/affald til energitjenester, der hensigtsmæssigt kan elektrificeres, er således også et element i at opnå en samlet konkurrencedygtig VE-forsyning med brændstoffer. **Se uddybende beskrivelse i afsnit 3.**

- **10 års vind/sol-tidsserier for Danmark og Europa grundlag for analyse**

Der er foretaget analyser af 10 års historiske produktionstidsserier for vind-

⁴ Der er analyseret på IEA WEO's tre scenarier (Current Policy, New Policy, 450 PPM).

kraft og sol i Danmark og Europa⁵. De historiske vind/sol-tidsserier er blevet anvendt til modellering. Der er analyseret udbredelse og hyppighed af ekstreme perioder med vind/sol, som er sammenholdt med forbrug af el. Ved variation ses på "tidsspektret" af ekstreme perioder af varigheden; timer, døgn og uger og år samt ramperne i produktionsændring mellem timer.

Analyserne indgår i en vurdering af, hvordan energisystemet med forskellige virkemidler indrettes, så det mest omkostningseffektivt gøres robust overfor vindkraftens variation. Analysen viser, at der forekommer perioder af mere end en uges varighed med meget lav elproduktion fra både vind og sol. Analyserne viser at i disse perioder er der adgang til effekt fra områder som ligger mere end 500 km fra Danmark. Analysen viser også, at i mere ekstreme og lange perioder (måneder) med forholdsvis lav produktion fra vindkraft ligger energiforbruget til spidslast elproduktion inden for en mængde energi, som kan leveres fra de danske gaslagre. Det vil sige, at der er tilstrækkelig med energi i disse lagre til at sikre forsyningssikkerheden. Det forudsætter dog, at der er kraftværkskapacitet til at levere spidslast. **Se uddybende beskrivelse afsnit 4.**

- **Scenarier for udlandet centralt i beregning af forsyningssikkerhed og vurdering af indenlandske virkemidler**

Danmark udnytter aktivt markedsgevinsten ved integration med udlandet og har stærke elforbindelser til landene omkring os. Derfor er udlandets situation fremover helt centralt i forbindelse med analyse af energisystemets robusthed. Scenariearbejde i europæisk sammenhæng er derfor centralt for de systemvalg, der træffes i Danmark. Energinet.dk's samarbejde med ENTSO-E og i e-Highway2050 arbejdet har dannet grundlag for en række vurderinger af de fremtidige rammevilkår frem mod 2035 og 2050. I analysen er der lagt vægt på at kombinere disse scenarier for udlandet med de omfattende analyser af 10 års detaljerede europæiske vind/sol-tidsserier, for i højere grad at kunne omkostningsminimere det danske system og gøre Danmarks energiforsyning robust. Samtidig giver analysen styrket viden om, hvordan de andre landes effektsituation er, når det vindkraftdominerede Danmark i 2035/2050 udsættes for særligt ekstreme uger med lav elproduktion fra vind og sol. Resultatet viser, at særligt Norden og i noget omfang UK kan styrke effekttilstrækkeligheden via udlandsforbindelser i disse perioder.

Der er udarbejdet en økonomisk analyse af den danske energiforsyning ved forskellige scenarier for udlandet. Herunder udland med både høj og moderat ambition i forhold til grøn omstilling ("grøn"/"blå"). Analyserne viser, at det analyserede VE-system er relativt robust i forhold til variation af udlandets rammebetingelse. Ændringen af systemets totalomkostninger er under 10 pct. Det skyldes blandt andet, at brændselsprisen på fossile brændsler i det "blå" EU er højere end i det "grønne", hvorimod CO₂-kvoteprisen er lavere i det blå. Samlet set giver dette en vis balancering i de rammebetingelser, Danmark mødes med. Samtidig er Danmark relativt selvforsynende

⁵ Tidsserier fra Pan-European Climate database.

med elproduktion målt som årsværdi, hvilket også reducerer påvirkningen fra udlandets rammebetingelser.

Se uddybende beskrivelse i afsnit 4,5.

- **Spidslast elkapacitet - minimering af omkostninger væsentligt**

Omkostninger til spidslast elkapacitet i et vindkraftdomineret system kan i særlig grad tynde et VE-baseret energisystems konkurrencedygtighed i forhold til en fossil reference. Der er derfor lavet en vurdering af den danske kraftværkspakkes alder og sammensætning. Analysen peger på, at de fleste centrale værker er tjenlige til udskiftning eller en meget omfattende renovering indenfor de næste 10-20 år. Denne omkostning modsvarer ikke af et tilsvarende indtægtsgrundlag i takt med stigende vindkraftmængder, og det sætter fokus på behovet for at sikre adgang til billig spidslasteffekt fra alle typer af produktion og fleksibelt forbrug.

Gasmotorer ved decentrale værker er i dag ikke designet, optimeret og markedsført til spidslast og er således ikke konkurrencedygtige med diesel spidslast anlæg i investeringspris. Gas som brændstof til spidslast er dog betydeligt billigere end flydende brændstoffer, både som fossilt og VE-brændstof. I perioder med lav vindkraftproduktion vil en udvikling med diesel som spidslast derfor give en u hensigtsmæssig høj elpris. En udvikling af anlæg med gas til spidslast elproduktion vurderes derfor hensigtsmæssigt.

Behov for spidslast afhænger i høj grad af udviklingen i udlandet, hvor analysen viser, at særligt Norden og i noget omfang UK kan bidrage.

Spidslastkapacitet fra udlandet er en omkostningseffektiv løsning. Men for at være robust overfor den usikkerhed, der langsigtet kan være omkring kapacitet i udlandet er det samtidig vigtigt med fleksibilitet til med relativt få års reaktionstid at kunne etablere supplerende billig spidslast elproduktionskapacitet i Danmark, herunder etablering af gasturbiner/motorer, der kan etableres inden for 1-3 år. **Se uddybende beskrivelse i afsnit 6.**

- **Ydelser for elbalancering og elinfrastrukturen – perspektiv i nye koncepter**

Omsætningen af el og elsystemets rolle forventes at vokse markant i perioden frem mod 2035 og videre mod 2050. Integration af vindkraft øger belastningen af eltransmission markant frem mod 2035 og 2050. I scenariet vokser elforbruget med 30 pct. frem mod 2035, og vindkraften øges med mere end 250 pct. Frem mod 2050 fordobles elforbruget i forhold til i dag, og vindkraften vokser i scenariet med 450 pct.

For at fastholde omkostningseffektiviteten er nye måder/koncepter at udnytte transmissionsnettets overføringskapacitet, samtidig med at driftskriterier (n-1) overholdes relevant. Der er gennemført en række analyser af elnettet (Power World studier), hvor hurtigt fleksibelt elforbrug indgår som netreserve.

Der er behov for yderligere analyser af disse koncepter, herunder om fleksibiliteten er til stede i de rigtige områder i nettet, men vurderinger peger

på, at udnyttelsen af nettet kan øges væsentligt og dermed reducere behovet for forstærkninger efter 2035.

Der er analyseret ændringer i effektproduktion fra vindkraft/sol (ramper) inden for både normalår og "worst case" i den analyserede statistiske 10-års periode. Med så store mængder vindkraft i 2035 vil ramperne i særlige situationer være over 2 GWh/h. Her er udglatningen via større geografiske områder et meget centralt virkemiddel.

For at reducere omkostninger til balanceringsydelse fra termisk produktionskapacitet, som er dyrt at holde i beredskab i timer med lave elpriser, er muligheden for balancering fra fleksibelt elforbrug vurderet. Behov for intra-hour balanceringsydelse er beregnet med Energinet.dk's simuleringværktøj SIMBA, der beregner ubalancer i 5 minutters intervaller. Behovet for balancering er sammenholdt med adgang til balancering fra fleksibelt elforbrug. Vurderingen peger på, at fleksibelt forbrug i høj grad kan dække behovet for balancering i de analyserede 5 minutters intervaller.

Se uddybende beskrivelse i afsnit 7.

- **Gas som byggesten til brændstoffer og strategisk energilager**

Gassystemets rolle forventes ændret markant i de kommende årtier. En effektiv elteknologi på både opvarmning og procesvarme kan reducere behovet for naturgas markant. Samtidig viser analysen, at gas-kraftvarme kører relativt begrænset i normale vindperioder på grund af store mængder vindkraft/solceller og centrale varmepumper. Men i særlige perioder med lav elproduktion fra vind/sol i store geografiske områder i Nordeuropa (jf. analyse af vind/sol-tidsserier) er gas som spidslast til både kraftvarme og procesvarme særdeles vigtigt for en omkostningsstabil energiforsyning. Gasnettet skal derfor økonomisk og driftsmæssigt optimeres til denne nye rolle.

Frem mod 2035 kan forskellige typer af gasser fra vedvarende energi (VE-gasser) være centrale i forhold til at indpasse vedvarende energi. VE-gasser udgør her både produktion fra biomasse, affald og el fra vindkraft (Power2Gas), det vil sige forskellige gastyper som biogas, syntesegas og elektrolysegas. Disse energigasser har forskellig kvalitet og kan ikke ukritisk blandes sammen. Men eksisterende og nye teknologier, blandt andet biologisk eller kemisk opgradering af biogas, og forskellige katalytiske og elektrokemiske processer, giver mulighed for integration af forskellige VE-gastyper og flydende brændstoffer med det overordnede gassystem. Øget viden om tekniske og driftsmæssige muligheder af disse nye processer er centralt for at få en fleksibel integration mellem de forskellige energimarkeder.

Integration af de forskellige gastyper er en central problemstilling, og der beskrives et antal områder, der er væsentlige for at sikre omkostningseffektivitet i elektrolyse (Power2Gas). Analyser viser, at der er en potentiel markedsgevinst ved at styre elektrolyseanlæg mere dynamisk, så driften tilpasses de forskellige energimarkeder, herunder elpris, fjernvarmepris, VE-gaspris, balanceringsydelse osv.

Et relevant spørgsmål i forhold til fremtidens energisystem, hvor fossile brændsler udfases, er, om der er tilstrækkeligt med kulstof til produktion af VE-brændstoffer (flydende og gasformige). Kulstofbalancen er analyseret i scenarierne for 2035 og 2050. Analysen viser, at dette er en udfordring, men dog muligt at håndtere denne problemstilling som en del af integrationen i gassystemet. Det er i forhold til denne problemstilling væsentligt at bruge brændstoffer med lav mængde kulstof (typisk gasformige) i det omfang, det er hensigtsmæssigt. Integrationen i gassystemet åbner endvidere nogle muligheder for kulstof-recycling (CCR)⁶, som kan bringes i anvendelse. Det vurderes ikke, at sidstnævnte er nødvendigt at tage i anvendelse, hvis der er opmærksomhed på problemstillingen om kulstof i forbindelse med omstillingen af energisystemet.

Udbygning med biogasanlæg indgår som en del af energisystemet. For at sikre omkostningseffektivitet og forsyningssikkerhed er der behov for, at lokale VE-gasnet, som i de kommende år etableres, planlægges og drives i et samspil med det overordnede gasnet og el- og varmesystemet. Her er et styrket samarbejde mellem TSO, DSO på gasnet væsentligt at få etableret. **Se uddybende beskrivelse i afsnit 8.**

- **Varmesystemets nye roller vigtig for stabilisering og energi-effektivitet**

Traditionelt har fjernvarmesystemet været centralt i forhold til udnyttelse af spildvarme fra kraftvarme-produktion. Grundlastkraftvarme vurderes ikke hensigtsmæssigt i et energisystem med store mængder vindkraft, og kraftværkernes varmeproduktion kan forventes reduceret markant.

Anvendelse af biomasse til varme via kedler vurderes heller ikke hensigtsmæssigt da det er følsomt overfor usikkerheden på biomassens CO₂-neutralitet og kan bringe Danmark i et afhængighedsforhold med import af biomasse.

Men mulighed for energi-effektive varmepumper, nyttiggørelse af overskudsvarme fra brændstofproduktion, industriel procesvarme, solvarme, spidslast elproduktion osv. gør, at varmesystemets rolle er meget centralt for at sikre høj systemrobusthed og energieffektivitet. Varmesystemet kan derved blive vigtigt til fleksibelt at samle restvarme op fra forskellige processer i fremtidens energisystem, således at der i mindre grad skal bruges primære brændselsressourcer som biomasse til varmeproduktion.

Analysen viser, at selv om prisen på varme er mindre volatil end for el, varierer den marginale varmeproduktionspris væsentligt henover året. Der er i dag en del anlæg udenfor fjernvarmesektoren, der kan producere varme i perioder med lave elpriser, fx klimaanlæg, køleanlæg mv. Hvis energisystemet skal integreres effektivt, kan der være værdi i, at også fjernvarmen har en højere grad af markedsgørelse. Herunder at rammebetingelser, tekniske forhold, markedsvilkår, afgiftsrammer mv. understøtter fuld adgang til

⁶ CCR: Carbon capture and recycling.

levering og afregning af varme til fjernvarme (prosumers). Jf. endvidere afsnit om information og styring.

Et øget fokus på samspil med industriel procesvarme, køling og varmegenvinding ved industri og højtemperatur varmepumper er væsentligt for at sikre energieffektiv omstilling. Jf. endvidere FUD-indsatsområder.

Se uddybende beskrivelse i afsnit 9.

- **Information, styring og marked i det intelligente energisystem**

Analyserne viser, at vigtig lagerkapacitet til energi er til rådighed i gas- og varmesystemerne. Et øget samspil mellem energisystemerne (el, gas og varme) kan gøre et VE-baseret energisystem mere robust på en omkostningseffektiv måde, og det indgår derfor i mange af de beskrevne koncepter. Men det giver en række udfordringer for styringen og stabiliteten af energisystemet at høste gevinsten af denne fleksibilitet.

Informations-, styrings- og markedsmodeller i både elsystemet og i de øvrige tilgrænsende energisystemer er derfor helt centralt for at sikre, at markedsgevinsten ved at integrere systemerne kan realiseres. Klassiske budbaserede løsninger, som det kendes fra elsystemet, kan sikre stabilitet, men kræver typisk en del administration og kan dermed være dyre til at håndtere alle dele i et meget dynamisk system med mange og ofte mindre energiforbrugende anlæg, hvoraf nogle anlæg både skal agere i forhold til den dynamiske elpris, varmepris og lokale VE-gaspris. For de enkelte energibærere kan der både være tale om en energipris og en infrastruktur-tarif, som indgår i driftsbeslutningen.

Løsninger, hvor budbaserede modeller kombineres med et realtidsmarked med løbende formidling via internet af både energipris- og infrastruktur-tarif og afregning efter realtidspriser i det pågældende punkt, kan være en billig måde at få aktiveret systemets dynamik, men kan dog føre til ustabilitet i energisystemet.⁷

En kombination af budbaserede løsninger og realtidspriser kan være en løsning. En højere grad af at kombinere styrings- og reguleringsviden med markeds løsninger kan være nødvendig for at drive et dynamisk, men samtidig stabilt energisystem og anbefales som et indsatsområde.

Danmark har med DataHub'en en mulighed for at lave anonymiserede studier i energisystemets respons og være førende inden for viden om et VE-domineret energisystems samlede dynamik.

Det kræver dog, at centrale aktører (herunder aktører i el-, gas- og varmesystemet) går foran med at sikre standarder bredt i energisystemet og tager de andre aktører med i standardiseringen af informationsmodeller, datahåndtering, dataformidling, analyseværktøjer og vidensopbygning på om-

⁷ Danmark må i dag ikke publicere regulerkraftprisen online af hensyn til Norge, der har store mængder fleksibelt forbrug og er bekymret for ustabilitet i elsystemet.

rådet. [Se uddybende beskrivelse i afsnit 10.](#)

Input til FUD og systemplanlægningen – balancen mellem FUD-indsats og stor-skala "udrulning" af nye koncepter

Rapporten viser en oversigt over forslag til indsatsområder på FUD for at realisere nødvendig viden til koncepterne. En række tiltag vil indgå som indspil i FUD-aktiviteter under opstart, herunder eksempelvis CITIES⁸-projektet.

Koncepterne forudsætter, at energisystemet ikke "låses" fast i nogle tunge investeringer i en retning, som ikke matcher den store omstilling, der skal til for at indpasse 3-5 gange de vind/sol-mængder, der i dag er i energisystemet.

Afsnittet beskriver en langsigtet retning for systemplanlægningen og fremhæver en række områder, hvor der er en stor risiko for "lock in" i en retning, som ikke matcher et energisystem med store mængder vindkraft. Eksempelvis at få biomasse og bioaffald allokeret til "brændstoffer" i stedet for at investere i anlæg, der fastholder biomasse og affald i de kommende årtier til energitjenester, der konkurrencedygtigt bedre kan leveres fra vindkraft via elsystemet.

En række af koncepterne er ikke modne til implementering i større skala, og en prematur udrulning i større skala, før den nødvendige forskning, udvikling og demonstration er gennemført, kan være bekostelig. Balancen mellem teknologimodning ved FUD inden udrulning i større skala er således helt afgørende for en konkurrencedygtig omstilling til et VE-system.

En løbende "monitorering" af teknologiudvikling og vedligeholdte teknologidata er derfor et indsatsområde, som ligger i samarbejde mellem systemplanlægning og FUD. [Se uddybende beskrivelse af FUD og figur/tabel over koncepter og elementer i afsnit 11.](#)

1.3 Oversigt – budskaber i stikord

Nedenstående viser en oversigt over nogle af rapportens budskaber.

⁸ CITIES-projektet er et Center-programarbejde ved DTU/AAU og en række udenlandske universiteter, industrielle partnere mv. (Centre for IT-Intelligent Energy Cities).

Generelle budskaber fra 2035/2050-analysen

- Forsyningssikkerhed med energitjenester, jf.³, er anvendt i systemanalyser for 2035/2050. Her indgår det at vurdere "systemrobusthed", det vil sige, det integrerede energisystems evne til at modstå eksterne påvirkninger, herunder gamechangers af teknologisk, politisk eller markedsræssig karakter, i forhold til levering af energitjenester.
- Det vurderes, at der kan opnås en relativt høj robusthed med et VE-baseret energisystem med en høj andel af vind, men det forudsætter en række strategiske indsatser både i forhold til FUD og i planlægning.
- Levering af stationære energitjenester kan på de fleste områder gøres konkurrencedygtige og robuste på VE i forhold til en fossil reference frem mod 2035. Tung transport og højtemperatur proces kræver brændstoffer, og allokering af biomasse og affald til produktion af brændstoffer fremfor anvendelse til energitjenester, der kan forsynes fra VE-el, er et vigtigt fokusområde.
- Analyser af vind/sol-tidsserier i 10 år sammen med scenarier for udlandet i 2035 og 2050 peger på, at perioder på 5-10 dage med lav vind/sol over Danmark og nabolande forekommer i særlige tilfælde. Vigtigt med adgang til billig spidslast og fleksibilitet til disse særlige perioder. En strategisk brug af udlandsforbindelser er en vigtig del af løsningen. Markedsudvikling af "low cost" spidslast elkapacitet er også et fokusområde i løsningen af denne udfordring.
- Fjernvarme forventes udvidet lidt og er et centralt virkemiddel i at sikre robusthed og effektivitet. Men det er væsentligt, at fjernvarmen omlægges til ny rolle med mindre biomasse/affaldsforbrug og mere brug af varmepumper og overskudsvarme fra industrielle processer, køleanlæg, brændstof produktion osv.
- Der er behov for forskellige VE-brændstoftyper til transportsektoren. Vigtigt med fleksibilitet til fremtidens mulige brændstoffer. Gassystemet kan her bistå med fleksibel levering af "byggesten" til brændstoffer og samtidig understøtte med strategisk energilager til forsyningssikkerhed.
- Det drøftes ofte, om der er tilstrækkeligt med kulstof i et vinddomineret energisystem til produktion af brændstoffer. Analysen viser, at det er muligt at håndtere denne udfordring, men det kræver indsats med omstilling mod elektrificering af energisystemet sammen med en hensigtsmæssig brug af fjernvarme og brug af low-carbon brændstoffer (herunder VE-gas) i de anvendelser, hvor det er hensigtsmæssigt.

Koncepter og FUD som foreslås styrket

- Systemrobusthed som designparameter ved forsyningssikkerhed i energisystemet
- Øget udnyttelse af elnetten (TSO/DSO) med nye tiltag, herunder n-1 fra forbrug som netreserve
- Systemydelse fra elastisk elforbrug
- Gasnet-arkitektur hvor nye VE-gasnet integreres (TSO/DSO)
- Gas-konverteringsanlæg til markedsintegration (el, varme, gas, CO₂) – gas som byggesten for brændstoffer
- Varmenet øget markedsadgang med variabel pris og prosumers
- Procesvarme- og køling fra el og integreret i energisystem, med øget fokus på højtemperatur varmepumper
- Styling, informationsmodel og marked etableres i hele energisystemet (Smart Energy)

Plan-budskaber – på vej mod 2035

- Biomasse og affald prioriteres til brændstofproduktion
- Design af de nye VE-gas net så de er forberedte for en omstilling af gassystemet
- Strategisk planlægning af VE-gas til transport (metan og korridor H2)
- Styrk energieffektiv elektrificering af varme, industriel procesvarme, transport
- Monitorering af Modenhed/Volumen ved implementering af nye teknologier og koncepter i energisystem

³ Redegørelse om forsyningssikkerhed, Energistyrelsen, 2010.

2. Metode og grundlag for analysen

2.1 Visionen for energisystemet 2035 og 2050 – "Det robuste energisystem"

Visionen med "Energikoncept 2030" er at fremme udviklingen af system-koncepter, som kan gøre en VE-baseret forsyning billigst muligt, så den er konkurrencedygtig med fossile løsninger og samtidig er robust over for påvirkninger i omgivende betingelser.

Systemets performance skal blandt andet vurderes på evnen til at levere energitjenester hos forbrugeren til konkurrencedygtige priser. Samtidig er det vigtigt at systemet er robust over for ændringer i rammebetingelserne "gamechangers", og at systemet er åbent for at høste frugten af nye teknologier.

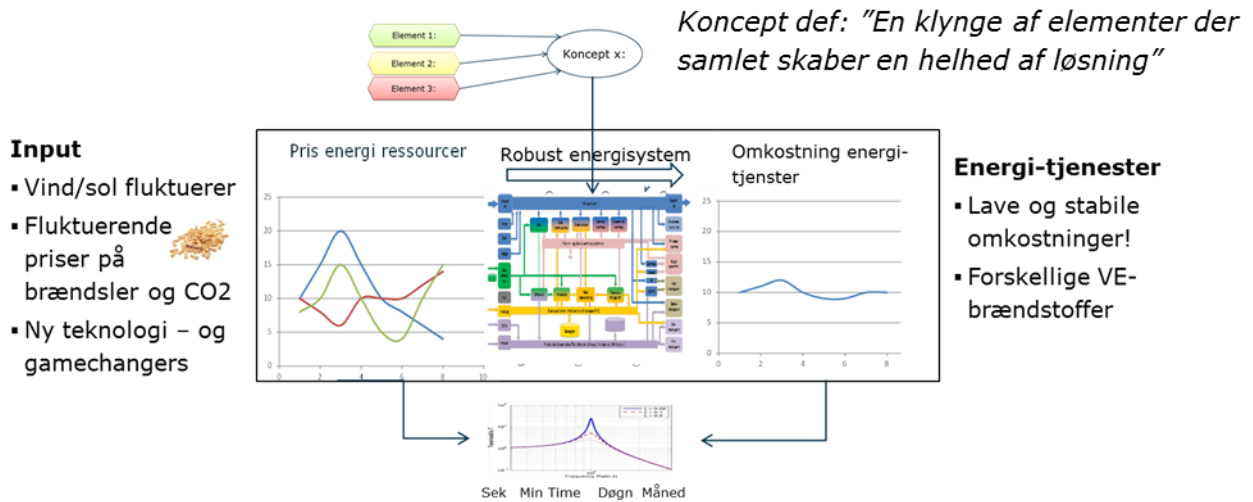
Eksempler på forhold og "game changers" som energisystemet skal udvise robusthed overfor:

1. Elproduktion fra **fluktuerende energikilder** (vindkraft, solceller og eventuelt bølgekraft).
2. **Svingende markedspriser** på fx olie, biomasse, CO₂, el i tørår/vådår/ vindfattede år, biobrændsel, skifergas, osv.
3. Teknologisk udvikling for valg af **VE-brændstoffer**, der kan blive efterspurgt, til transport, proces-formål, og "bio-petro kemisk industri" osv.
4. **Nye teknologier** i energisystemet, både til effektiv energiforsyning og nødvendige omstillinger, men også for at bane vejen fra FUD til kommercialisering. Dette understøtter, at Danmark kan indpasse nye teknologier – "grønt vækstlaboratorium".

Ved analyse af systemets performance vurderes det, i hvilket omfang påvirkninger i input påvirker slutbrugerens omkostninger til energitjenester over en periode. Det vil sige, systemets evne til at "dæmpe", jf. Figur 2.1, og hvordan forskellige kombinationer af virkemidler/koncepter giver en samlet set både stabil og omkostningseffektiv levering af energitjenester. Fx kombination af udlandsforbindelser og indenlandske virkemidler.

Eksempelvis ved en kraftig udbygning med vindkraft er omkostningerne til energi kendte og stabile set som middelværdi over en længere periode, men på kort sigt vil elprisen svinge relativt meget. Hvis systemet kan understøtte intelligent elforbrug, kan omkostningen til energitjeneste fastholdes lav i et system med fluktuerende elpriser.

Der analyseres nye koncepter i energisystemet, som kan øge energisystemets performance med hensyn til denne robusthed.



Figur 2.1 Illustration af "overføringsfunktion" i et robust energisystem. Herunder vurdering af hvordan tilføring af kombination af koncepter påvirker systemets evne til at udvise robusthed for input af kortere eller længere varighed.

De forskellige input har forskellig tidsmæssig udbredelse og hyppighed, jf. eksempler i figur 2-2. Udjævning af variationer kan i nogle sammenhænge håndteres med energilagring. Indikativt er i figuren vist, hvad investering i et anlæg til ellagring (flow-batteri) vil koste, hvis fluktuationer over forskellige perioder skal håndteres ad denne vej. Andre klassiske ellager-teknologier, eksempelvis CAES, ligger på samme investeringsniveau som flow-batteri.

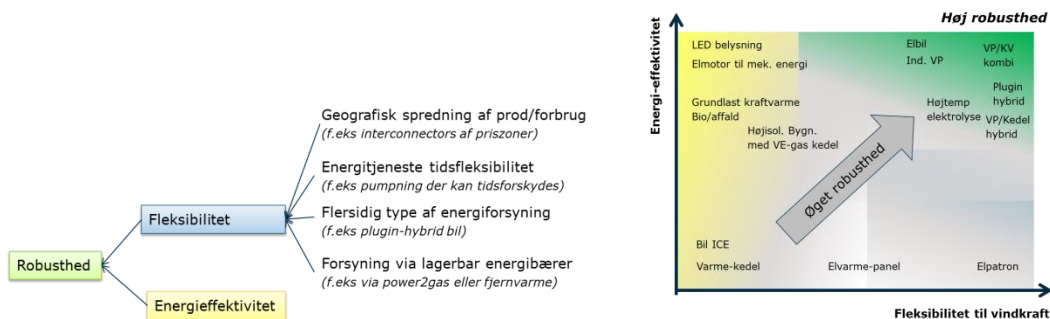
Tidshorisont for fleksibilitet og robusthed i energisystemet			
Momentan	Time/døgn	Måned/år	Trende over flere år
Forsynings sikkerhed ved systemfejl og hændelser	Håndtering af fluktuerende el fra vind og sol mv.	Tør/våd år Vindår variation Ekstreme år Ændring i markedspris på brændsler	Gennembrud nye teknologier (f.eks brændselsceller, solceller, hydrogen) Prissætning og krav vedr. emissioner Fokus på bio-ressource og bæredygtighed Fokus på nærings- og kulstof balance Nye typer brændstoffer (DME, metanol, brint mv)
↑	↑	↑	↑
Effekt 1-2 GW Energi < 1 GWh 0,5 miaDKK	Effekt 5 GW Energi 25 GWh 10 miaDKK	Effekt 2 GW Energi 1-5 TWh 500-2000 miaDKK	Teknologisk tilpasnings-evne (undgå lock in) Pro-aktiv ift. trende der kan imødeses over en årrække (pris-eksempel ved flow- batteri som lager)

Figur 2.2 Frekvens/tidsspektrum af forskellige input som der tilstræbes robusthed overfor. Nederst fremgår investeringspris hvis der skal etableres et batteri-lager der kan håndtere energimængden.

Som det fremgår af Figur 2.2, er omkostningen ved at lagre energi til en måned og årsvariation ret ekstrem, og den er ikke realistisk at etablere. Det er således helt afgørende for et omkostningsminimeret VE-systemløsning, at robustheden, hvis det er muligt, indbygges i den måde, energisystemerne spiller sammen.

Robusthed i energisystemet, som beskrevet ovenfor, kan opnås ad forskellige tilgange. Herunder ved at indbygge fleksibilitet og høj energieffektivitet, der således

er midler til at opnå høj robusthed. Begreberne robusthed, fleksibilitet og energieffektivitet, som anvendes i rapporten, fremgår af og er beskrevet nedenfor:

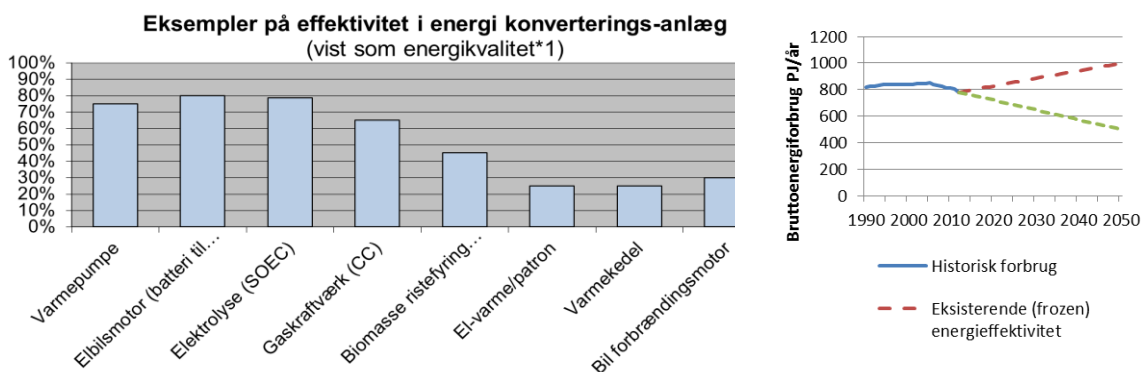


Figur 2.3 Delelementer i at sikre et robust energisystem. Tv. relation mellem robusthed, fleksibilitet og energieffektivitet. Th. eksempler på løsninger i energisystemet der kombinerer effektivitet og fleksibilitet.

Energieffektivitet

.. er udtryk for, at energisystemet indrettes på en måde, så behovene for energitjenester kan imødeses med et minimum af primær energi. Det indebærer således både, at der ses på energibesparelser i huse, industri mv., men også at energibærersystemerne (energi-nettene) udbygges og drives på en måde, så energispild fra dette led minimeres.

Da der konverteres mellem forskellige energityper (el, brændstof, varme osv.), er det nødvendigt at se på den såkaldte termodynamiske effektivitet, hvor el og brændstof har en højere energikvalitet end fjernvarme.



Figur 2.4 Tv. Energieffektivitet i konverteringsprocesser, energikvalitet er indregnet ved konvertering mellem energiformer. Der indgår typisk et antal konverteringer i "kæden" fra energiressource til endelig energitjeneste. Th. Eksempel på forløb ved frozen og høj energieffektivitet i det samlede system, jf. scenariebeskrivelse i afsnit 4.

Det kan virke lidt overraskende, at elektrolyse ligger så relativt højt, men det skyldes, at der produceres et energimæssigt højværdi output (brændstof), hvorimod elpatron og kedler til opvarmning producerer et mere "inferiørt" energiprodukt (varmt

vand). Analysen viser, at systemeffektiviteterne har stor indflydelse på det samlede energisystems robusthed.

Fleksibilitet

... i energisystemet er væsentligt for, at systemet har en god tilpasningsevne til variationer i energiresourcernes tilgængelighed og forbrugernes efterspørgsel. Det kan fx være, at systemet har tilstrækkelig lager- og/eller backup-kapacitet til at kunne producere varme, selv når det er tørår i Norge, og der er lav vindproduktion i Danmark og Tyskland. Denne fleksibilitet sikrer forbrugerne mod unødigt store prisudsving, og er desuden en forudsætning for, at energisystemet i sin helhed er omkostningseffektivt. Fleksibilitet er således, i modsætning til robustheden, udtryk for energisystemets indbyggede evne til at håndtere udsving i ressourcer og forbrug på kortere sigt (fra sekund-niveau til variation mellem årene).

Robusthed

... opnås i høj grad, hvis energisystemet er *effektivt og fleksibelt*. Robustheden er også udtryk for energisystemets evne til, på en omkostningseffektiv måde, at tilpasse sig rammevilkårenes ændringer af mere langsigtet karakter. Det kan fx være ændrede nationale eller EU-politiske prioriteringer; nye, uforudsete teknologier, der med fordel kan indpasses, ændringer i brændselspriser, bæredygtighedskrav m.v. Robustheden er således, til forskel fra fleksibilitet, et udtryk for energisystemets evne til at sikre billig energi til slutbrugeren ved at være tilpasningsparat i forhold til at foretage nye nødvendige investeringer, ændrede prioriteringer i brændselsanvendelse m.v.

Systemet vil udvise forskellig grad af robusthed (dæmpning) over for inputs, afhængigt af tidsrum/frekvens af påvirkning. Fx vil en elbil være robust over for vindkraftvariationer inden for nogle timer, hvor ladetidspunkt kan flyttes/tilpasses, men vil være påvirket af fx en uge med lav vindkraft, som vil resultere i høje elpriser. En hybridbil er særligt robust over for brændsels-/elpriser, da den kan vælge et andet brændsel, men har til gengæld en højere investeringspris.

Som en del af forsyningssikkerhedsberegningen derfor systemets evne til at udvise robusthed over for variationer i vind/sol, brændsels- og CO₂-priser, udlandets elpriser, ny teknologi, nye behov for nye brændstoftyper til transport osv. evalueres. Ved et traditionelt (fossilt-baseret) energisystem vil ændringer i ressourceprisen slå relativt direkte igennem på omkostningen for energitjenester. Det vil typisk være muligt at risikoafdække denne usikkerhed ved at prissikre energiresourcen for en længere periode. Den prissikrede omkostning til energitjenesten vil derfor (forenklet) være forventet omkostning på energitjenesten plus tillæg for prissikring (risikoafdækning).

Sammenhængen mellem variation i ressourcepris og ændring i omkostning til energitjeneste kan beskrives ved faktorer (β -faktorer), der angiver, i hvilket omfang en ændring i ressourceprisen på inputsiden af energisystemet påvirker omkostningen på energitjenesten på outputsiden (kovarians).

En β -faktor på 0 angiver, at omkostningen til energitjenesten ikke påvirkes af ændringer i ressourceprisen, og en faktor på 1 angiver, at ændringer i omkostningen

til energiressourcen slår udæmpet igennem på omkostningen til energitjenesten⁹ (et klassisk eksempel på høj β -faktor er her Danmarks energisystem før oliekrisen). Ved at sikre en høj dæmpning i energisystemet kan β -faktorerne minimeres, hvorved usikkerhedsleddet og dermed den sikrede energipris reduceres. Eksempelvis kombination af (kraftvarme/varmepumpe/varmelager) giver en høj afkobling mellem elpris og produceret varmepris.

Stabilitet i **omkostningen** til energitjenester skal ikke forveksles med stabile **elpriser**, som kan være et vigtigt signal til markedet for at udnytte fleksibilitet. Variationen i elprisen kan medføre, at det for forbrugeren bliver vigtigere at placere sit forbrug intelligent for at undgå forøgede omkostninger til el.

Udfordringen (omkostningen) ved de periodevise høje priser kan reduceres ved at indrette systemet, så det udnytter de fluktuerende priser. Eksempelvis:

- Hybridløsninger i fjernvarme med både varmepumpe og kraftvarme-anlæg giver høj sikkerhed for altid at kunne producere varmen omkostningseffektivt uanset elprisen. Herved afkobles omkostningen til varmeproduktion fra elprisen.
- Produktion af industriel procesvarme ved at udnytte højtemperatur spildvarme fra termisk forgasning og katalyse af biobrændstoffer.
- Højtemperatur varmepumper til industri i kombination med spidslast reservedel
- El- og plugin hybridbiler, som primært lades, når elprisen er lav.
- Produktion af fjernvarme fra en kombination af Power2Gas anlæg og kraftvarmeanlæg giver adgang til overskudsvarme ved både høje og lave elpriser.
- Elforbrugende apparater kan reducere konsekvensen af at anvende el på dyre tider. Fx vaske-/opvaskemaskiner, der anvender varmt vand i stedet for el til opvarmning. Dette skal afvejes i forhold til en omkostning ved en dyrere installation.

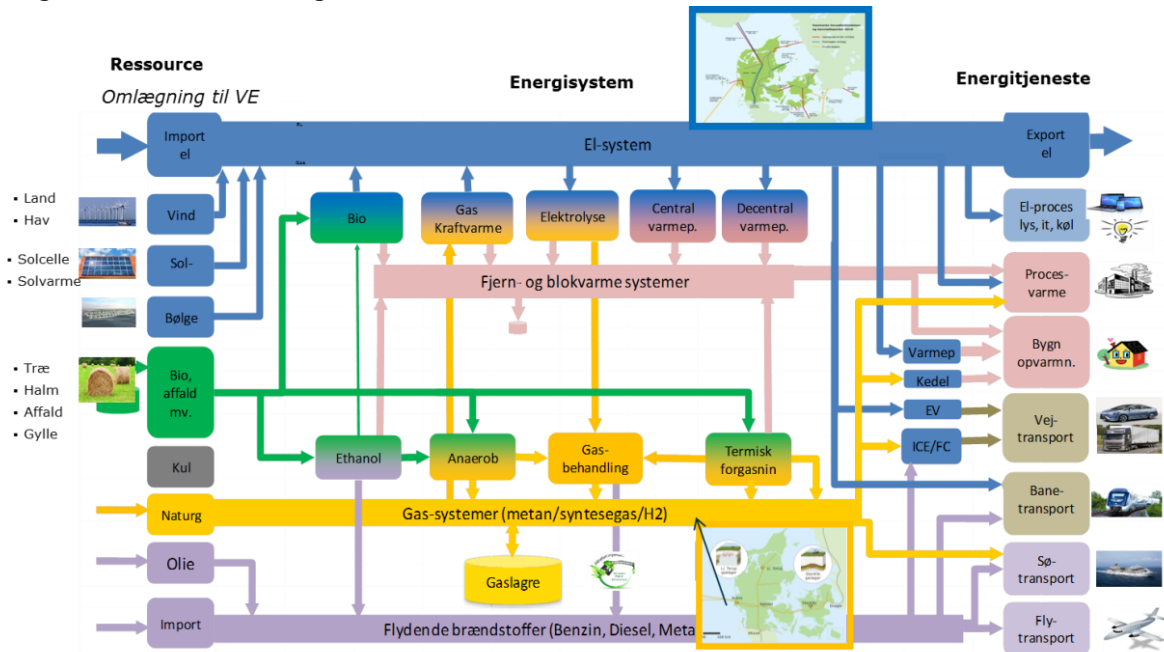
2.2 Energisystemets elementer i analysen frem mod 2035 og 2050

Frem mod 2035 og 2050 er der potentielt en række nye teknologier og koncepter, som kan bringes i anvendelse i energisystemet.

Erfaringerne viser, at teknologier til energikonvertering typisk er kendte i mange år, inden de får et gennembrud. Det er således i høj grad usikkerheden om markeds-gennembrud, innovative forbedringer af teknologien og stor-skala produktion som er usikker. Seneste eksempler er fx solceller, skifergas osv., hvor teknologien har været kendt i mange år, men hvor et sammenfald af markedsbetingelser og teknologiforbedring skaber et gennembrud. Dette gennembrud skaber yderligere teknologiuudvikling, der yderligere styrker gennembruddet osv. I erkendelse af denne usikkerhed lægges derfor vægt på at vurdere systemets robusthed og åbenhed til at "gribe/indpasse" nye teknologier, når de kan tilføre systemet en bedre performance – og dermed fastholde Danmark som en førende nation på grøn omstilling, uden at belaste omkostninger til energitjenester unødigt.

⁹ $\text{EnergitjenesteOmK}(\text{Risikofæddækket}) = \text{EnergitjenesteOmK}(\text{forventet}) + \beta_n \times \text{Tillæg_Prissikring_Ressource}$

Analysen lægger vægt på at vurdere, hvordan eksisterende og nye teknologier kan påvirke system performance. Samspillet mellem konverteringsanlæg er illustreret i energiflows-illustrationen figur 2.5.



Figur 2.5 Illustration af centrale energikonverterings-anlæg i energisystemets værdikæde fra Energi-ressource til Energisystem, med de enkelte hovedkategorier af konverteringsanlæg..

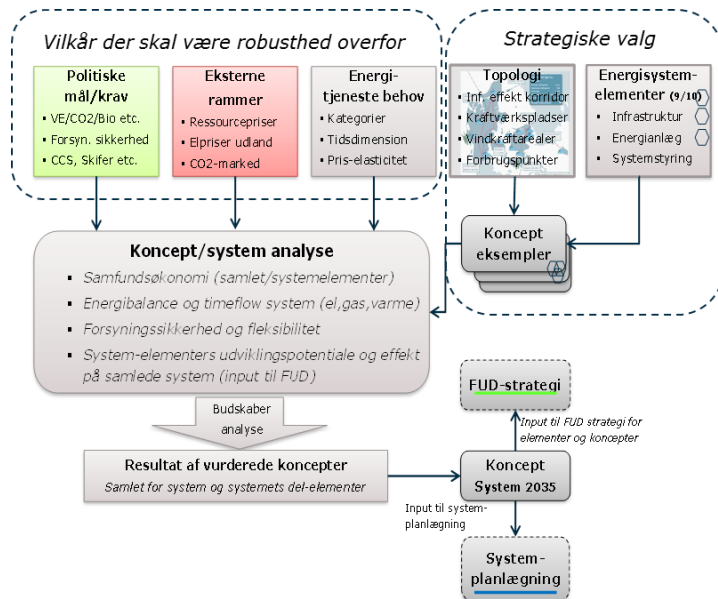
2.3 Analytisk tilgang

Energisystemets opgave er at levere "energitjenesterne" til den danske efterspørgsel til lave og stabile omkostninger, inden for de politiske rammer og under de rammebetingelser, der internationalt vil være til stede. Energinet.dk har opstillet en samlet model for energisystemet, som giver mulighed for at analysere energisystemet samfundsøkonomisk og teknisk (ADAPT-modellen). Analyseflow fremgår af figur 2.6.

Analysen kan ses som en "least cost" beregning af, hvordan de danske energiresourcer i samspil med et internationalt marked kan sikre forsyningen af dansk efterspørgsel efter energitjenester.

I den samfundsøkonomiske analyse er der ikke indregnet forvridningstab og netto-afgiftsfaktor mv. Analysen antager endvidere, at anlægsdelene generelt nyttiggør den fulde levetid, så CAPEX-omkostningerne kan annuieres over den nominelle levetid. Energinet.dk's energisystem analyse-model "ADAPT"¹⁰ er blevet anvendt til analyserne.

¹⁰ ADAPT er en Excel-baseret model af det danske energisystem, som i samspil med Sivael laver timeberegning af energiflow og økonomi af de enkelte elementer og det samlede energisystem. Modellen er udviklet af Energinet.dk.



Figur 2.6 Generel tilgang ved teknisk/økonomisk analyse af koncepter..

Energisystemet analyseres med denne model, og der foretages en række optimeringsberegninger og robusthedsanalyser for energisystemet. Herunder vurdering af systemet i forskellige omgivelsesscenarier (jf. udlandsscenarier afsnit 4) og vurdering af, hvordan forskellige løsninger påvirker elsystemet og gassystemet. Ud fra disse langsigtede vurderinger opstilles et muligt energisystem i 2035 og 2050, og dette energisystem analyseres mere detaljeret i kapitlerne 4-10.

Det antages, at omstillingen af energisystemet i høj grad er baseret på en markedsbaseret udvikling. Illustration af udviklingsveje for energisystemet frem mod 2035 og 2050 er således **ikke udtryk** for en planøkonomisk tilgang, men skal primært illustrere nogle mulige udviklingsveje med indpasning af ny teknologi, og de illustrerer, om et konkurrencedygtigt VE-system er muligt at opnå. Herunder også hvilke FUD-indsatser, som er centrale for at understøtte omstillingen. Analysen beskæftiger sig ikke med, hvilke afgiftsmæssige virkemidler der er nødvendige for at sikre omstillingen mest omkostningseffektivt frem mod 2035.

Et analyseret omstillingsforløb for hele energisystemet fremgår af afsnit 3. Fokusområder i et sådant system er nærmere uddybet i afsnittene 4-9.

3. Scenarier for energisystemet i 2035 og 2050

I dette afsnit opstilles scenarier for energisystemet i 2035 og 2050. Opstillingen tager udgangspunkt i "værdikæden" fra energiressourcer til energitjenester, jf. energimodellen Figur 2.5. Scenarierne opstilles med fokus på at omkostningsminimere energisystemet under hensyn til at sikre robusthed. De opstillede scenarier indgår i de mere specifikke analyser i afsnittene 4-10.

3.1 Generelle forudsætninger

Det indgår som en generel forudsætning, at el, VE-gas og varme er import/eksport-neutrale over et årsforløb. Det vil sige, import/eksport forekommer i stort omfang i driftstimerne, men som et årgennemsnit på et normalår er der hverken import eller eksport.

De opstillede forløb opfylder regeringens pejlemærker herunder:

- Hele energisystemet er fossilfrit i 2050 (regnet som et årgennemsnit for et normalår). I ikke-normalår (fx vindfattede år) kan der fortsat anvendes fossile brændsler i energisystemet.
- El- og varmesystemet er fossilfrit i 2035 (regnet som et årgennemsnit for et normalår). I ikke-normalår vil brug af fossile brændsler (fx naturgas) til elproduktion forekomme.

Biomasse vurderes generelt at være en begrænset ressource, både nationalt og globalt. Der er derfor i de analyserede scenarier lavet en afgrænsning på et maksimalt forbrug på 265 PJ/år, svarende til den mængde, der af klimakommissionen og biomasseanalysen (Energistyrelsen) vurderes som en bæredygtig mængde. Et sådant forbrug er pr. indbygger på niveau med global, bæredygtig og tilgængelig biomasse til energiformål¹¹.

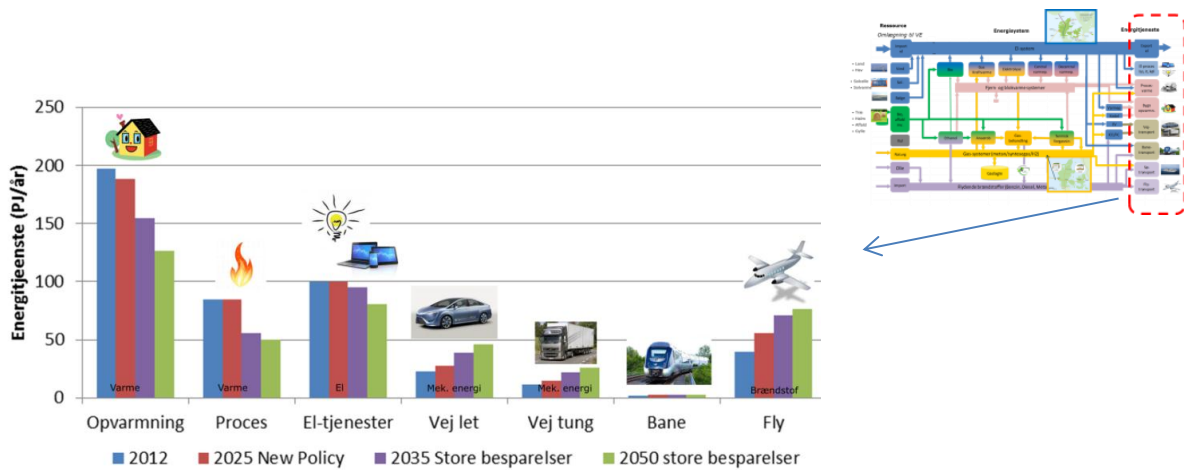
Der er tilstræbt en omkostningsminimering i energisystemets omstilling. En sådan beregning er dog i sagens natur behæftet med store usikkerheder.

Udvikling i brændselspriser, CO₂-priser, teknologipriser er antaget samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, svarende til Energistyrelsens forudsætninger. Med hensyn til brændselspriser er analyseret med tre sæt af IEA WEO 2013 brændselspriser (Current Policies, New Policies, 450 PPM).

3.2 Energitjenestebehov frem mod 2035 og 2050

Frem mod 2050 forventes nettobehovet for energitjenester, der skal forsynes, at vokse, dog primært i transportsektoren. Det samlede behov, der antages, fremgår af Figur 3.1.

¹¹ Breaking the biomass bottleneck of the fossil free society, Concito, Wenzel 2010.



Figur 3.1 Energitjenester, der forsynes i analysen (2035/2050) sammenholdt med i dag¹².

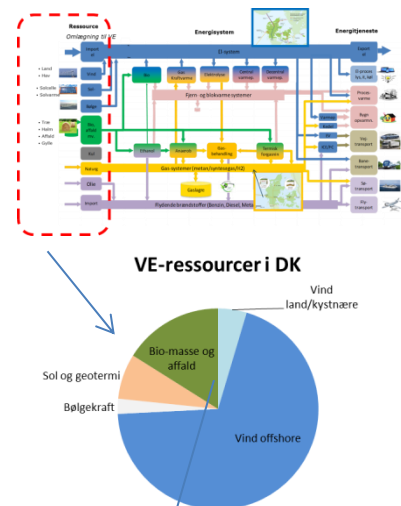
Som det fremgår af Figur 3.1, så vokser energitjenester til transport markant, hvorimod varme til opvarmning og proces falder frem mod 2035 og 2050.

3.3 Energiressourcer til et VE-baseret energisystem

3.3.1 VE ressourcer i DK

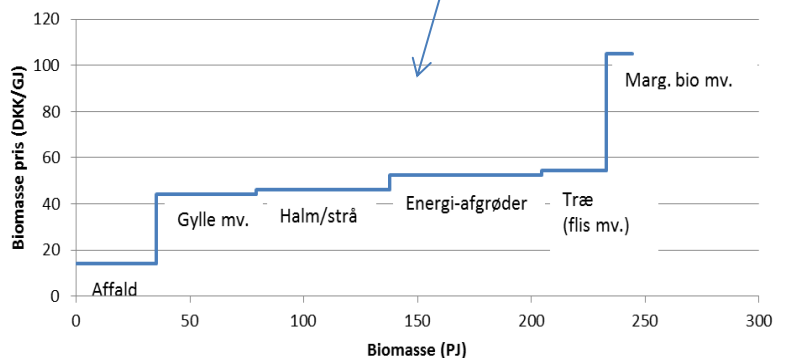
Det indgår i rammebetingelserne, at Danmark ikke skal bringe sig i et stærkt afhængighedsforhold med hensyn til energiressourcer, og energiforsyningen skal baseres på bæredygtige løsninger. Som designkriterie indgår derfor, at energiforsyningen som et års-gennemsnit i et normalår kan forsynes fra danske ressourcer. Dette skal på ingen måde forstås således, at Danmark ikke skal bruge markederne til at sikre en omkostningseffektiv omstilling til VE. En løbende import/eksport af energivarerne, herunder el, indgår i de opstillede scenarier.

Samlet er VE-ressourcerne overordnet skønnet til ca. 1.750 PJ/år, lidt afhængigt af andelen af energiafgrøder der medregnes¹³. Heraf udgør produktion fra vind, sol og bølge over 80 pct. af ressourcen. Vedvarende energi fra vindkraft udgør ca. 1.300 PJ/år (360 TWh), hvilket er ca. 10 gange elforbruget i 2013.



Figur 3.2 VE-ressourcer i DK fordelt på typer. I alt ca. 1.750 PJ/år.

Ressourcer fra biomasse og affald er kun på ca. 200-300 PJ/år, afhængigt af om energiafgrøder medregnes, jf. figur 3.3. Priser er baseret på data fra.¹⁴



Figur 3.3 Bio- og affaldsressourcer i Danmark og pris på ressourcer.

¹² Energistyrelsens forbrugsmodel, dec. 2013.

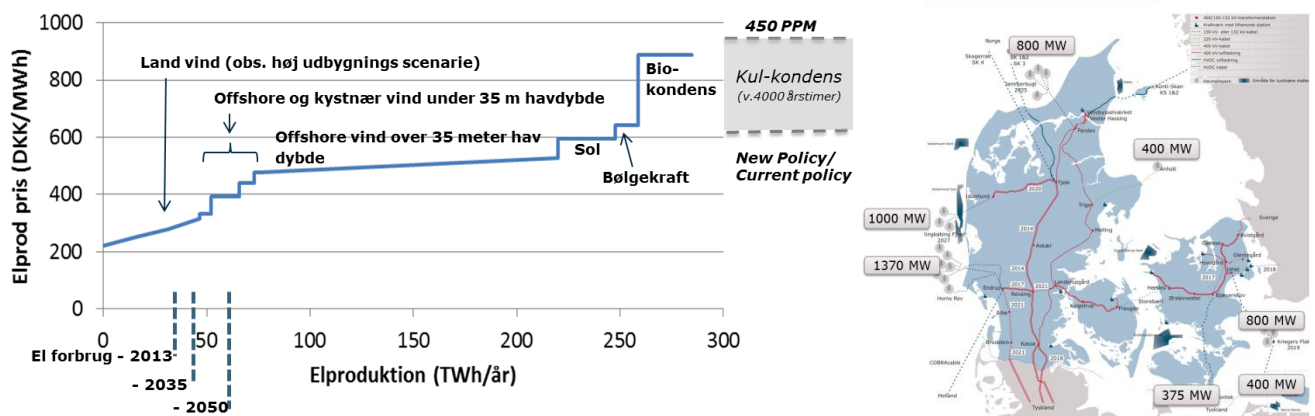
¹³ Grøn Energi, Klimakommissionen sept. 2010.

¹⁴ Jf. Biogas Taskforce, ENS 2014 og Alternative drivmidler ENS 2013.

3.3.2 Ressourcer til VE-elproduktion (vind, sol og bølgekraft)

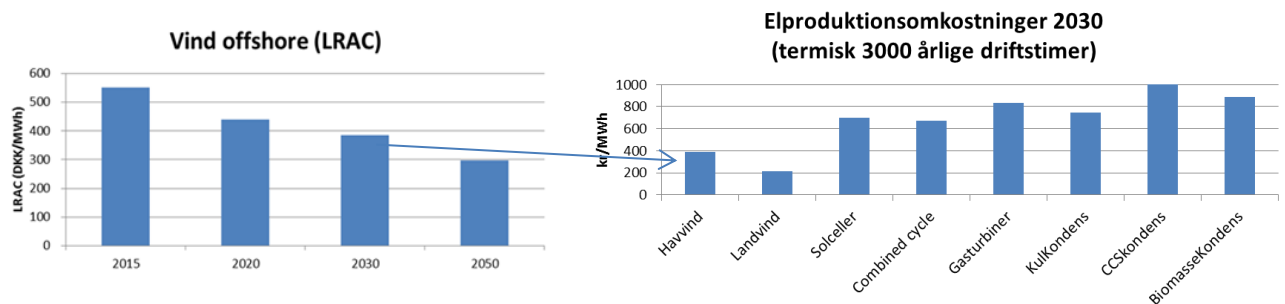
Nationale ressourcer til produktion af VE-el (vind, sol, bølge, biomasse-KV) fremgår af figur 3.4. Omkostningsniveau baseret på teknologikatalog og havmølleudvalgets redegørelse fremgår for de enkelte kategorier af område.

I havmølleudvalgets opgørelse af april 2011¹⁵ fremgår oplæg til placering af 4.200 MW havvind ud over allerede etableret produktion. De anviste havmølleområder inklusive eksisterende havmølleparker giver en produktion på i alt ca. 24 TWh.



Figur 3.4 VE-elressourcer i Danmark og produktionspriser ved teknologidata for 2030. Elproduktion på biomasse/affald forudsætter at disse ressourcer ikke er anvendt til andet formål (eksempelvis biobrændstoffer). Bølgekraft forventes ifølge teknologidata at blive reduceret til under 90 DKK/GJ frem mod 2050. Th. fremgår havmølleudvalgets udpegede områder til 4.200 MW havmøller. Omkostningsniveau for termisk elproduktion på kul fremgår som reference ved IEA scenarier for kul og CO2-pris (Current Policy, New Policy og 450 PPM). Prisen for elproduktion ved kulkraft er ved kondensproduktion. Ved kraftvarme er prisen ca. 560 DKK/MWh i New Policy scenariet.

Omkostninger til offshore vindkraft forventes ifølge teknologidata et udviklingsforløb med væsentlige prisreduktion. Omkostninger til vindkraft sammenlignet med termiske elproduktion fremgår af Figur 3.5.



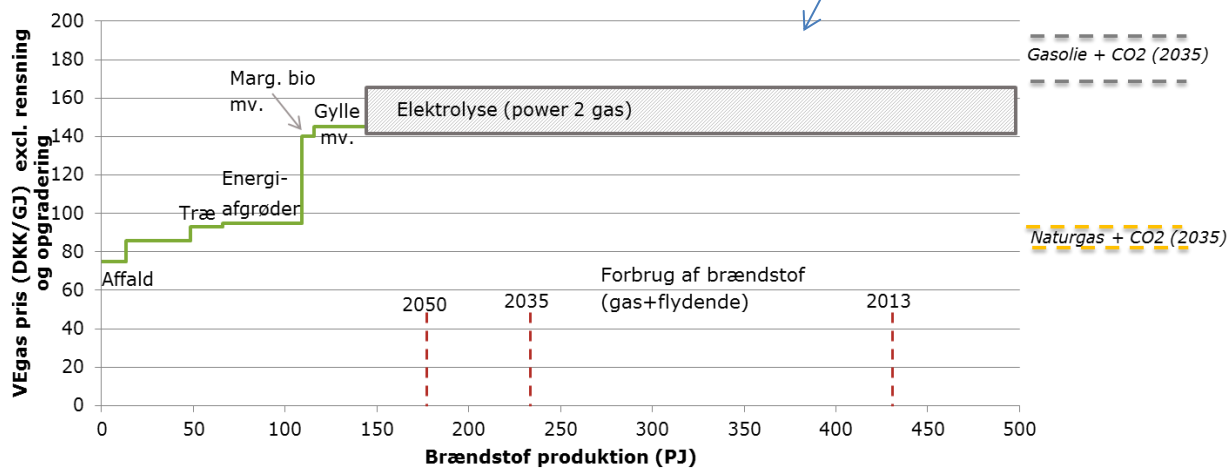
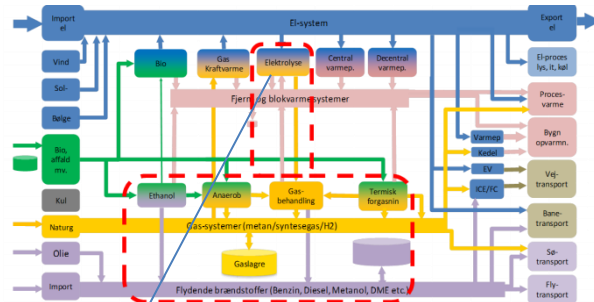
Figur 3.5 Samfundsøkonomiske produktionsomkostninger for elproduktion inklusive omkostninger til investering i anlæg (LRAC). Havvind er i eksemplet for anlæg under 20 m dybde og op til 30 km til land¹⁶.

¹⁵ Stor-skala havmølleparker i Danmark, Opdatering af fremtidens havmølleplaceringer, Energistyrelsen april 2011.

Hvis vindkraften kan integreres omkostningseffektivt i energisystemet, er den relativt konkurrencedygtig i forhold til termisk elproduktion.

3.4 Produktion af brændstoffer ud fra biomasse, affald og "Power2Gas"

Biomasse, affald og el kan omsættes til brændstoffer. Centrale processer er blandt andet ethanol-forgæring, anaerob forgasning, termisk forgasning og elektrolyse, jf. figur 3.6. Teknologier omkring disse dele og samspillet med gas-systemet er nærmere beskrevet i afsnit 8 (gas-systemet som fleksibel integrator mellem VE-ressourcer og brændstoffer). Med udgangspunkt i brændsels- og elpriser fra VE-energi, jf. figur 3.3 og figur 3.4 er opstillet en indikativ oversigt over prisen på brændstoffer. Figuren viser indikativt prisinterval for produktion af elektrolyse-gas (Power2Gas). Ved biomasse er vist prisen for forgasningsgas og biogas excl. gasbehandling med rensning og opgradering.



Figur 3.6 Det estimerede potentiale af energi og indikativ omkostning hvis energien omsættes til brændstoffer som VE-gas¹⁷. Omkostningen er vist for ikke rensnet og ikke opgraderet VE-gas. Visse af brændstofferne (halm/strå/affald) kan alternativt delvist omsættes til ethanol, og herefter kan restværdien omsættes til biogas eller forbrændes. Omkostningen ved bio-ethanol er ca. 130-150 DKK/GJ¹⁸. Omkostninger for gasolie og naturgas er indikeret for 2035 "IEA New policies" og inklusive CO₂-omkostninger.

Da en del af biomassen fortsat anvendes direkte, kan der produceres i størrelsesordenen 150-300 PJ brændstof, afhængigt af brændstofftypen, herunder om det er gas- eller flydende brændstoffer. Dette skal sammenholdes med, at der i dag bruges ca. 430 PJ olie/gas-brændstoffer i energisystemet. Da der i perioden frem mod 2035 og 2050 forventes en kraftig vækst i transportsektoren, er en meget markant

¹⁶ Technology data for energy plants, Energistyrelsen, jan. 2014.

¹⁷ Biomasse er baseret på Biogas task force (Energistyrelsen, januar 2014) og Grøn Energi, Klimakommision 2010.

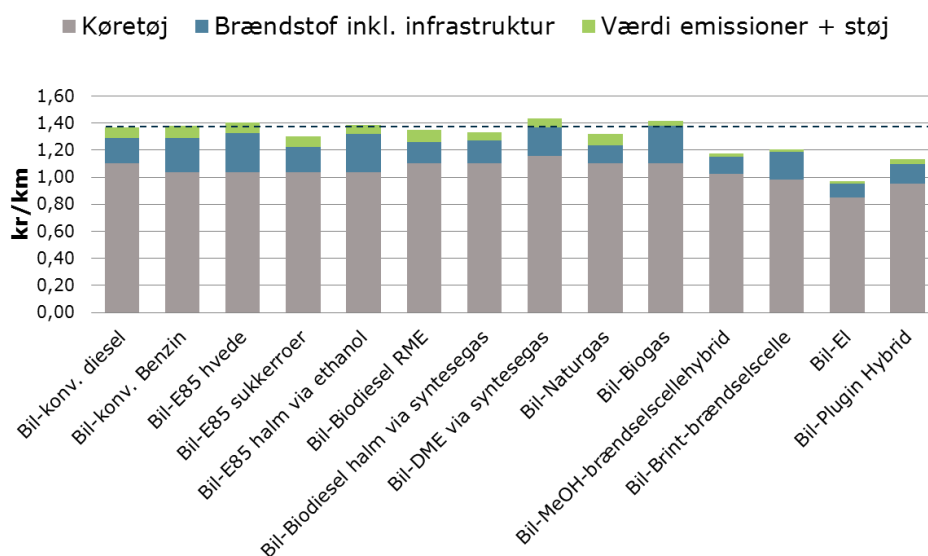
¹⁸ Alternative drivmidler, Energistyrelsen 2014 (foreløbig).

elektrificering af energisystemet nødvendigt, alene set ud fra et kulstofbehov til brændstoffer kan blive en begrænsning.

3.5 Energitjenester i transportsektoren

Transportsektoren udgør det område i energisystemet, som frem mod 2035 og 2050 har den største vækst i energitjenester, jf. Figur 3.1. Transportsektoren beskrives ofte som den sektor i energisystemet, der udgør de største udfordringer i forhold til omstillingen til vedvarende energi. I modsætning til mange stationære energiforbrug er den sværere og dyrere at få omlagt til vindkraft, solceller og bæredygtig anvendelse af biomasse.

I dag er mere end 99 pct. af transportsektoren baseret på olie (benzin/diesel), og energieffektiviteten er relativt lav (typisk under 25 pct. fra brændstof til mekanisk energi). Sektoren står derfor foran en markant omstilling i de kommende årtier. Generelt er alternativer til benzin/diesel i dag relativt dyre. Frem mod 2020 og 2030 forventes øgede priser på benzin/diesel sammen med en reduktion af alternative løsninger at ændre dette forhold. En vurdering af teknologidata og omkostninger til transportsektoren er foretaget i EU JRC og "Well-to-wheels" og indgår i "Alternative drivmidler-analysen udført af Energistyrelsen 2013/2014".¹⁹ En oversigt over omkostninger fremgår af figur 3.7.



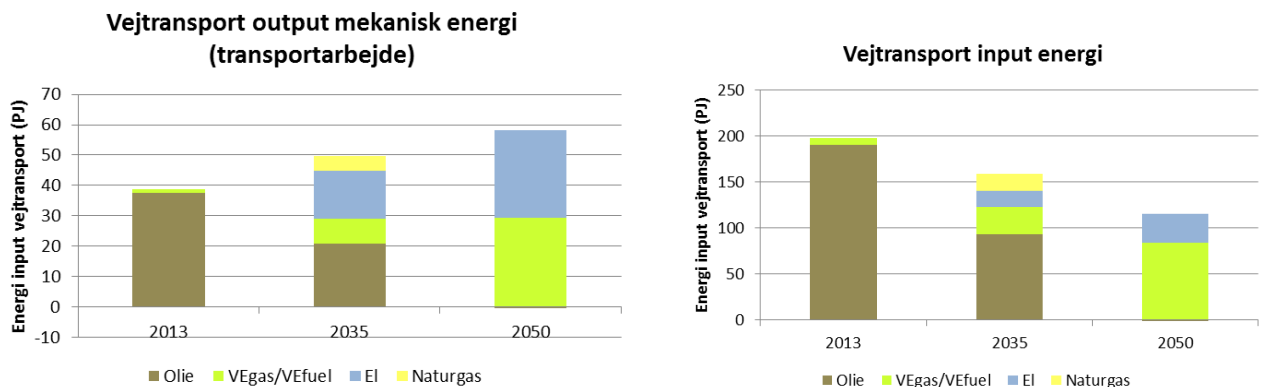
Figur 3.7 Omkostninger til drivmidler i transport-sektoren i 2035. Jf. Alternative drivmidler¹⁸. Referencen med diesel-bil er markeret med stiplede.

De elbaserede teknologier forventes at blive gradvist konkurrencedygtige omkring 2020 (rene batteri elbiler, BEV) og 2030 (plugin-hybrid PHEV). BEV og PHEV giver en høj fleksibilitet og kan potentielt levere balanceringsydelser, og fleksibiliteten kan øge udnyttelsen af både transmission og distribution. Integrationen med elsystemet er derfor helt centralt, og koncepter i dette samspil er nærmere beskrevet i afsnit 7 (elsystemets effekt-transport).

¹⁹ Alternative drivmidler, Energistyrelsen april 2013 og foreløbige opdateringer 2014 (høringsversion).

En stor del af transport energitjenester kan ikke hensigtsmæssigt baseres på el- og plugin hybridbiler. Her vil der være behov for flydende eller gasformige brændstoffer. Der er forskellige VE-brændstoffer, der potentielt kan blive efterspurgt af transportsektoren. Herunder ethanol, metan, methanol, brint, VE-benzin, VE-diesel, kerosene mv. Det er derfor centralt, at der udvikles et "fleksibelt brændstoff-system" i forhold til denne palette af brændstoffer. Produktion af brændstoffer via termisk forgasning (syntesegas) vurderes at kunne nå et omkostningsniveau som er konkurrencedygtigt med fossile brændsler. Denne del behandles nærmere under kapitel 8 (gas-systemet).

I figur 3.8 er vist et muligt udviklingsforløb for transportsektorens omstilling. Det indgår i konceptet at have fleksibilitet til produktion af forskellige typer brændstoffer, afhængig af hvad transportsektoren efterspørger, jf. afsnit 8. Figuren er derfor ikke opdelt på specifikke brændstoffer. Tilsvarende er der ikke opdelt på rene elbiler (BEV) og plugin-hybridbiler (PHEV), men alene vist elforbrug.



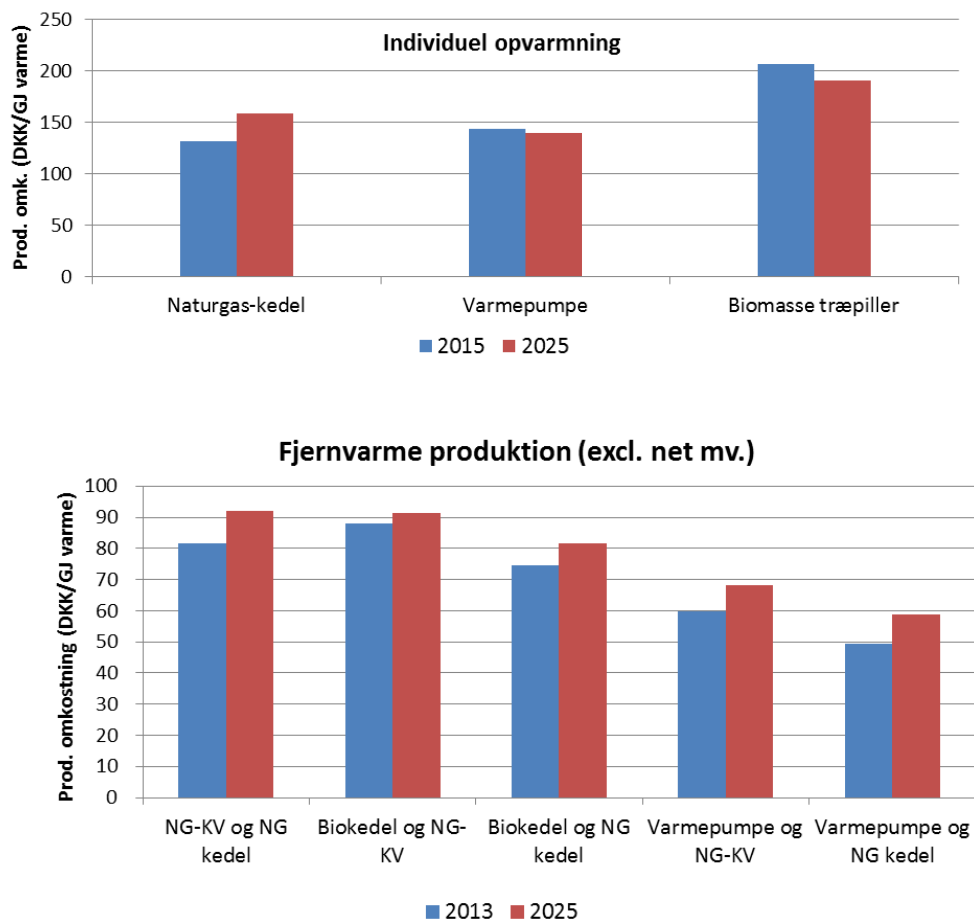
Figur 3.8 Udviklingsforløb for vejtransportsektorens omstilling der indgår i analyserne. Transportarbejde (tv) og forbrugt energi (th).

Transportarbejdet vokser i scenariet markant frem mod 2050, men på grund af el- og plugin-hybridbilernes høje energieffektivitet og langsigtede adgang til brændselsceller (frem mod 2050), falder input af energi samlet set. Samlet er input af el til transport i scenariet på ca. 9 TWh (32 PJ) i 2050.

3.6 Opvarmning af bygninger

Opvarmning af bygninger er en af de energiservices hvor behovet (målt som nettoenergiforbrug i varme) forventes reduceret fra i dag ca. 200 PJ til 125 PJ i 2050 til trods for at bygningsarealet forventes at vokse i perioden. Det skyldes primært, at bygningernes isoleringsstandard fortsat forbedres i både renoverede og nybyggede bygninger.

En oversigt over omkostninger og energieffektivitet ved forskellige produktionsformer af varme fremgår af figur 3.9.



Figur 3.9 Samfundsøkonomiske omkostninger ved produktion af varme til opvarmning. Øverst teknologier til individuel opvarmning i dag og i 2025. Nedest af værk omkostninger ved teknologier til fjernvarmeproduktion i 2013 og 2025 excl. nettab og omkostninger til distribution.

Som det fremgår af figur 3.9, er især varmepumper både karakteriseret ved samfundsøkonomisk omkostningseffektivitet, høj energieffektivitet (jf. figur 2.4) og samtidig hensigtsmæssige til indpasning af vindkraft.

Fjernvarmens rolle

Opvarmning med fjernvarme giver mulighed for en meget fleksibel varmeproduktion, som fungerer i godt samspil med fluktuerende elproduktion. Eksempelvis ved at fjernvarmeværket har en kombination af varmepumpe og kraftvarmeanlæg eller kedler, således at der ved lave elpriser kan produceres på varmepumpe og ved høje elpriser produktion på kraftvarmeanlæg eller kedel. Analyserne viser, med denne type kombinerede anlæg vil varmepumpen få de fleste driftstimer, og produktionen af kraftvarme reduceres markant.

Fjernvarmen giver endvidere mulighed for at nyttiggøre industriel overskudsvarme, også den ny overskudsvarme, der må forventes at komme fra brændselkonverte-

ringsanlæg, elektrolyse mv. Øgede muligheder for sæsonlagring giver grobund for solvarme fra centrale anlæg, geotermi mv.

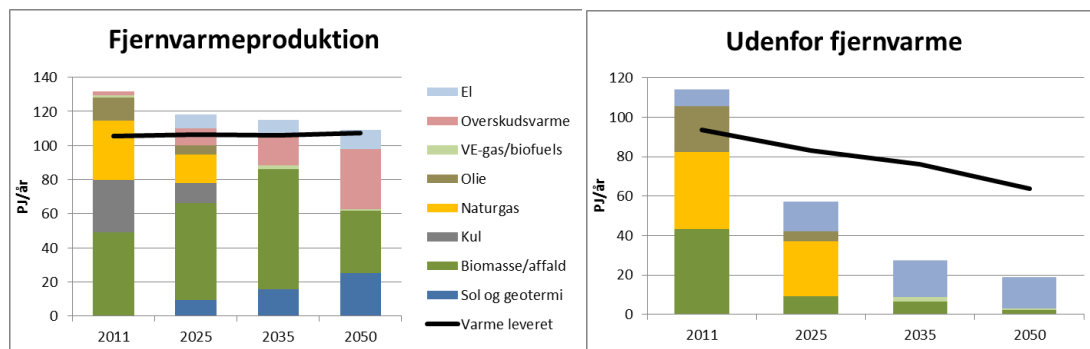
Fjernvarme forventes i 2035 at dække ca. 60-65 pct. af varmebehovet, i forhold til i dag ca. 55 pct. En væsentlig del af denne udvidelse antages at ske i områder, der i dag er forsynet med naturgas kedler.

Områder udenfor fjernvarme

Fastholdes forudsætningen om at varme i 2035 skal være baseret på vedvarende energi vil alle individuelle naturgaskedler gradvist skulle omstilles. Disse kedler forventes primært at overgå til fjernvarme og individuelle varmepumper og kun i mindre omfang at fortsætte som kedler omlagt til VE-gas efter 2035.

For områder uden kollektiv forsyning (område IV) er den mest omkostningseffektive forsyning individuelle varmepumper, der samtidig giver mulighed for at integrere vindkraft energieffektivt. Det antages, at frem mod 2050 vil individuelle varmepumper udgøre 90 pct. af opvarmningen i områder uden for kollektiv forsyning.

Et samlet omstillingsforløb fremgår af Figur 3.10. En mere uddybende beskrivelse af fjernvarmesystemets samspil med det øvrige energisystem, lagring og stabilisering osv. fremgår af afsnit 9.

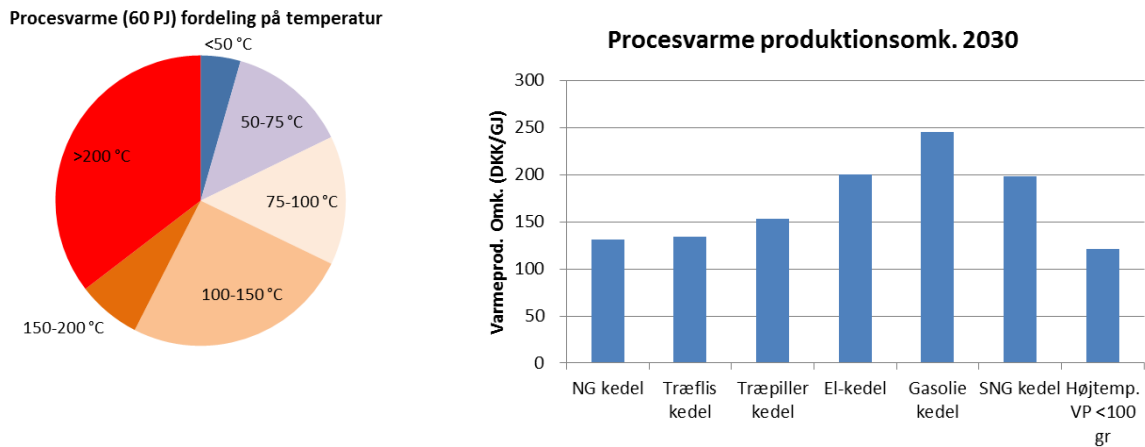


Figur 3.10 Varmeforsyning i områder med fjernvarme og uden for fjernvarmeområder. Figuren viser input af energi i søjler og produktion af varme (sort linie). Bemærk at el til varmeproduktion er via varmepumper med en effektfaktor langsigtet på ca. 3.5.

3.7 Procesvarme i industri og service

Industri og service har i dag et varmebehov til procesvarme på ca. 60 PJ. Frem mod 2050 forventes nettobehovet at være næsten uændret, dog afhængigt af besparelsesindsatsen²⁰. Ca. 50 pct. af dette procesvarmebehov har en temperatur på under 150 °C, jf. figur 3.11

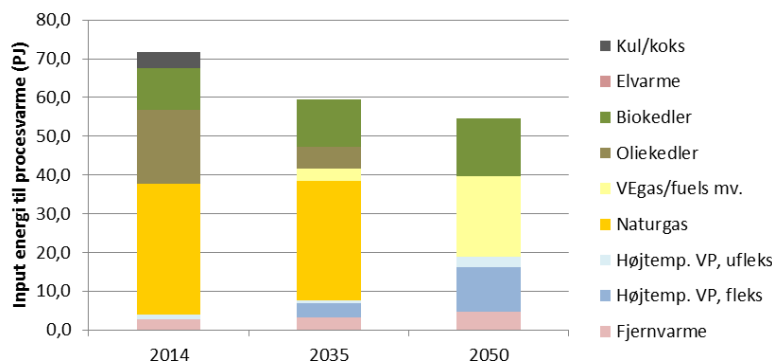
²⁰ Energistyrelsens forbrugsmodel 2013.



Figur 3.11 Oversigt over procesvarmeforbrug i 2035 opdelt på temperaturniveau (tv) og produktionsomkostning 2030 for procesvarme (th). Højtemperatur varmepumper er ved en inputtemperatur på 20 gr. og produktion af varme op til 100 grader.

Procesvarme produceres i dag primært ved kedler og ved industriel kraftvarme. I takt med at vindkraften presser økonomien i kraftvarmeproduktionen, er det relevant at vurdere muligheden for at bruge højtemperatur varmepumper til at erstatte en del af denne industrielle varmeproduktion. Der skal understreges, at der dog stadig er meget begrænsede erfaringer med højtemperatur varmepumper og der må forudses en gradvis opbygning af viden gennem en indsats på FUD. Jf. endvidere²¹.

Som det fremgår af figur 3.11, kan det ved temperaturer under 100 gr. potentielt være samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt at bruge højtemperatur varmepumper til procesvarme. Herunder typisk i samspil med varmegenvinding fra øvrige processer. Et scenarie for udviklingsforløb ved procesvarme frem mod 2035/2050 fremgår af figur 3.12.

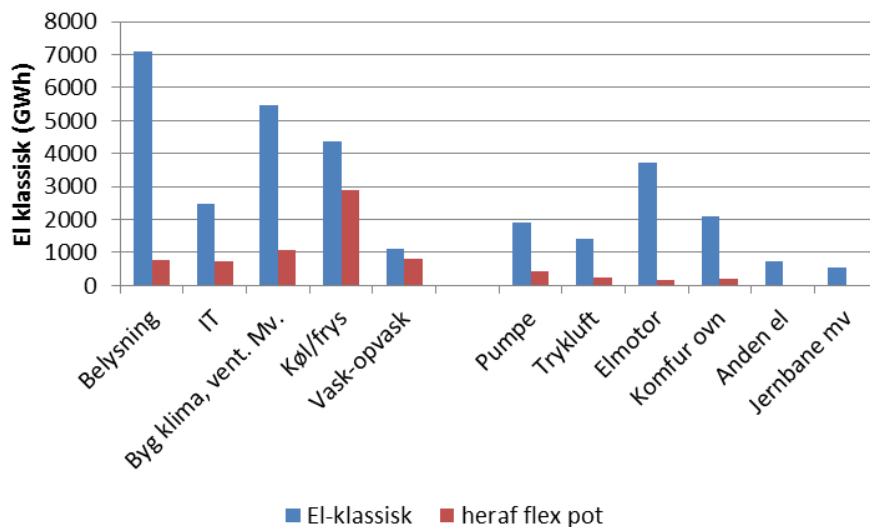


Figur 3.12 Input af energi til procesvarme i industri og service. Output af procesvarme ligger konstant omkring knap 60 PJ i perioden.

²¹ Analyse af mulighederne for bedre udnyttelse af overskudsvarme fra industrien, Viegand og Maagø, aug. 2013.

3.8 Eltjenester – klassisk elforbrug

De energitjenester, der overvejende hensigtsmæssigt forsynes fra el, benævnes i denne sammenhæng som "klassisk elforbrug". Det vedrører blandt andet belysning, it, ventilation, køl/frys, pumpe, trykluft, mekanisk energi mv.



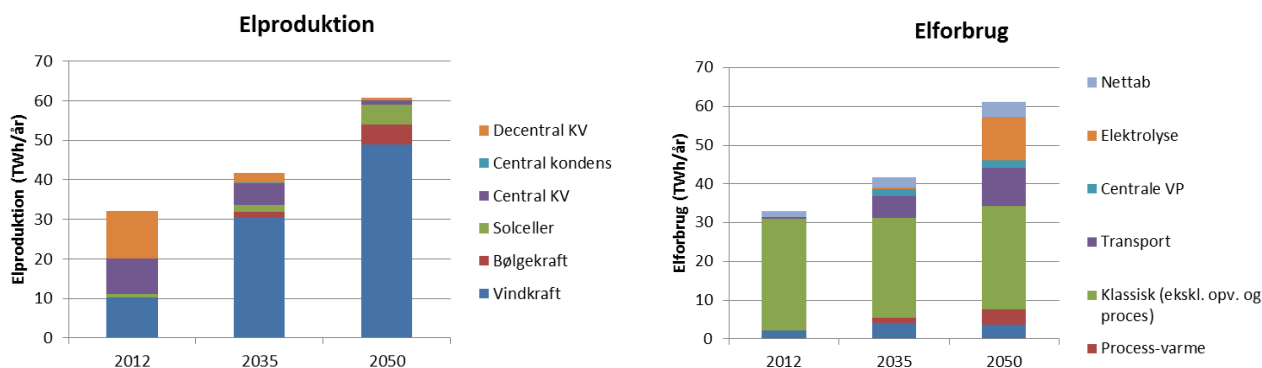
Figur 3.13 Opdeling af det klassiske elforbrug på funktioner (2013) og andel af forbrug der overslagsmæssigt vurderes at kunne blive fleksibelt.²²

Effektkurver- og balanceringsydelser fra det fleksible elforbrug er uddybet i afsnit 7.

3.9 Samlet produktion og forbrug af el

Leveringen af energitjenesterne (opvarmning, transport, procesvarme og klassisk el) gennemgår i det omkostningsoptimerede VE-scenarie en høj grad af elektrificering frem mod 2035 og 2050. Samlet set vokser elforbruget i det illustrerede forløb fra godt 30 TWh til næsten en fordobling i 2050 på ca. 60 TWh.

Figur 3.14 illustrerer et udviklingsforløb for elproduktion og elforbrug frem til 2050.



Figur 3.14 Elproduktion og forbrug i udviklingsforløb frem mod 2035 og 2050 baseret på simulering i Energinet.dk's modelanalyser.

²² Kortlægning af potentialet for fleksibelt elforbrug i industri, handel og service, Ea Analyse for Energinet.dk, juni 2011.

Elproduktionen omstilles i forløbet således, at vindkraften bliver dominerende i både 2035 og 2050. Elproduktion og forbrug øges i scenariet med ca. 30 pct. frem mod 2035 og med ca. 100 pct. frem mod 2050.

Udbygning med vindkraft til en produktion på ca. 50 TWh/år kan eksempelvis være med udbygning af landvind og kystnære møller til ca. 6 GW og offshore inklusive kystnære møller til ca. 7 GW.

Udlandsforbindelser er et centralt virkemiddel til balancerende af den fluktuerende elproduktion. Der er analyseret variationer af forstærkninger mod både Norge, Sverige, Danmark, Tyskland og UK. I de centrale analyser indgår, ud over allerede planlagte forstærkninger, en udbygning til Norge, så der samlet er 2.400 MW. Se endvidere afsnit 4 med scenarier for udlandet og afsnit 7 med beskrivelse af elinfrastruktur.

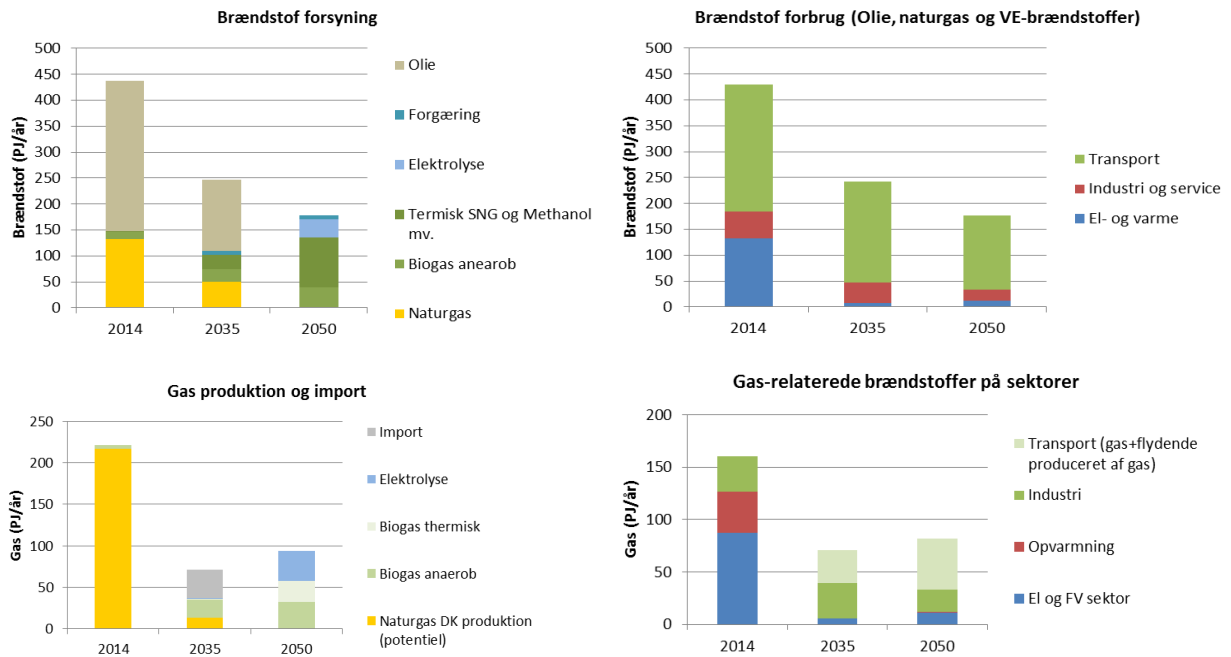
3.10 Samlet produktion og forbrug af gas og flydende brændstoffer

El forventes at blive en vigtig energibærer frem mod 2035 og 2050, jf. Figur 3.12. Men en række energitjenester kan ikke hensigtsmæssigt omstilles til forsyning fra el eller fjernvarme, men forudsætter adgang til et brændstof²³ – flydende eller gasformigt. Det er primært transportsektoren, højtemperatur procesvarme til industri og service og endelig spidslast produktion af el, som kræver et brændstof. Omsætning af bio- og affaldsressourcer til brændstof eller omsætning af el til brændstof (elektrolyse) involverer for de fleste processer et gastrin. Enten via biologisk, kemisk eller elektrokemisk omsætning af ressourcen (se nærmere beskrivelse i afsnit 8). En del af denne VE-gas kan forventes videre omsat til flydende brændstoffer, men i det omfang VE-gassen kan anvendes uden konvertering til flydende brændstoffer vil det ofte være en energi- og samfundsøkonomiske løsning.

Figur 3.15 viser et muligt omstillingsforløb, hvor naturgassen reduceres markant, samtidig med at produktion af VE-gas fra biomasse, affald og elektrolyse gradvist øges.

Gassystemets forsyning ændres markant i de kommende årtier, idet naturgas frem mod 2050 antages helt udfaset i et normalår. Det antages, at opvarmning med individuelle gaskedler for en stor del er omstillet i 2035, og en mindre del drives på VE-gas.

²³ Brændstof betegner i denne sammenhæng flydende eller gasformige brændstoffer, som kan anvendes i motorer, procesindustri, gasturbiner mv.



Figur 3.15 Brændstof- og gasproduktion og forbrug i udviklingsforløb frem mod 2035 og 2050. Brændstofforbrug til el- og varme er i dag fordelt på 75 pct. naturgas og 25 pct. olie (primært oliefyr). Til industriel proces er fordelingen ca. 60 pct. naturgas og 40 pct. olie.

Som det fremgår, reduceres forbruget af brændstoffer til el- og fv-produktion frem mod 2050 til ca. 10 PJ, svarende til godt 10 pct. af forbruget i dag. VE-brændstoffernes forskellige typer, egenskaber, produktion og relation til gas-systemet er nærmere uddybet i afsnit 8.

Forbruget af brændstoffer medfører et samlet kulstofbehov på ca. 3 mio. ton i 2050²⁴, der skal leveres fra biomasse- og affald. Den totale pulje fra biomasse- og affald er i størrelsesordenen 4-6 mio. ton. Scenariet overholder således kravet til kulstof hvis energisystemet effektivt håndterer CO₂ og kulstof ressourcen. Perspektiver omkring håndtering af CO₂ og kulstof i energisystemet, herunder CCR²⁵, uddybes i afsnit 8.

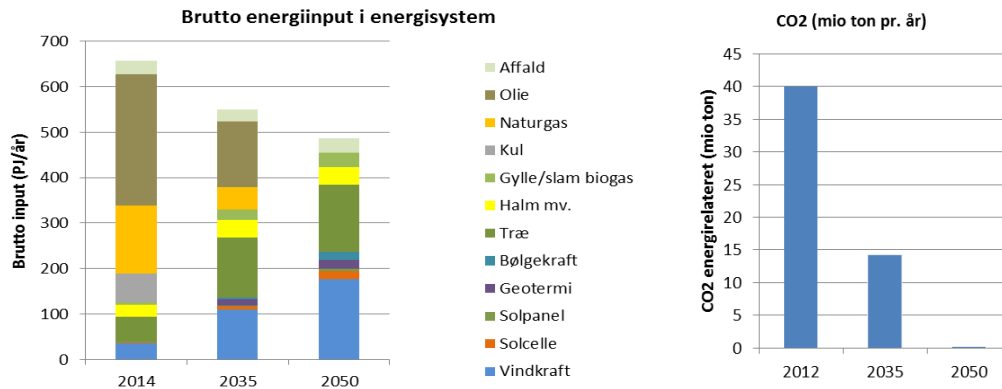
3.11 Samlet udvikling i bruttoenergiforbrug og CO₂-udledning

Bruttoenergiforbruget reduceres markant frem mod 2050 til trods for en kraftig stigning i levering af energitjenester. Energieffektiviteten er helt afgørende for at realisere denne udvikling. Fluktuerende energiproduktion (vind, sol mv.) vokser fra i 2014 at udgøre godt 5 pct. til i 2035 at udgøre knap 20 pct. og i 2050 at udgøre over 40 pct.

Vindkraften vokser i det antagne forløb med en faktor 4 i årsenergi.

²⁴ Der antages her et middelinhold af CO₂ i brændstofferne (metan, methanol, DME, H₂, syn benzin, Kerosene) på 65 kg/GJ.

²⁵ CCR: Carbon capture and recovery.

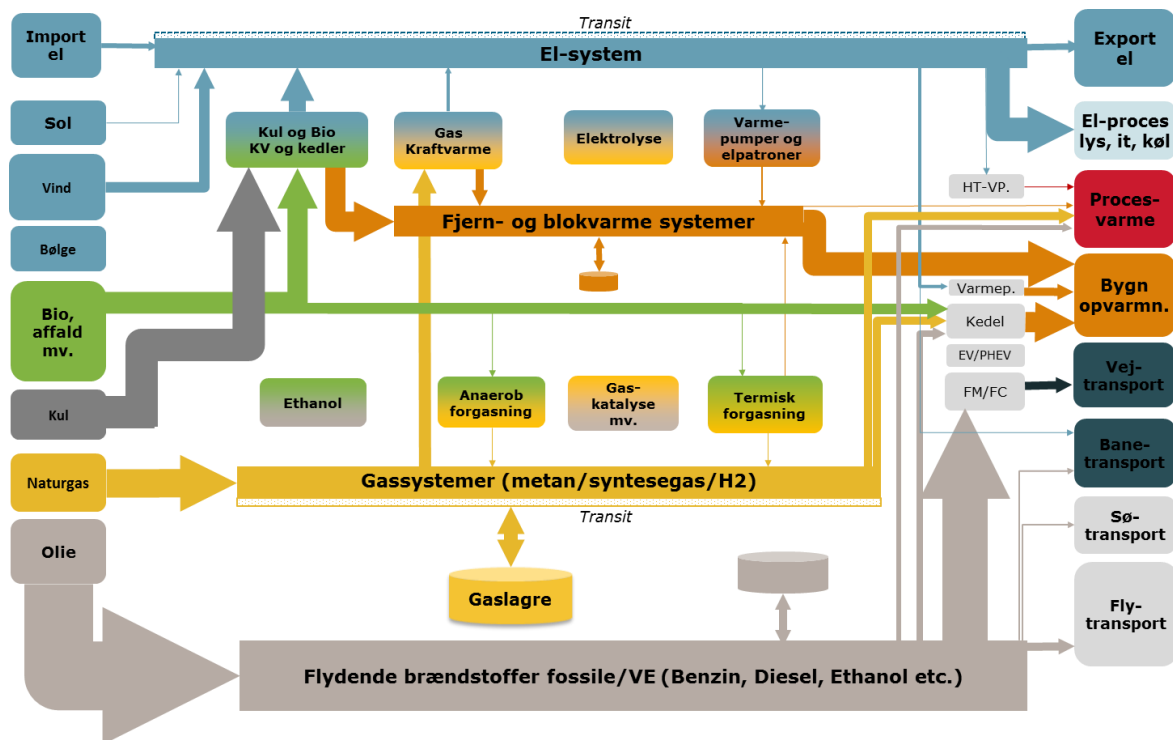


Figur 3.16 Samlet bruttoenergiforbrug og CO₂-udledning i energisystemet inklusive transport og opvarmning.

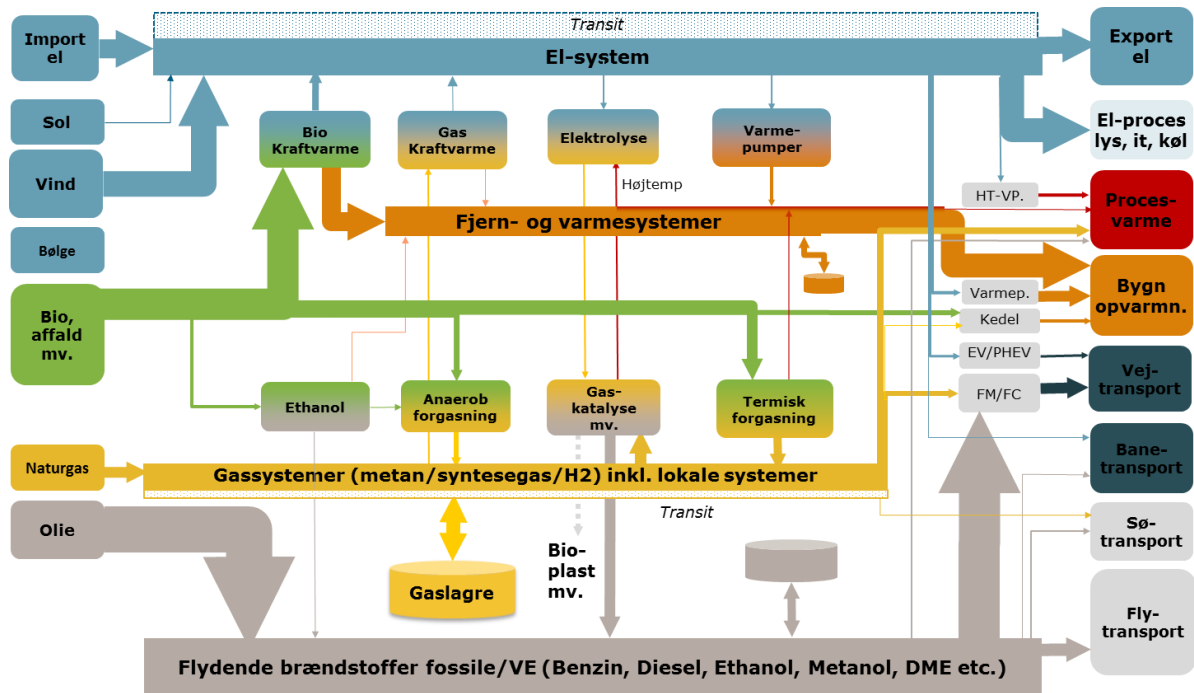
Udledningen af CO₂ reduceres i eksemplet til ca. 14 mio. ton energirelateret i 2035. Dette skal ses i forhold til en udledning i 1990 på 53 mio. ton energirelateret udledning.

3.12 Energistrømme i scenarier

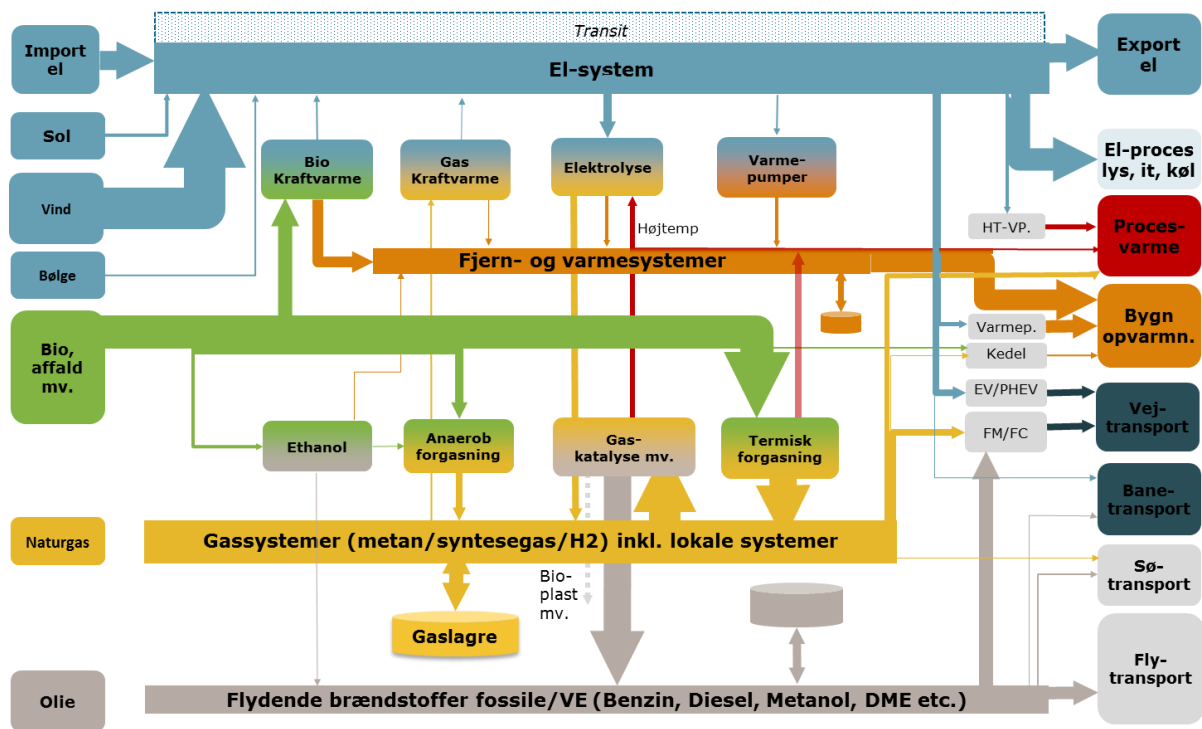
En illustration af energistrømme i de opstillede scenarier fremgår af figur 3.17-3.19. Flowpile er indikativt skaleret ift. årlig energi-transport. For mere specifikke værdier henvises til baggrundsdata.



Figur 3.17 Energistrømme for 2014 - flowpile indikativt skaleret



Figur 3.18 Energistrømme for 2035 - flowpile indikativt skaleret



Figur 3.19 Energistrømme for 2050 - - flowpile indikativt skaleret

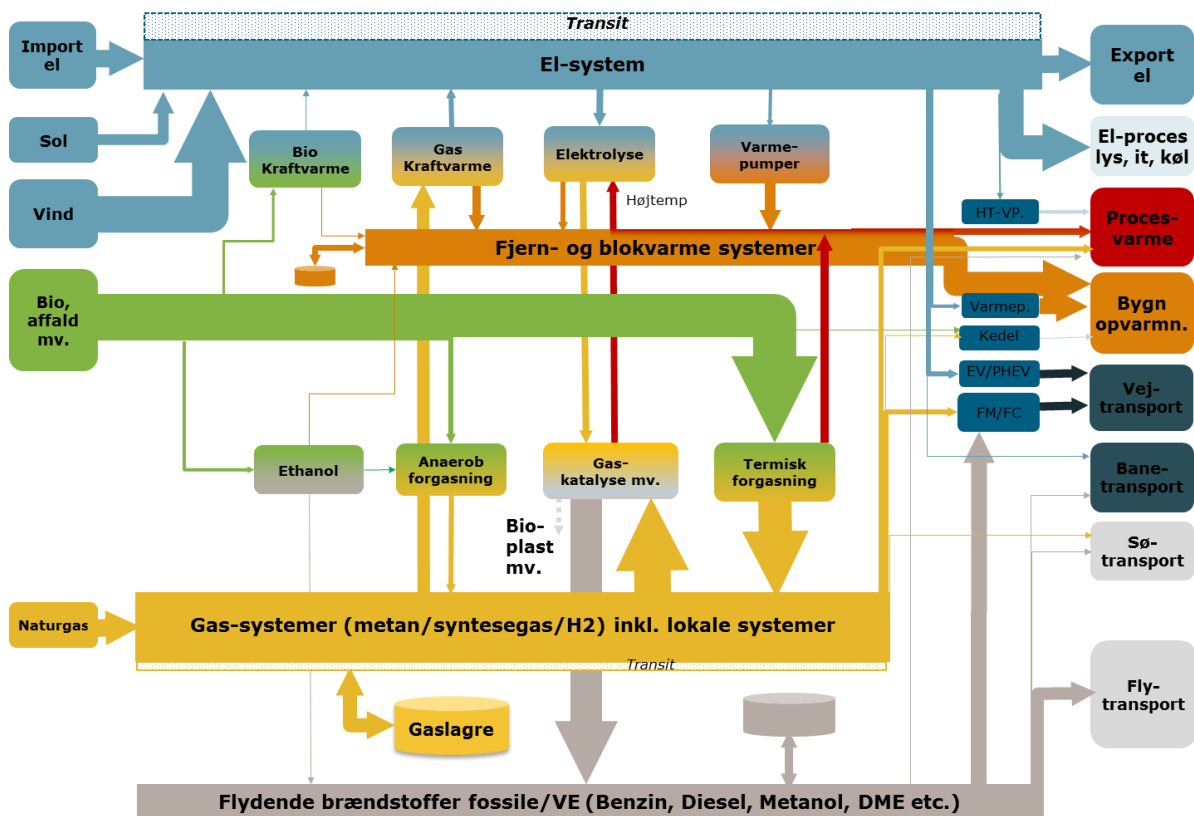
3.13 Scenarie med forløb i 2035 hvor fossil olie er udfaset

For at vurdere systemets robusthed er der gennemført en række variationsstudier med scenarier i 2035.

Der er analyseret et scenarie hvor fossil olie er udfaset af energisystemet i 2035. Dette medfører behov for en stor produktion af biobrændstoffer fra termisk forgasning i samspil med Power2Gas. For at realisere denne omstilling er der behov for primært at allokere biomasse og affald til brændstoffer og i langt mindre grad til varme og el. I dette scenarie er der samtidig en højere andel af landvind og solceller og en højere andel af andel af el- og hybridbiler, dog således at de først indfases i takt med at bliver konkurrencedygtige, jf. data fra Alternative drivmidler til transportsektoren og figur 3.7.

Forbruget af naturgas øges fra ca. 45 til 70 PJ. Men da olien udfases af energisystemet reduceres den samlede samlede CO₂-udledning fra ca. 18 mio ton i 2035 reference scenariet til knap 5 mio ton CO₂.

Energiflow i scenariet fremgår af figur 3.20.



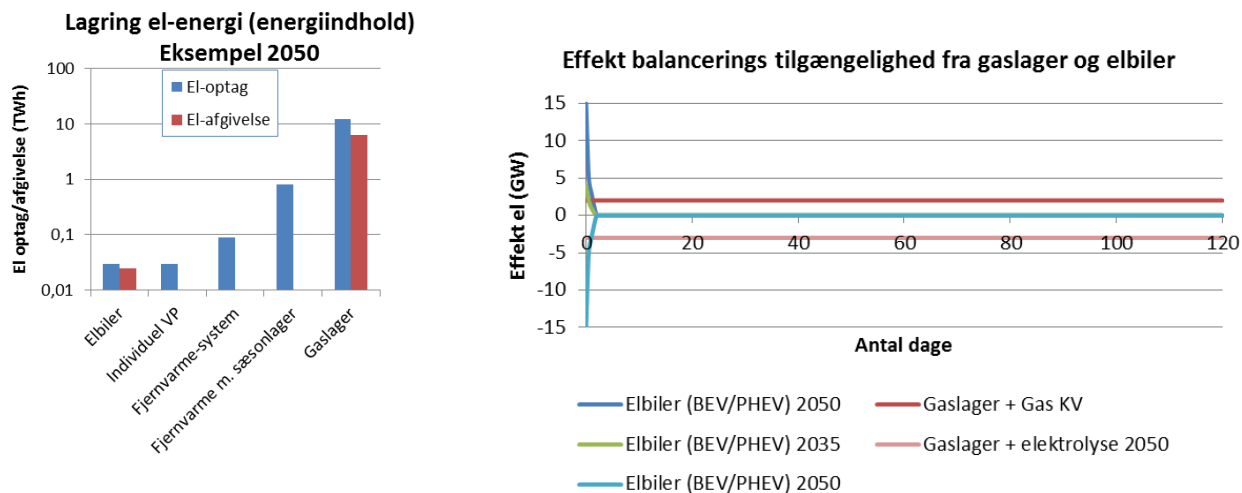
Figur 3.20 Energistrømme for forløb i 2035 hvor fossil olie er udfaset og termisk forgasning og Power2Gas er øget markant.

Det er helt centralt i dette scenarie at biomassen fokuseret allokeres til brændstoffer og at overskudsvarme fra termisk forgasning og katalyse af gassen anvendes som højtemperatur varme.

3.14 Adgang til energilager-kapacitet

Scenarierne for 2035 og 2050 indregner at gaslager og fjernvarmesystem fastholdes. Dertil kommer, at der udbygges med en væsentlig del el- og plugin-hybridbiler. Samlet set indgår derved et relativt stort indirekte energilager.

Karakteristik mellem effekt og energi er meget forskellig i de forskellige implicitte lagre. Oversigt fremgår af figur 3.21.



Figur 3.21 Oversigt over lagerindhold i el (tv) – **bemærk logaritmisk skala**. Th. er vist kapacitet og varighed.

Analyser af 10 års vind/sol-tidsserier viser, at de danske gaslagre indeholder tilstrækkeligt med energi til, at Danmark ud fra et forsyningsikkerhedssynspunkt kan balancere systemet med de danske gaslagre.

Effekt mæssigt vil det kræve, at de 2 GW spidslast kapacitet, antaget i 2050, udbygges til 4-5 GW, og elektrolyse udbygges fra antaget 3 GW til 6-8 GW, hvis Danmark skal balancere sin vindkraft på denne måde. Det vil være en meget dyr måde at håndtere balanceringen, og hensyn til økonomi tilsiger at bruge elmarkedet via udlandsforbindelser til at balancere elsystemet. Jf. endvidere analyse af vindtidsserier i afsnit 5.

3.15 Økonomiske forhold i scenariet frem mod 2035

Energisystemet 2035 og 2050 er analyseret teknisk og økonomisk med Energinet.dk's ADAPT²⁶ model, herunder både konkurrencedygtighed i forhold til fossil reference og grad af robusthed over for eksterne påvirkninger. De årlige omkostninger er beregnet, og omkostninger for de enkelte elementer er beregnet. Generelt vil en så omfattende og langsigtet analyse være behæftet med stor usikkerhed og skal derfor tages med stort forbehold. Under iagttagelse af disse forbehold indikerer beregningen blandt andet følgende for de enkelte kategorier af energitjenester i **2035**:

²⁶ ADAPT er Energinet.dk's energisystem-analyseværktøj, der laver en samlet økonomi- og energibalance for det samlede energisystem og for de enkelte anlægsdele.

- **Produktion af VE-el**

Analysen viser, at elproduktion fra vindkraft i 2035 som helhed er på et omkostningsniveau med fossil elproduktion. Tiltag omkring balancering, regulerkraftydelse og elinfrastruktur er vigtige for at realisere denne konkurrencedygtighed, jf. endvidere afsnit 5 og afsnit 7.

- **Bygnings-opvarmning**

I områder med fjernvarme er elbaserede varmepumper, restvarme fra konverteringsprocesser og solvarme en konkurrencedygtig løsning i forhold til naturgas og oliekedler.

I områder uden for fjernvarme er individuelle varmepumper konkurrencedygtige med oliefyr og ligger på niveau med naturgasfyr.

- **Procesvarme til industri**

For en del lav/middel temperatur procesvarme er varmepumper inklusive varmegenvinding konkurrencedygtige med fossile alternativer. Ved øvrige processer er biomasse (træflis) og naturgas den mest hensigtsmæssige løsning ud fra en samfundsøkonomisk betragtning.

- **Transport**

For let vejtransport er elbiler og plug-in hybridbiler med udgangspunkt i teknologidata fra "Alternative drivmidler" konkurrencedygtigt med fossile løsninger.

For tung transport og søtransport er der relativt begrænsede mængder af bio/affalds-ressourcer som kan blive konkurrencedygtigt med diesel, jf. brændstof omkostningskurve Figur 3.6. Det er derfor væsentligt at affald og biomasse bringes i fokus til brændstofproduktion og ikke anvendes til aktiviteter som kan forsynes af el.

Generelt er det for de fleste energitjenester konkurrencedygtigt med VE-baserede løsninger frem mod 2035. Særligt løsninger der kan gå via el eller varme er konkurrencedygtige. Løsninger, der kræver et brændstof, er sværere at gøre konkurrencedygtige. Meromkostningen for disse sektorer afhænger af om brændstof omkostningseffektivt kan produceres på halm/restbiomasse/affald mv. Disse relativt billige brændsler anvendes i dag til simpel kedel bygningsopvarmning, lavtemperatur procesvarme og bio/affalds kraftvarme. Det vurderes hensigtsmæssigt at frigøre disse ressourcer til brændstofproduktion i stedet.

Se endvidere separat bilag med detaljerede økonomidata på www.energinet.dk/EK2030

3.16 Stabilitet og robusthed

Det er væsentligt, at energisystemet udviser en robusthed over for ændring i omgivende rammebetingelser. Herunder brændsels- og CO₂-priser, tørår/vådår, fluktuerende vind osv.

Der er udarbejdet vurderinger af de opstillede udviklingsforløb for Danmark i 2035 og 2050, set i forhold til en "grøn" og en "blå" omverden, baseret på hovedlinjerne i ENTSO-E vision 1 og vision 4 for 2030, jf. uddybning af udlandsscenerier i afsnit 4.

Analyserne viser at omkostningerne **samlet set** for energisystemet ændres i størrelsesordenen 5 pct. ved ændring mellem de rammebetingelser de tre IEA-scenarier (Current Policy, New Policy og 450 PPM) giver.

Det skyldes blandt andet, at el får en så central rolle og aflaster import af brændsler. Da DK har en årsproduktion af el på samme niveau som forbruget påvirkes nettoresultatet relativt lidt.

Prisen på el i udlandet i timer med høj vindkraft er dog afgørende for denne vurdering. Der arbejdes derfor videre med at vurdere robusthed for udlandets elpriser.

Det er også væsentligt at brændselspris og CO₂ udvikler sig forskelligt i de to yder-scenarier (Current policy og 450 PPM), men summen af omkostninger (brændsel+CO₂) er i mindre grad forskelligt. I det blå scenarie er CO₂-prisen lav, men til gengæld er efterspørgslen efter fossile brændsler relativt høj, hvilket giver en samlet set høj brændselspris.

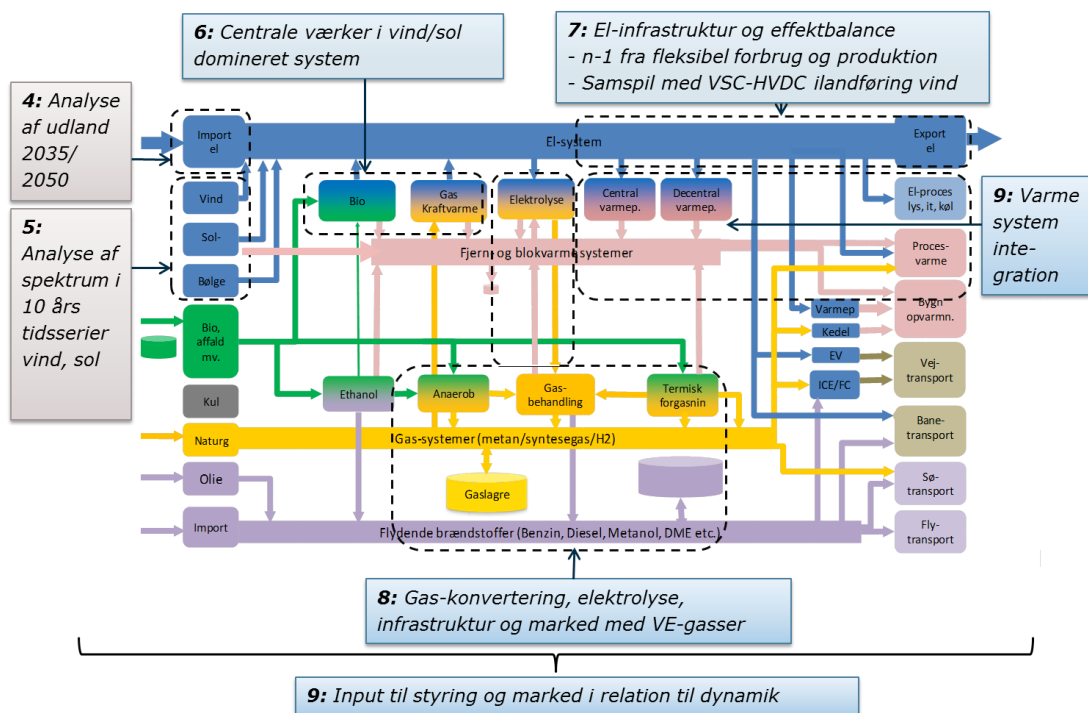
Koncepterne, som er beskrevet i afsnittene 4-9, er centrale for at opnå de robuste egenskaber. Nedenstående er en summarisk beskrivelse af, i hvilket omfang denne robusthed opnås.

Forhold der evalueres i forhold til robusthed	Vurderet robusthed inklusive nye koncepter
Eleffektudfald (sekund-minut) Forsyningssikkerhed ved systemfejl og hændelser i elsystemet	Analyser viser at der løbende er over 1 GW fleksibelt elforbrug i 2035 jf. 7.1. Tiltag for at få adgang til dette omtales i afsnit 9 (styring)
Time/døgn/år vind/sol variation Håndtering af ramper, døgn, uge og årsvariation fra fluktuerende el (vind/sol)	Vind/sol variation i timeblokke/døgn/uger er analyseret. Analyser viser, at timebalancering kan håndteres i normal år, og vurderede ekstreme perioder for 10 år med europæiske tidsserier er undersøgt, jf. endvidere afsnit 4 og afsnit 5. Det er en forudsætning, at der kan etableres gasbaseret spidslast elkapacitet, som gradvist kan udbygges, hvis den nordeuropæiske effektsituation kommer under pres.
Markedsrammebetingelser over år - Ændring i markedspris brændsler - Ændring i markedspris CO ₂ - Ændring i udlands rammebetingelser herunder elpris mv.	Der er analyseret tre scenarier bygget op over Current Policies, New Policies og 450 PPM. Specielt flytter balancen mellem producent og konsument overskud sig, men samlede samfundsøkonomiske omkostninger er relativt robuste. (mindre end 10 pct. variation)
Gennembrud af nye teknologier. Herunder nye brændstoffer til transport (DME, methanol, hydrogen, bioKerosene) og nye typer af storskala elproduktion.	Konceptet med gas/brændstof integration giver en høj fleksibilitet i forhold til nye typer af brændstoffer og nye teknologier i forhold til brændselsceller mv. Jf. uddybning afsnit 8. En høj grad af elektrificering giver en robusthed ved gennembrud af nye typer storskala elproduktion (CCS mv.)

Forhold der evalueres i forhold til robusthed	Vurderet robusthed inklusive nye koncepter
Øgede miljøkrav og eksternaliteter Fokus på bioressource, næringsstoffer, emissioner mv.	Der er fokus på både tilgængelighed af bioressource og mulighed for at håndtere recycling af næringsstoffer fra biomasse og affald. Eksternaliteter er indregnede, og tiltagene vurderes robuste over for markant forøgelse af værdisætning af miljøeksternaliteter (herunder lokale emissioner til luft, støj osv.)
Fokus på kulstofbalance	Kulstofbalance er analyseret, og tiltag ved yderligere reduktion af tilgængeligt kulstof er mulige, jf. uddybning i afsnit 8.

3.17 Fokusområder i den videre analyse af energisystem 2035 og 2050

Der er identificeret en række fokusområder i det samlede energisystem, som i særlig grad vurderes at have potentiale til omkostningseffektivt at øge systemets evne til at indpasse fluktuerende vindkraft. En oversigt over de enkelte indsatsområder fremgår af Figur 3.22.



Figur 3.22 Det samlede energisystem og de enkelte fokusområder i vurdering af koncepter.

4. Udlandsscenarier som rammebetingelser

4.1 Generelt

Dette afsnit beskriver et antal scenarier for udviklingen i landende omkring Danmark. Scenarierne for udlandet danner input til robustheds-analyse af det danske energisystem.

Energisystemerne i de øvrige lande i Europa er forskelligt opbygget og har forskellige ressourcer og teknologier (eks. vandkraft, vind, kernekraft, indenlandsk kul osv.). På grund af forskellene opstår en økonomisk fordel ved at drive systemerne samlet. Dette har historisk været drivkraften i at bygge elektriske samhandelsforbindelser mellem landende, og det er et vigtigt virkemiddel hvis energisystemer skal baseres på 100 pct. VE. Af den grund er det derfor nødvendigt at kende til udviklingen i energisystemerne i de omkringliggende lande, når energisystemet for 2035 og 2050 i Danmark skal beskrives. Hvilke ressourcer kan udnyttes fra de andre lande, hvilke ressourcer er bedst placeret i Danmark, og hvordan påvirkes det danske energisystem af omverdenens beslutninger og hændelser.

Målsætningen om 100 pct. vedvarende energi i 2050 i Danmark er ikke i konflikt med EU's målsætning om 80-95 pct. fossilfri energiforsyning i 2050. En forskel er dog, at EU's målsætning tillader kernekraft og fx kulkraft med CCS²⁷, hvilket den danske målsætning ikke gør. Dette muliggør fx et energisystem, hvor Danmark i overvejende grad forsynes med el fra vind, hvor de fossilfrie termiske anlæg i udlandet kan overtage produktionen, når vinden producerer for lidt.

Ideelt set bør energisystemet i Europa planlægges og udvikles samlet på tværs af grænser for at opnå det mest optimale energisystem. Med optimalt forstået som den rette balance af omkostninger for driften af energisystemet for kontinentet samlet set. I praksis foregår planlægning og udvikling parallelt i de enkelte lande ofte med et nationalt fokus, dog med fælles EU-målsætninger som reduktion af CO₂-udledningen med 40 pct. i 2030. Fælles planlægning og udvikling foregår primært via internationalt samarbejde i ENTSO-E, i forbindelse med fælles projekter (fx EU-projektet e-Highway2050) eller via bilaterale projekter mellem landene.

Generelt gælder det, at udviklingen i omverdenen til 2030 og videre frem til 2050 kan gå i mange retninger, og vi vil formentligt ikke kunne estimere rigtigt på fremtiden i dag. En mindre del af den infrastruktur (kraftværker, gasrør og transmissionsledninger), som vi har i dag, vil naturligvis stadigvæk være til stede i 2030, men i 2050 vil en meget stor del være udskiftet eller fornyet. Dertil kommer mere flygtige parametre som politik, lovgivning, brændselspriser og eventuelt internationale kriser, som vil påvirke fremtiden.

For at fange usikkerheden i prognosen for fremtiden anvendes forskellige scenarier, som viser mulige udviklingsforløb i omverdenen, som kan bruges til at afprøve robustheden af koncepter og mulige løsninger for det danske energisystem i forskellige scenarier for omverdenen.

²⁷ CCS: "Carbon Capture and Storage" er teknologier, hvor CO₂ fra processen opsamles med henblik på deponering i undergrunden.

4.2 Internationalt samarbejde

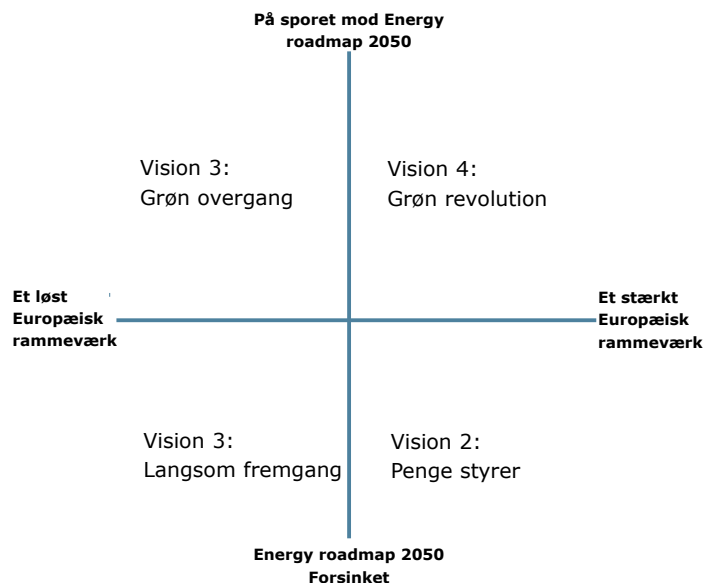
Energinet.dk trækker på viden og erfaringer fra virksomheder og TSO'er i de andre europæiske lande for at få input til beskrivelser af omverdenen for 2030. Konkret foregår det via ENTSO-E i arbejdet med TYNDP (Ten Year Network Development Plan), som beskriver visioner for 2030. For udviklingen på lidt længere sigt foregår samarbejdet via EU-projektet e-Highway2050.

ENTSO-E's visioner

ENTSO-E's visioner for 2030 viser mulige udviklinger i Europa som defineret ud fra to nøgleparametre. Hastighed i grøn omstilling og hvor stærkt Europa samarbejder. Visionerne 2 og 4 er top-down-scenarier hvor planlægningen ses på tværs af landegrænser. Vision 1 og vision 3 er bottom-up-scenarier med en individuel planlægning i hvert enkelt land. De fire visioner er kort beskrevet i tabel 4.2

Da vision 1 og vision 2 ligner hinanden meget, og vision 3 og vision 4 ligner hinanden meget, vil fokus i dette arbejde være på vision 1 og vision 4, der er de eneste to scenarier, som er anvendt i analyserne.

Vision 1 er således det konservative og isolerede scenarie (kaldet "blå"), og vision 4 er det progressive og internationalt rettede scenarie (kaldet "grønt"). Figur 4.3 og figur 4.4 viser kraftværkskapaciteterne i nabolandene i vision 1 og vision 4.

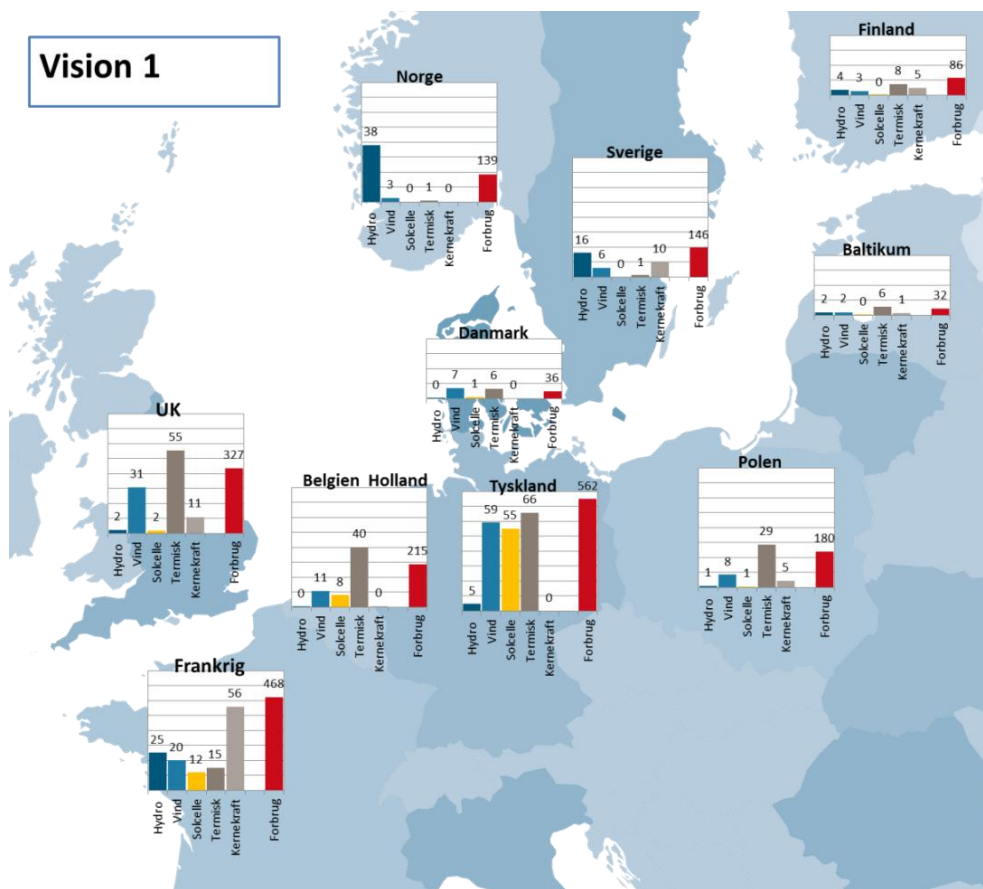


Figur 4.1 De fire ENTSO-E scenarier.

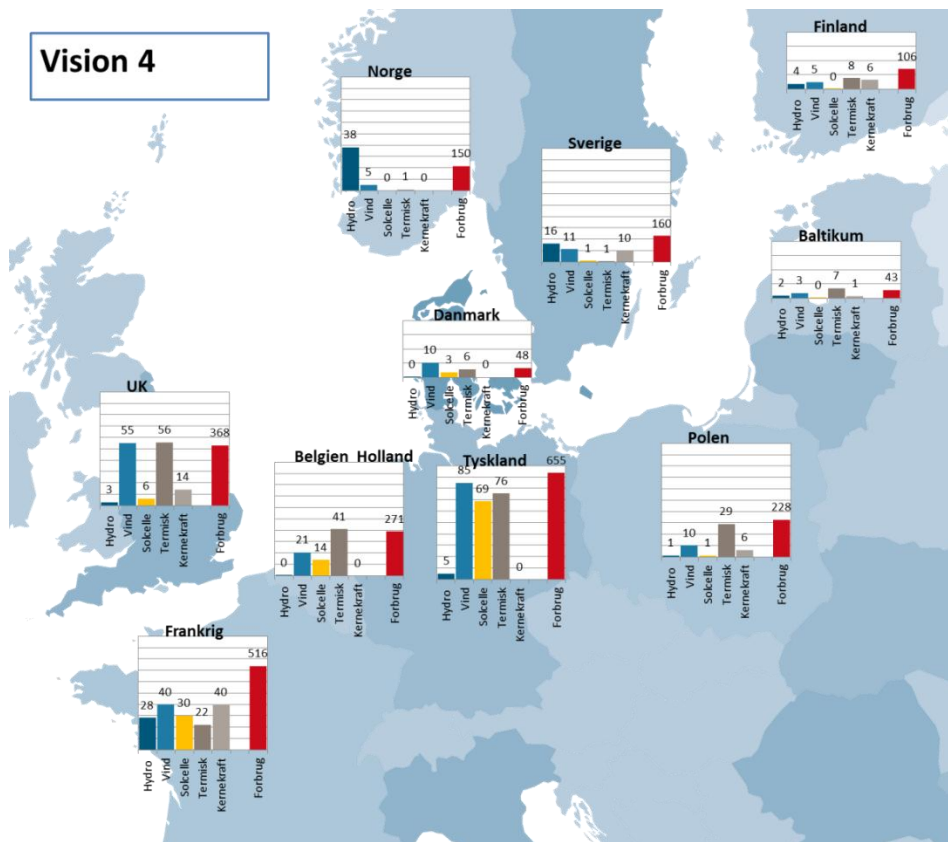
	Vision 1: Langsom fremgang	Vision 2: Penge styrer	Vision 3: Grøn overgang	Vision 4: Grøn revolution
CO ₂ og primære energipriser	Lave CO ₂ -priser Høje primære energipriser	Lave CO ₂ -priser Høje primære energipriser	Høje CO ₂ -priser Lave primære energipriser	Høje CO ₂ -priser Lave primære energipriser
Udvikling i elforbrug	Det laveste forbrug	Højere end vision 1	Højere end vision 2	Højere end vision 3
Prisfølsomt elforbrug	Som i dag	Delvist udnyttet	Delvist udnyttet	Fuldstændigt udnyttet
Elektriske køretøjer	Intet kommercielt gennembrud for elbiler	Elbiler med mulighed for fleksibel opladning	Elbiler med mulighed for fleksibel opladning	Elbiler med mulighed for fleksibel opladning og V2G
Varmepumper	Ikke udnyttet i lige stort omfang i hele Europa.	Ikke udnyttet i lige stort omfang i hele Europa.	Ikke udnyttet i lige stort omfang i hele Europa.	Stor penetration af varmpumper
Kernekraft	Nationale målsætninger	Accepteret i befolkningen	Nationale målsætninger	Accepteret i befolkningen

	Vision 1: Langsom frem- gang	Vision 2: Penge styrer	Vision 3: Grøn overgang	Vision 4: Grøn revolution
CCS (CO ₂ -opsamling og lagring)	Ikke kommercielt	Delvist implementeret	Ikke kommercielt	Fuldt implementeret

Tabel 4.2 Udvalgte parametre som karakteriserer de fire scenarier.



Figur 4.3 Kraftværkskapaciteter (vist i GW) og forbrug (vist i TWh/år) i nabolandene i ENTSO-E, vision 1.



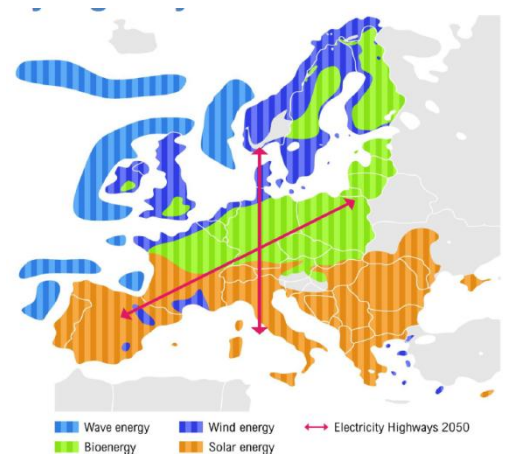
Figur 4.4 Kraftværkskapaciteter (GW) og forbrug (TWh/år) i nabolandene i ENTSO-E, vision 4.

E-Highway2050

E-Highway2050-projektet beskriver en netudviklingsplan for det europæiske transmissionssystem frem til 2050, hvor elsystemet er helt eller næsten helt fri for CO₂-udledning. Projektets præmis er, at det store potentiale for fornybar energi ligger langt fra forbrugscentrene. Fx store offshore vindmølleparker i Nordsøen og store solkraftværker i Nordafrika. Transmissionssystemet skal derfor tilpasses så de forskellige former for fornybar energi kan udnyttes på kryds og på tværs i Europa.

E-Highway2050-projektet beskriver fem scenarier, som hver især beskriver forskellige strategier og forskellige udviklinger i omverdenen i forhold til at nå EU's 2050-målsætning tabel 4.6.

Scenarierne bliver alle kvantificeret ud fra en målsætning om en optimal planlægning uden hensyntagen til nationale grænser og kan dermed sammenlignes i metodik med ENTSO-E's vision 2 og vision 4.



Figur 4.5 Visualisering af vedvarende energi i 2050. Fra e-Highway2050.

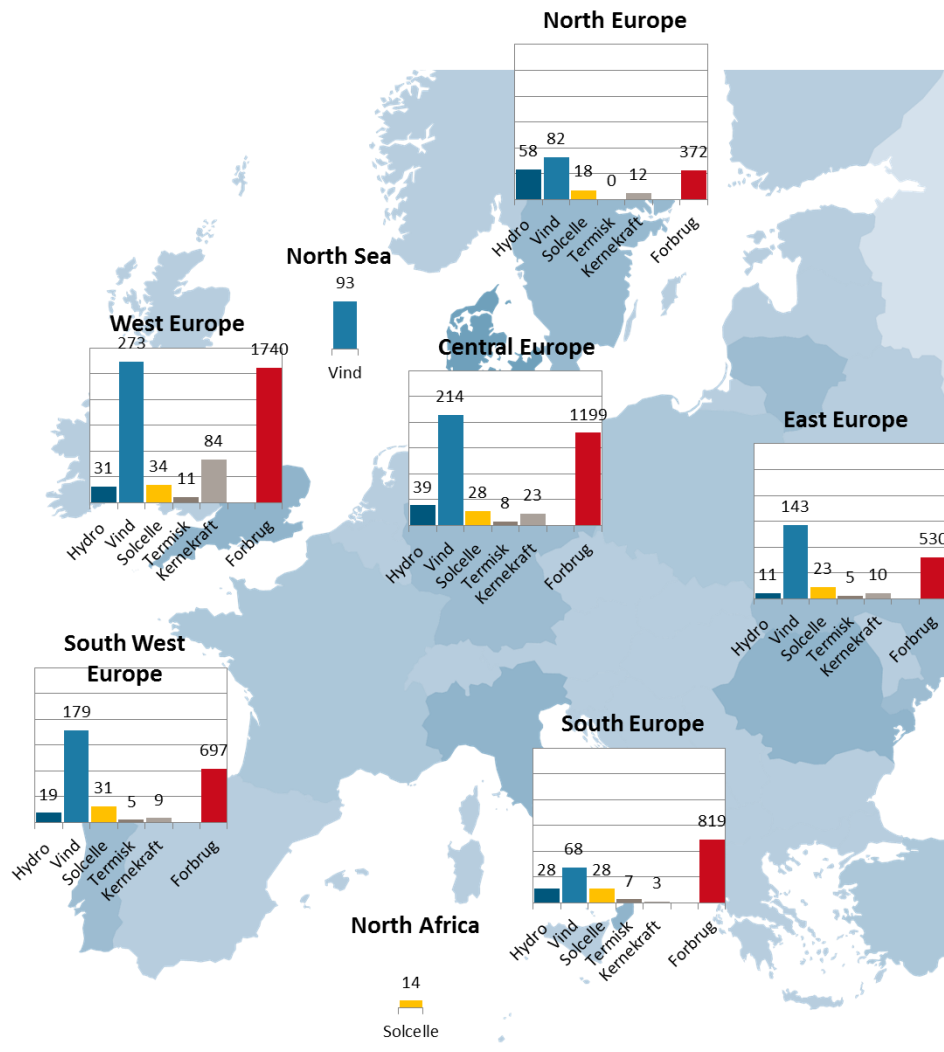
	x-5	x-7	x-10	x-13	x-16
Scenario	Store anlæg og ingen emission	100% fornybar	Stort og marked	Store fossile m. CCS og kernekraft	Småt og lokalt
Parameter					
Andel af centrale fornybare kilder	60%	60%	40%	30%	25%
	Høj	Høj	M/H	L/M	Lav
Andel af decentrale fornybare kilder	15%	40%	20%	5%	60%
	Lav	Høj	M/L	Lav	Høj
Samlet andel af fornybare kilder	75%	100%	60%	35%	85%
Andel af fossile kilder med CCS	0%	0%	15%	30%	0%
	Nej	Nej	Mellem	Høj	Nej
Andel af fossile kilder uden CCS	5%	0%	5%	5%	5%
	Lav	Lav	Lav	Lav	Lav
Samlet andel af fossile kilder	5%	0%	20%	35%	5%
Andel af kernekraft	20%	0%	20%	30%	10%
	Medium	Nej	Medium	Høj	Lav
Anvendelse af centraliseret lager	Høj	Høj	Medium	Lav	Lav
Befolkningstilvækst	Vækst	Vækst	Vækst	Vækst	Uændret
Øgning i bruttonationalprodukt	Medium	medium	Medium	Medium	Lav
Energieffektivisering	Lav	Høj	Medium	Lav	Høj
Sammenlignet med ENTSO-Es Visioner for 2014	Vision 4: Grøn revolution	Vision 3: Grøn overgang	Vision2: Penge styrer	Vision2: Penge styrer	Vision 1: Langsom fremgang

Tabel 4.6 Udvalgte parametre som karakteriserer de fem scenarier i e-Highway2050-projektet. Scenarierne er ikke helt sammenlignelige med ENTSO-E's visioner, da metodikken er anderledes. CCS, Carbon Capture and Storage = CO² opsamling og lagring.

Energisystemet beskrevet i afsnit 3 for 2035 og 2050 er analyseret i forhold til et referencescenarie, et "grønt" omgivelsesscenarie og et "blåt" omgivelsesscenarie. Scenarierne er i muligt omfang relateret til ENTSO-E-visionerne og IEA-brændselspriserne på følgende vis:

	Brændsels- og CO ₂ -priser	ENTSO-E-relation
Grønt scenarie	IEA WEO 450 PPM	Vision 4
Blåt scenarie	IEA WEO Current policy	Vision 1

Tabel 4.7 Scenarie valgt som grundlag for analyse af energisystem 2035 og 2050. ENTSO-E-scenarier er fortsat i udvikling, og det har derfor ikke været muligt at implementere en eksakt parametrisering i forhold til ENTSO-E-scenarierne 1 og 4.



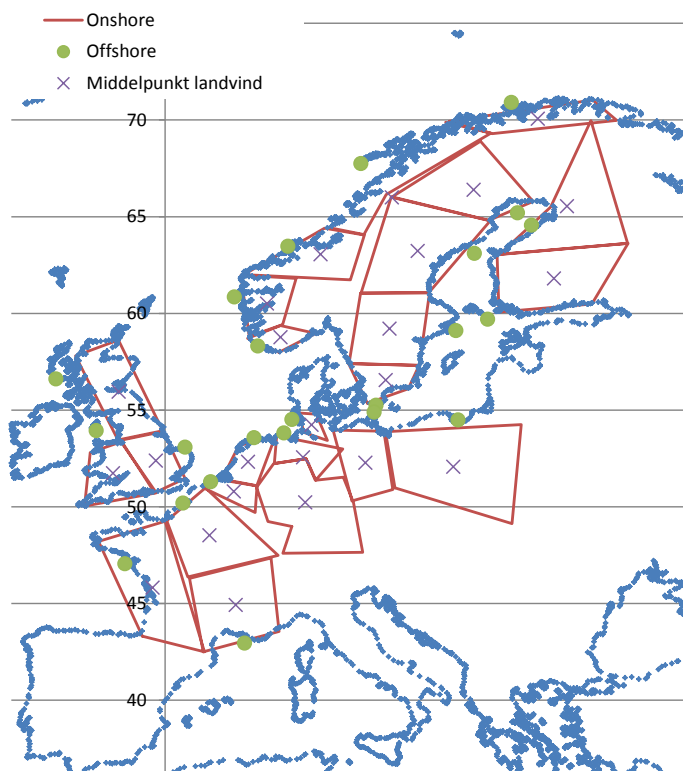
Figur 4.8 E-Highway2050-scenario X-5 på makro-niveau (Large scale RES and no emissions). Makro-kvantificeringen er en del af kvantificeringen uden hensyn til nationale grænser. Der pågår en mere detaljeret kvantificering af scenarierne. Danmark er en del af Centraleuropa. Produktionskapacitet er angivet i GW, og forbrug er angivet i TWh/år.

4.3 Vind og sol i et lidt større perspektiv

Ses der på produktionen af el fra vindmøller i Danmark, er det velkendt, at der er perioder, hvor vinden producerer meget lidt. I perioder med lidt vind må elforbruget dækkes af import eller andre former for produktion.

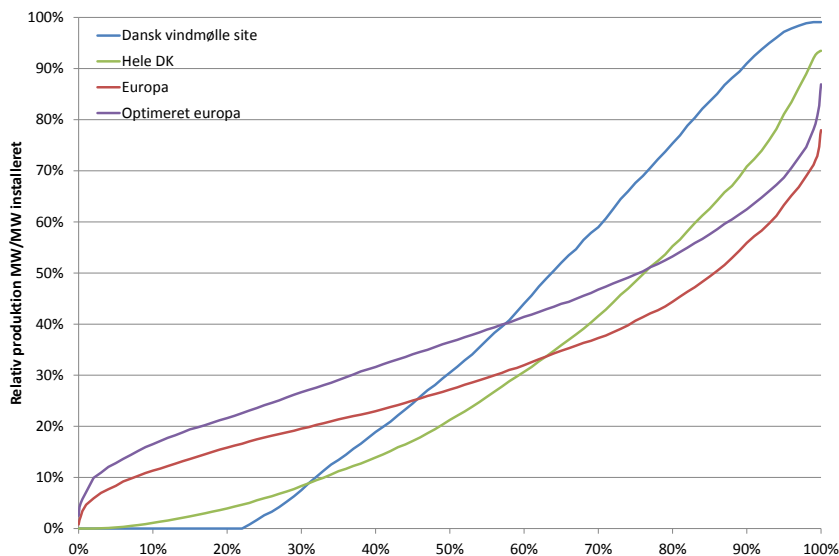
Som det ses af ENTSO-E's visioner og e-Highway2050-scenarier (Figur 4.3, Figur 4.4 og Figur 4.8), så forventes der en markant udbygning med vind og sol i hele Europa. Det er nærliggende at forvente, at jo større geografiske områder, vind og sol er fordelt over, desto mere jævn er produktionen fra vind og sol i gennemsnit. Med andre ord, vil et stærkt forbundet system med vind og sol spredt over et stort geografisk område betyde, at der skal mindre reservekapacitet til at dække forbruget, når vinden ikke blæser, og solen ikke skinner.

Udglatningen af sol og vind er analyseret med sammenhængende tidsserier for vind og sol for et område, som dækker fra Finnmark i Nordnorge til det sydlige og vestlige Frankrig (Figur 4.9). Præmissen i analysen er i første omgang en ligelig fordeling af vindproduktion i hvert område og i anden omgang en optimeret placering af vindmøller for at opnå størst mulig minimumproduktion.



Figur 4.9 Vindområder som er undersøgt i forhold til udglatning af vind- og solproduktion.

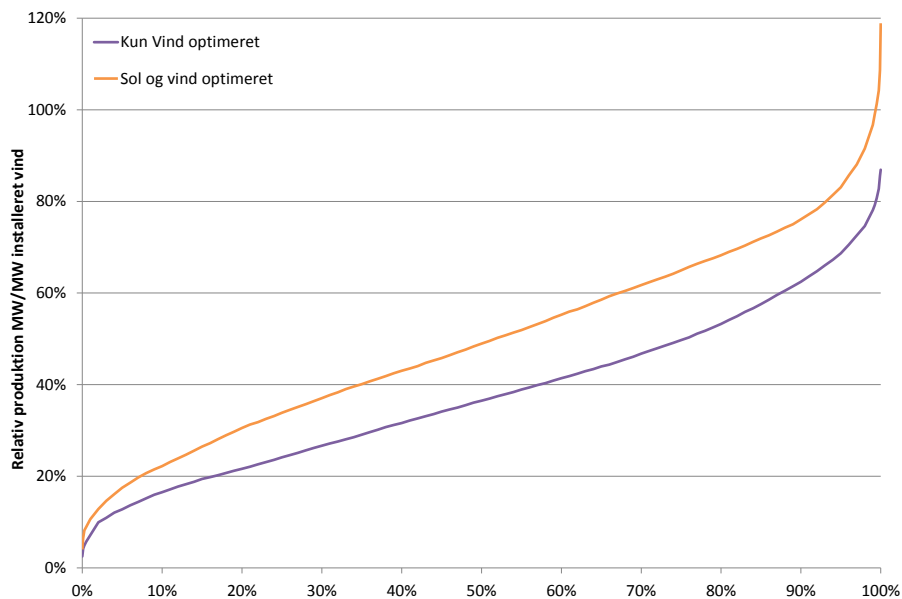
Resultatet af analysen er, at der sker udglatning af elproduktionen fra vindmøller, når et større område forbindes til og fra Danmark. Det er ikke så afgørende, om der forbindes mod nord, syd, øst eller vest. Det afgørende i forhold til udglatning er afstanden og gode vindforhold.



Figur 4.10 Varighedskurve for produktionen fra vindmøller på henholdsvis et enkelt godt site i Danmark, Danmark samlet set, Vindmøller jævnt fordelt over hele Europa og en placering der giver størst mulig produktion i bunden af kurven ved 2 pct. For større områder øges minimumsproduktionen, maksimumsproduktionen reduceres, og produktionen bliver mere jævn over tiden.

Et andet resultat er, at selv om der i analysen ses på vindmøller, der er placeret over et 3.000 km langt bælte, er der stadigvæk perioder stort set uden vind. Det bedste resultat, som er opnået med en optimeret placering af vindmøller, er en produktion på mindst 10 pct. af den installerede kapacitet i 98 pct. af tiden. De sidste 2 pct. af tiden er der mindre end 10 pct. produktion i gennemsnit. Det tilsvarende resultat for danske vindmøller er, at de producerer 10 pct. eller mere af deres maksimale kapacitet i 68 pct. af tiden. Isoleret set har Danmark derfor brug for backup i længere tid end et større sammenkoblet område med vind.

Solceller har en anden produktionsprofil end vindmøller, og de vil kunne supplere produktionen af strøm, når vinden ikke blæser. I Figur 4.11 er produktionen fra vindmøller suppleret med solceller placeret i de samme områder som vindmøllerne. Fordelingen af solceller er optimeret i forhold til at maksimere minimumproduktionen for vind og sol samlet set, og der er lige så mange MW solceller installeret som vindmøller. Resultatet er, at solcellerne hæver minimumværdien for produktion en anelse. 98 pct. af tiden leverer sol og vind tilsammen det, der svarer til minimum 13 pct. af den installerede vindmøllekapacitet. Bidraget til produktionen i bunden af varighedskurven er dermed mindre pr. MW sol end tilsvarende for vind.



Figur 4.11 Varighedskurve for produktionen fra vindmøller som er optimalt placeret i Europa og effekten af solcelleproduktion. Der er relativt installeret lige så meget sol i MW som vind. Solen giver et boost til vindmølleproduktionen, men hæver ikke minimumværdien meget. 2 pct. af minimumværdien er på ca. 13 pct. (målt i forhold til installeret vind) i forhold til scenariet med ren vind. I begge tilfælde er fordelingen af MW vind og sol optimeret for maksimal minimumsproduktion.

4.4 Over- eller underskud af effekt i omkringliggende områder

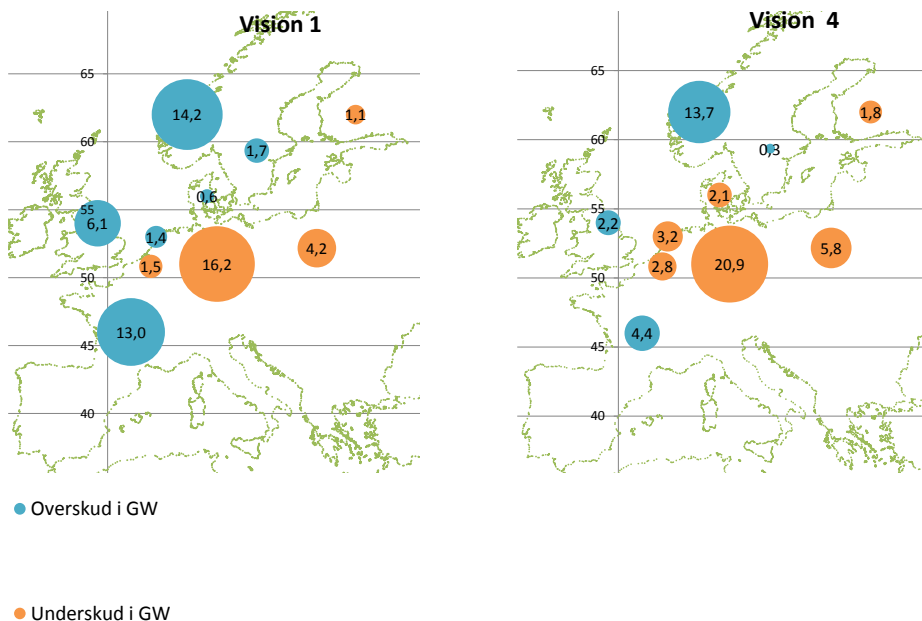
Fordelingen af vind og sol over et stort område er som vist ikke alene nok til at sikre tilstrækkelig elproduktion i alle timer. Det er nødvendigt med ellager, fleksibelt forbrug eller yderligere produktion i form af vandkraft, kernekraft eller termisk produktion. For Danmarks vedkommende, hvor vandkraft og kernekraft ikke er aktuelt, er det relevant, hvor meget produktionskapacitet der er tilgængelig i andre lande, og som vil kunne importeres, når den indenlandske produktion ikke slår til, således at behovet for reservekraft reduceres.

ENTSO-E's visioner anvendes til at vurdere effektbalancen i de omkringliggende lande i 2030. Det antages her, at det maksimale forbrug er samtidigt med 2 procentfraktilen af vind/sol, svarende til at vind leverer ca. 10 pct., og sol leverer 3 pct. Dette giver en grov indikering om, der er tilgængelig effekt (MW) bag udvekslingsforbindelserne.

Anvendes dette princip på ENTSO-E's vision 1 for 2030 viser det et stort effektoverskud (Figur 4.12) i **Norge, UK og Frankrig** samt et **underskud i Tyskland og Polen**. Samlet er der et overskud på 15 GW i systemet, når 2 pct. minimumværdien medregnes. Det burde dermed i vision 1 være muligt for Danmark at importere strøm, når effektbalancen er kneben på grund af manglende vind, men ikke nødvendigvis via Tyskland.

I ENTSO-E's vision 4 for 2030 er der flere lande med underskud, og overskuddet er reduceret i forhold til vision 1 (Figur 4.12). Samlet set er effektunderskud i hele området opgjort med denne metode. Det skyldes, at forbruget (også spidslastforbruget) i vision 4 generelt er højere end i vision 1, uden at den konventionelle pro-

duktionskapacitet er øget tilsvarende. I vision 4 vil Danmark ikke kunne dække manglende produktion med import fra Tyskland, men vil sandsynligvis kunne importere fra Norge.



Figur 4.12 Effektbalance med baggrund i ENTSO-E vision 1 og vision 4 data og en antagelse om, at sol og vind kun yder minimumværdien ved 2 procentfraktilen.

Scenarierne fra e-Highway 2050 er endnu ikke udviklet nok til, at en tilsvarende analyse kan udføres for 2050. Foreløbigt danner der sig dog et billede af underskud af traditionel kapacitet, og spidslastforbrug vil skulle dækkes af forbrug, som kan afkobles.

4.5 Udlandsforbindelser som effektreserve

Værdien af transmissionsforbindelser vurderes primært ud fra værdien af handelsnyttens. Muligheden for at udnytte effektreserver og udglatning af vind og sol som en del af nytteværdien kan tillægges en værdi, der dog skal ses i forhold til type af område der forbindes til. Forbindelser til områder med effektoverskud vil potentielt kunne spare effektreserver i Danmark og forbindelser over store afstande til andre områder med store mængder vindmøller vil ligeledes have en udglattende effekt på vindkraftproduktionen, hvilket også kan reducere behovet for effektreserve samt udnytte produktionen fra vindkraften bedst muligt.

Som eksempel kan nævnes omkostningen til effektreserve, som vurderes at koste ca. 0,3 mio. kr./år/MW for gasturbiner. For 700 MW udlandsforbindelse til et område med effektoverskud kan dette alene give en gevinst på yderligere 210 mio. kr./år ud over handelsnyttens værdien alene.

Forbindelse	Fra og til	Eksport/ Import kapacitet	Status	Styrker Effektbalance
Skagerrak 4	DK1-Norge	700 MW	Under opførsel	++
COBRACable	DK1-Holland	700 MW	Planlagt	+ I vision 1
Jylland-Tyskland	DK1-Tyskland	Øget til 2500 MW	Planlagt	0
Kriegers Flak	DK2-Tyskland	1000 MW	Mulig	0
UK	DK1-England	700 MW	Mulig	++
Polen	DK2-Polen	700 MW	Mulig	0
Udskiftning af SK1-2	DK1-Norge	Højere end i dag	Mulig	++
Udskiftning af Konti-Skan	DK1-SE	Højere end i dag	Mulig	++

Tabel 4.13 Vurdering af om de enkelte udlandsforbindelser styrker muligheden for at importere effekt, jf. analyse af udlandsscenerier og vindtidsserier.

5. Vind/sol variation i Danmark og i Nordeuropa

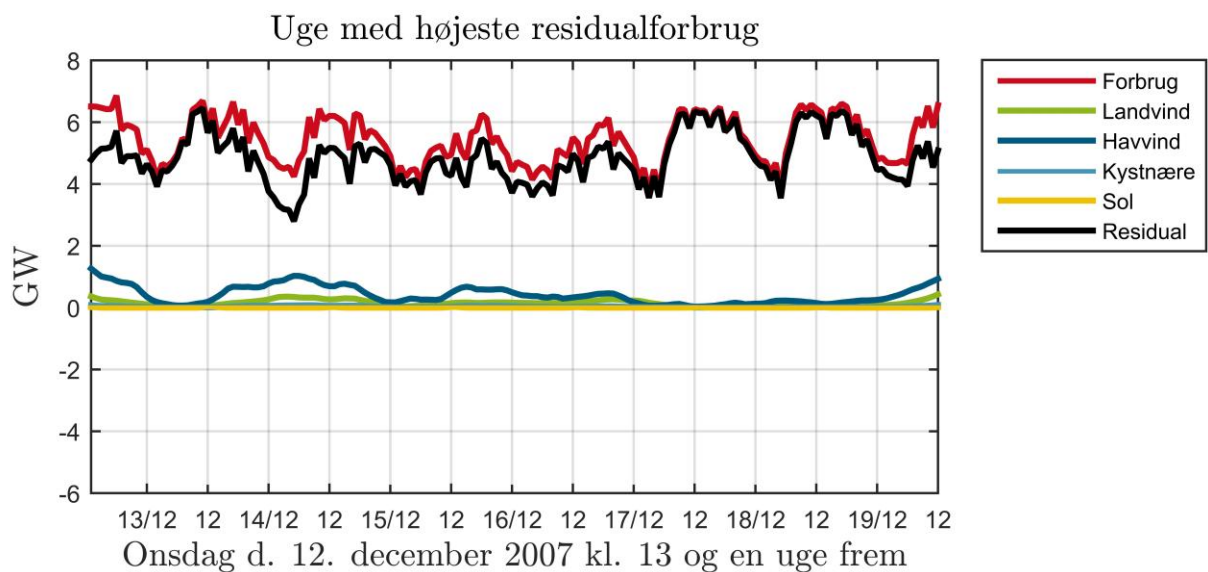
I afsnit 4.3 er effektværdien af vind og sol analyseret ved hjælp af simple varighedskurver. Dette giver indtryk af, at der er brug for en form for backup for vinden i form af produktion, lager eller fleksibelt forbrug, men det giver ikke indikation for, hvordan det spiller sammen med forbruget eller varigheden af sammenhængende timer med meget lidt vind og sol. Derfor er ekstremerne i residualforbruget i det danske elsystem i 2035 analyseret sammen med mulige løsninger som fleksibelt forbrug, Vehicle-to-grid (V2G)²⁸ og udlandsforbindelser.

5.1 Residualforbruget i Danmark

Residualforbruget er det forbrug, der er tilbage, og skal dækkes efter produktion fra fluktuerende energikilder som vind, sol og eventuelt bølgekraft. Bølgekraft indgår i 2035 med 300 MW og med 1,1 GW i 2050. Der er dog set bort fra bølgekraftbidrag i denne analyse.

$$\text{Residualforbrug} = \text{Forbrug} - \text{Vind} - \text{Sol} (-\text{Bølge})$$

Tilgangen er at bruge 10 års historiske målinger af vind og sol i timeopløsning som grundlag²⁹. Sammenholdt med forventede installeret effekt og power curves i 2035 beregnes produktionen fra sol og vind i en periode på 10 år. Forbruget er et resultat af scenarieberegninger for 2035, jf. afsnit 3. Det er altså et 2035-scenarie testet på 10 forskellige årstidsserier for vind og sol.



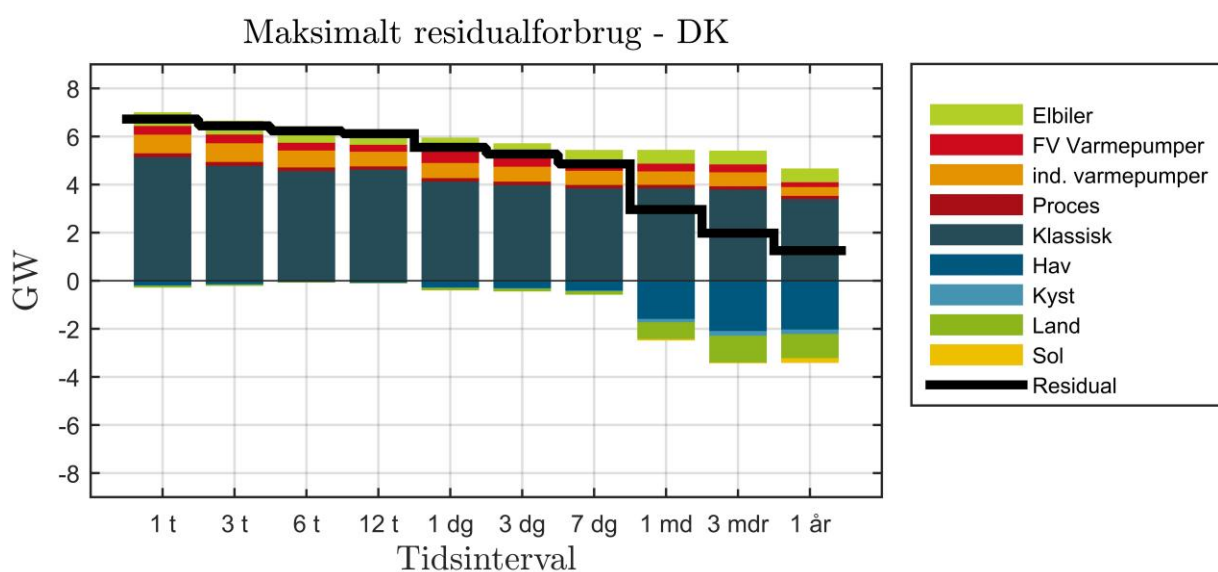
Figur 5.1 Vind/sol-tidsserier (10 år) anvendt til beregning af "Worst case" uge med højeste residualforbrug. Ugen er i december, hvor forbruget er højt, og hvor hverken solen skinner, eller vinden blæser.

²⁸ I fremtidens energisystem med varierende elpriser kan man måske ikke kun oplade sin elbil, når elprisen er lav, men også sælge energien tilbage til elnettet når elprisen er høj og derved tjene penge. Deraf Vehicle-to-grid.

²⁹ Pan European Climate database.

I figur 5.1 er vist den uge med det største gennemsnitlige residualforbrug i en periode på 10 år. Det ses, at der stort set ingen vind og sol er samtidigt med, at forbruget er højt. Det gennemsnitlige forbrug for denne uge er vist i Figur 5.2 sammen med det maksimale gennemsnitlige residualforbrug i andre periodelængder i løbet af 10-års perioden. Residualforbruget er opdelt i klassisk forbrug og forskellige typer af fleksibelt forbrug, nemlig procesvarme til industrielle formål (Proces), individuelle varmepumper, fjernvarme-varmepumper og elbiler.

I figur 5.2 er vist maksimalt residualforbrug i forskellige perioderlængder, det vil sige, den periode med højest residualforbrug inden for 1, 3, 6, 12 osv. timer i de 10 analyserede vind/sol år.

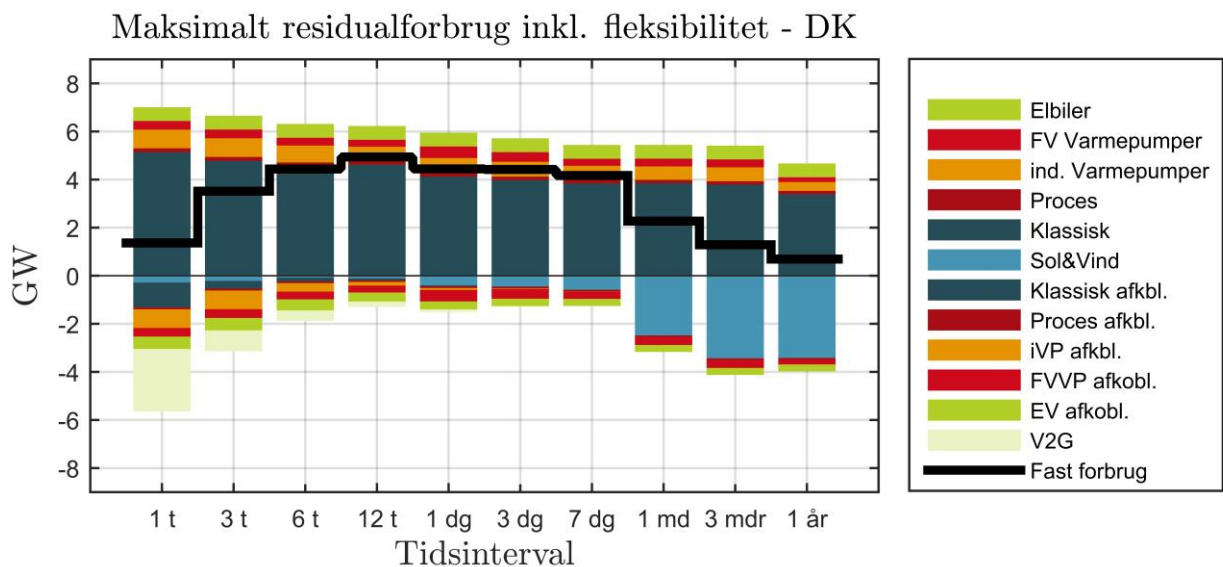


Figur 5.2 Beregning af maksimalt residualforbrug i sammenhængende perioder med forskellig længde. Forbrug regnes positivt og produktion regnes negativt. Forbruget er opdelt i elbiler, fjernvarme varmepumper, individuelle varmepumper, el til industriel procesvarme og klassisk forbrug (lys, it, ventilation, køling mv.)

Den time med det højeste residualforbrug i 2035 baseret på en 10 års statistik er altså på 6,72 GW, hvoraf 5,14 GW er klassisk forbrug, mens det højeste gennemsnitlige residualforbrug i løbet af en sammenhængende måned er ca. 2,96 GW, hvor det klassiske forbrug er ca. 3,84 GW. Men alt fleksibelt forbrug kan ikke nødvendigvis afkobles eller flyttes i alle periodelængder. Mange typer fleksibelt forbrug som fx elbiler kan flyttes nogle få timer, men ikke flere døgn. Andre typer som fx procesvarme har typisk alternativer til el og regnes i denne analyse som fuldt fleksible.

Figur 5.3 viser samme residualforbrug som Figur 5.2, men nu det fleksible forbrug, som altså kan afkobles. Her er antaget 700.000 elbiler, hvoraf halvdelen er rene elbiler (BEV) og halvdelen plugin-hybridbiler (PHEV). De har altså en alternativ energikilde og kan derfor afkobles helt. Desuden er det antaget, at elbilerne kan aflade tilbage til elnettet og dermed sælge strøm når elprisen er høj. Det betegnes Vehicle-to-Grid eller V2G. Enkelte producenter er i dag på markedet med denne teknologi, og det antages at være standard i år 2035.

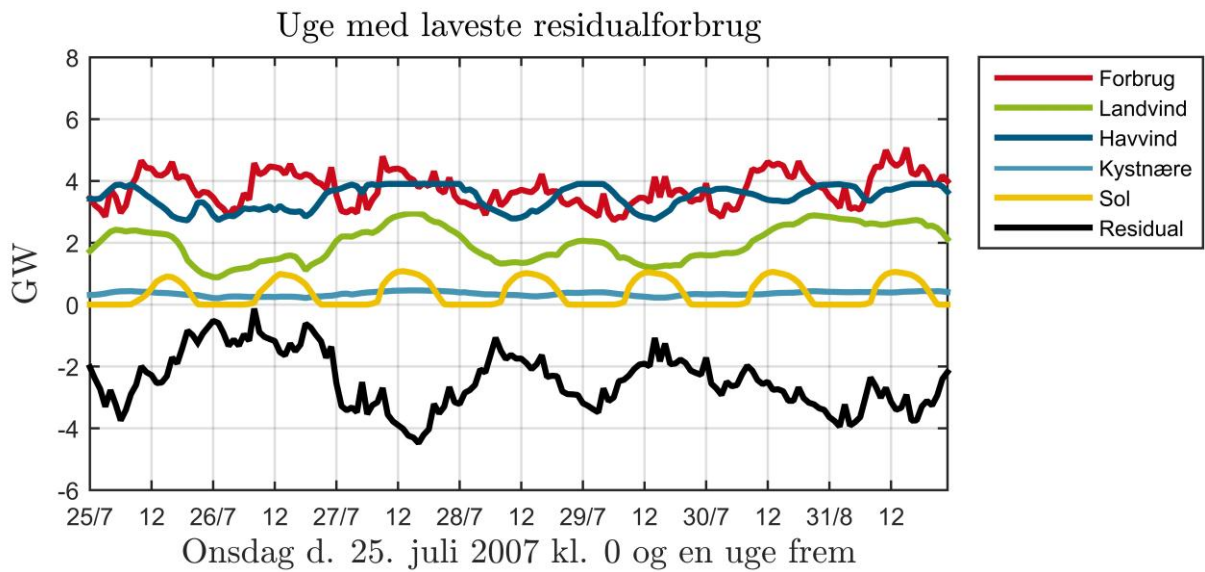
Det ses, at meget forbrug kan afkobles i 1-3 timer, men i perioder over 6 timer er fleksibiliteten ikke så stor. Det medfører, at den egentlige udfordring ikke er enkelte timer, men nærmere perioder på omkring 12 timer, hvor det faste, uflyttelige forbrug er højest i gennemsnit. Det faste forbrug i den sammenhængende uge er næsten lige så højt i gennemsnit som for perioden på en dag.



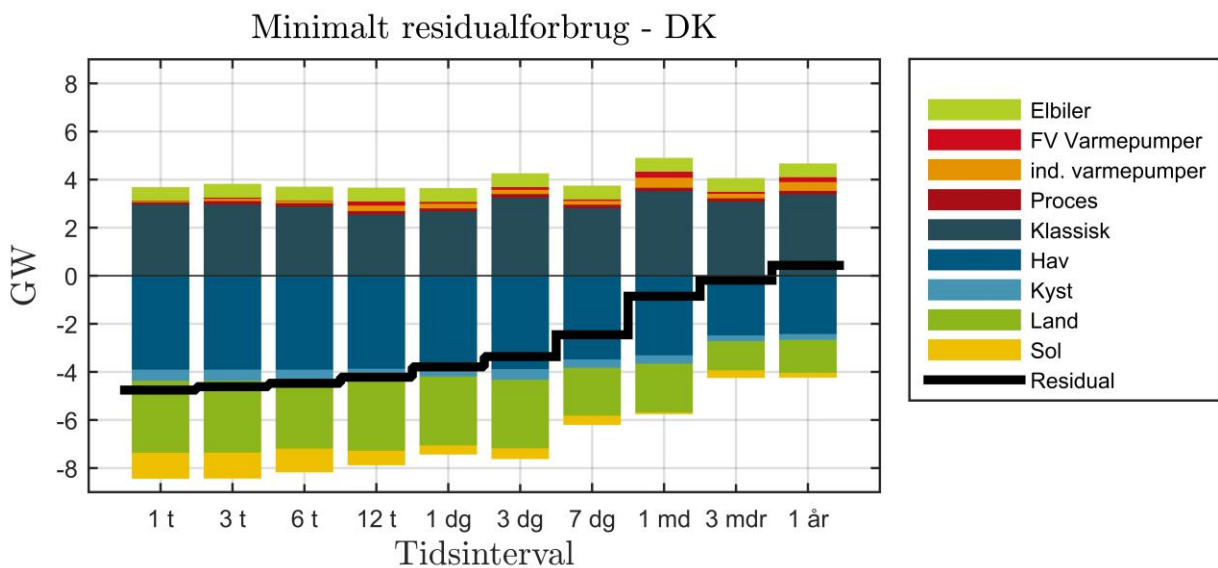
Figur 5.3 Maksimalt residualforbrug som i Figur 5.2 men nu inkl. fleksibelt forbrug. Den fleksible del af de forskellige typer forbrug som altså kan afkobles, regnes negativt. Det resulterer i et peak i det faste forbrug omkring periodelængden 12 timer. Rigtig meget forbrug kan afkobles i enkelte timer, så det højeste gennemsnitlige, faste, uflyttelige forbrug sker i perioder af 12 timer, hvor elbiler og varmepumper ikke kan bidrage så meget.

Hvis de fleksible komponenter af forbruget kan afkobles, som det er antaget, er det ikke længere det maksimale samlede residualforbrug, der er interessant, men nærmere det maksimale **faste** forbrug. Det ses, at det faste forbrug er højere end i figuren til venstre for perioder på op til 5-10 timer, men for længere perioder ligner de meget hinanden. Det er især V2G, der gør forskellen. Der vil altså være tilfælde, hvor elbilernes batterier ikke kan aflades mere, og det vil forårsage det højeste faste forbrug i korte perioder.

Til sammenligning er i Figur 5.4 vist den uge med det laveste residualforbrug i gennemsnit, med andre ord – den største overproduktion. Til forskel fra Figur 5.1 er dette en uge om sommeren, hvor der er høj sol, og forbruget er lavt. Figur 5.5 viser det **laveste** gennemsnitlige residualforbrug for perioder af forskellig længde. Disse perioder er næsten alle sammen midt på sommeren. Der kan altså forekomme sammenhængende perioder på dage, hvor der vil være en gennemsnitlig overproduktion på 3-4 GW. Hvis ikke det kan lagres eller eksporteres, er det spildt.



Figur 5.4 Uge med laveste residualforbrug, altså højeste overproduktion. I modsætning til Figur 5.1 er dette en sommeruge med høj sol, masser af vind og lavt forbrug.



Figur 5.5 Mindste residualforbrug i perioder af forskellig længde. Residualforbruget er her negativt i de fleste perioder, hvilket svarer til en overproduktion af el. Det ses, at der kan forekomme perioder på flere måneder, hvor produktionen fra sol og vind i gennemsnit er større end forbruget.

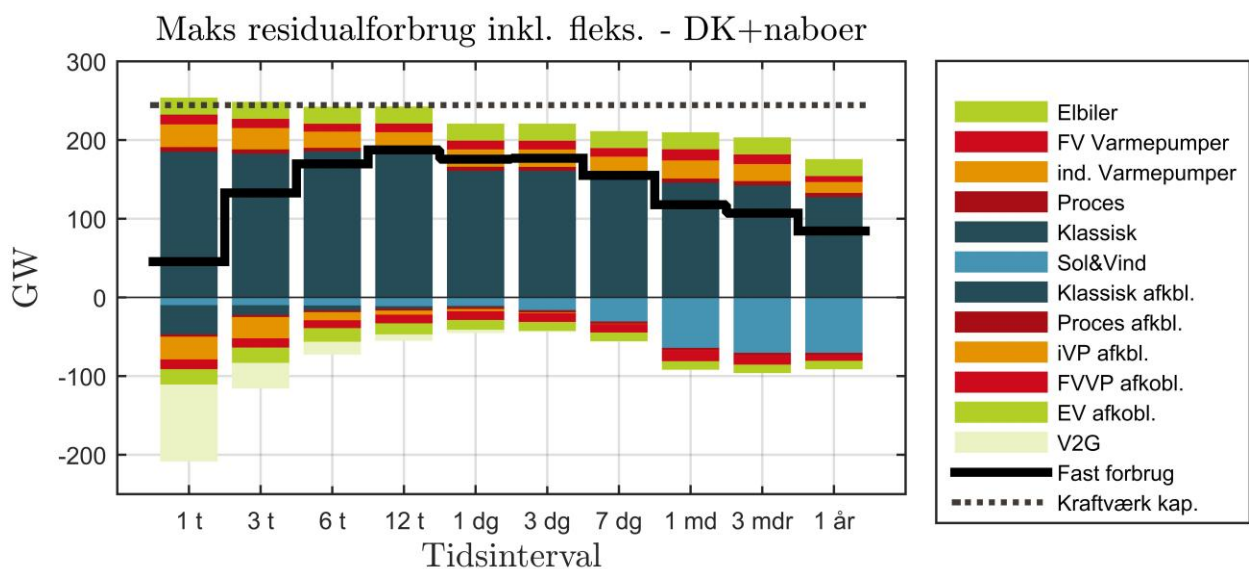
5.2 Residualforbruget i Danmark og nabolande

Danmarks handler allerede meget el med nabolandene og der kan blive behov for mere efterhånden som mere vindenergi implementeres. Men har nabolandene overskud at sælge til, når Danmark mangler, eller er de i samme situation?

Figur 5.7 viser det samme som Figur 5.3, men for Danmark og nabolandene England, Holland, Tyskland, Norge og Sverige samlet. Analysen er baseret på ENTSO-E

scenarierne, beskrevet i afsnit 4. Derudover er indtegnet landenes samlede kraftværkskapacitet ekskl. Danmarks. Kraftværkskapacitet, vind- og solkapacitet samt forbrug er baseret på ENTSO-E's vision 4, og der er brugt 10 års historiske tidsserier for sol og vind ligesom for Danmark. Desuden er de samme antagelser for fleksibilitet gjort for nabolandene som for Danmark.

Det ses, at det maksimale forbrug faktisk overstiger kraftværkskapaciteten i den enkelte time med det højeste residualforbrug. Men det maksimale residualforbrug ligger et godt stykke under kraftværkskapaciteten. Der ser således ikke ud til at være problemer, men der skal tages forbehold for begrænsninger på forbindelserne mellem landene samt behov for reservekapacitet.



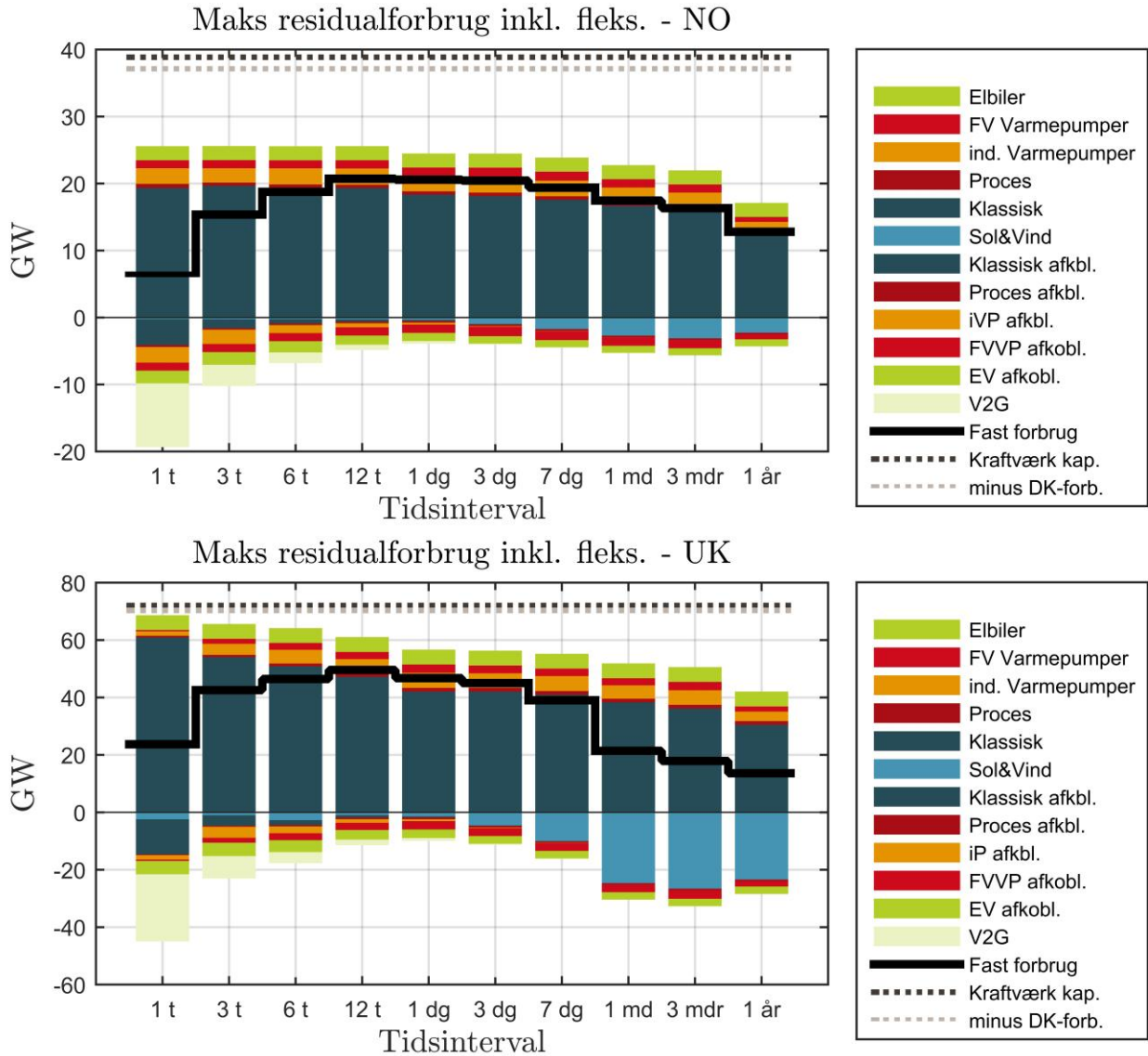
Figur 5.6 Maksimalt fast forbrug over forskellige tidsintervaller for DK og nabolande (NO, SE, DE, NL, UK) i 2035. I de to korteste perioder på hhv. 1 og 3 timer med det højeste residualforbrug overskrider det samlede forbrug lige netop kraftværkskapaciteten (hhv. ca. 4 og 10 GW), men det faste forbrug ligger et godt stykke under kraftværkskapaciteten.

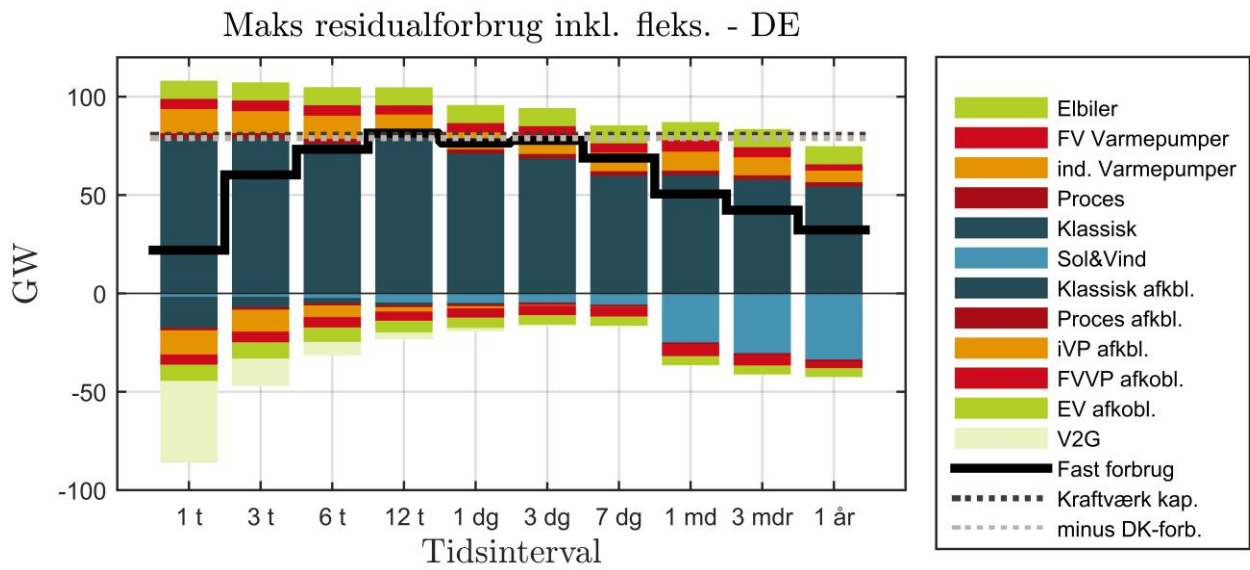
For at vurdere om nabolandene hver især har kapacitetsoverskud, udføres analysen med at finde det maksimale residualforbrug i perioder af forskellig længde for landene hver især. Resultatet for Norge, Tyskland og England er vist i Figur 5.7. Norge har rigelig kapacitet til at forsyne sig selv og Danmark, selv ved deres højeste residualforbrug. England har et lille overskud i det værste time og med fleksibelt forbrug og V2G³⁰ er der et stort overskud. Tyskland har til gengæld i gennemsnit underskud i perioder op til tre måneder. Selv på det faste forbrug alene er der underskud i perioden på 12 timer. Danmark skal altså ikke regne med altid at kunne importere el fra Tyskland ifølge dette scenarie.

Holland har desuden et lille overskud, men Sverige ligger lige på grænsen.

³⁰ V2G (Vehicle-to-grid) er teknologi med effektlevering fra elbil til net.

Der er endvidere lavet analyser af specifikke landes effektbalance i perioder, hvor Danmark har det største residualforbrug. Mere detaljerede analyser af effekt-situationerne i de enkelte nabolande og varighedskurver for de forskellige tidsintervaller fremgår af appendix "Analyse af vindtidsserier og ekstremer i residualforbruget".





Figur 5.7 Viser perioder med det maksimale residualforbrug for tre nabolande til Danmark, nemlig Norge, England og Tyskland ligesom i Figur 5.6. Det ses, at Norge har et stort kapacitetsoverskud, selv når residualforbruget er højest. England tangerer sin kraftværkskapacitet i enkelte sammenhængende timer, når residualforbruget er højest, men med fleksibelt forbrug og V2G er der kapacitet nok. Tyskland derimod har ikke kraftværkskapacitet nok til at dække det residualforbruget i perioder op til 3 dage. Selv det faste forbrug overskrider kraftværkskapaciteten i perioden på 12.

6. Kraftværkskapacitet til forsyningsikkerhed

Dette afsnit beskriver en overordnet vurdering af de centrale kraftværker med henblik på en vurdering af kraftværkssituationen i 2035.

De store centrale kraftværker har historisk set været grundlaget for elproduktionen i Danmark. De har været leverandører af stabil el- og varmeproduktion med høj virkningsgrad fra et billigt brændsel (kul i de fleste tilfælde). Så længe værkerne er tilgængelige, vil de kunne levere el- og systemydelser, også når vinden ikke blæser.

De centrale kraftværker presses af en øget udbygning med sol- og vindbaseret elproduktion. Elprisen bliver lavere, og værkerne får som følge heraf mindre produktion og mindre fortjeneste. Varmen bliver i højere grad det primære produkt, og de værker, som ikke har varme som ydelse, lukkes eller nedlukkes med mulighed for senere at blive taget i drift igen (mølposelægges).

De centrale kulkraftværker kan reducere udledningen med CO₂ ved ombygning til at anvende træpiller eller anden type biomasse som brændsel. En forudsætning for, at dette skal ske, er, at det er rentabelt at fortsætte driften.

6.1 Vurdering af kraftværkskapaciteten 2035 – 2050

Der er gennemført en analyse af selskabsøkonomien ved fortsat at have de centrale kraftvarmeværker i drift og dermed vurdere, hvor stor en andel af de i dag eksisterende kraftværker der kan forventes at være i drift i 2035 og 2050 uden yderligere tiltag.

Analysen tager udgangspunkt i driftsøkonomien for hver enkelt kraftværksblok år for år. Det vil sige, forventede indtægter fra el- og varmesalg og forventede omkostninger til brændsel, drift og vedligehold. Ud fra driftsøkonomien vurderes det, om det kan svare sig at fortsætte driften, investere i levetidsforlængelse og eventuelt ombygge til biomasse.

Resultatet af analysen viser ifølge Figur 6.1 og beskrevet i nedenstående tabel:

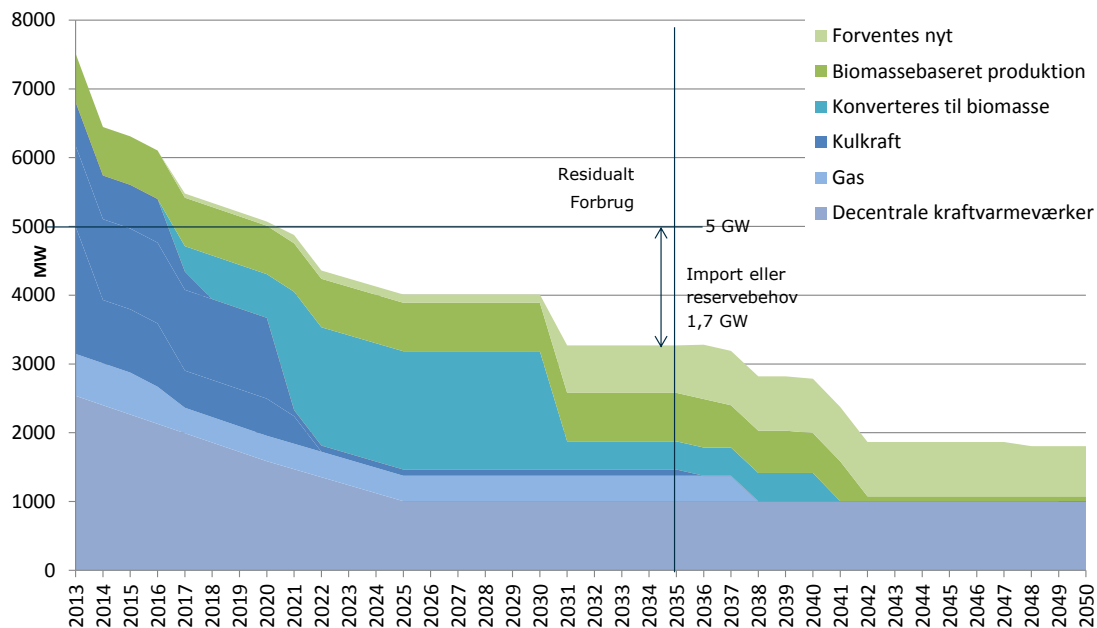
- Frem til 2020 vil værker uden varmegrundlag forventes lukket
- Værker med et relativt stort varmegrundlag bliver sandsynligvis konverteret til biomasse og levetidsforlænget
- Værker med mindre varmegrundlag bliver sandsynligvis lukket i stedet for levetidsforlænget
- Efter 2030 lukker den generation af kraftværker, som blev levetidsforlænget og konverteret til biomasse før 2020
- Tilbage er de nyeste af de nuværende anlæg, som vil kunne forventes i drift ind til ca. 2040
- Erstatning af produktion for de lukkede kraftvarmeværker vil være enten store varmepumper eller mellemstore biomassefyrede kraftvarmeværker baseret på flis, halm eller lignende med mindre elproduktionskapacitet end tidligere.
- Efter 2040-2045 vil størstedelen af den nuværende bestand af kraftværker være udfaset eller udskiftet

I 2035 forventes kun en lille del af den nuværende bestand af kraftværker at være til stede, og i 2050 vil hele kraftværksparken være udskiftet.

Kraftværksblokke forudsættes i første omgang at blive erstattet af nye, små og mellemstore biomasseblokke, som laver kraftvarme i modtryk af hensyn til varmebehovet. Der er ikke økonomi i, hverken samfundsøkonomisk eller selskabsøkonomisk, nye, store kraftværker.

Elproduktionen fra de nye værker forventes at blive mindre end produktionen fra de kulkraftværker, der erstattes. Varmepumper er selskabsøkonomisk på højde med de mellemstore kraftvarmeværker, og det er derfor sandsynligt, at en del af den nye varmeproduktion i stedet bliver elforbrugende varmepumper.

Mængden af decentrale kraftvarmeværker forventes reduceret, men kun til ca. 1.000 MW, da vedligeholdelse af den decentrale kapacitet er relativt omkostnings-effektiv effektreserve.

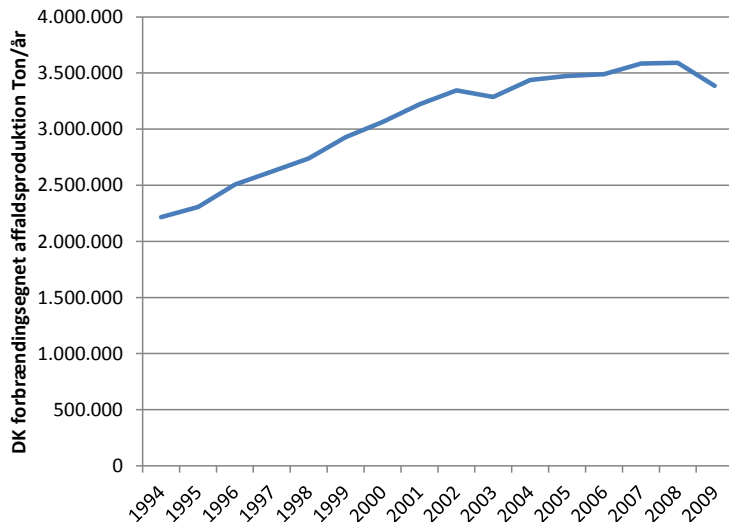


Figur 6.1 Illustration af mulig udvikling i central kraftværkskapacitet frem til 2050.

Det maksimale residuale forbrug, det vil sige, det forbrug, som ikke bliver dækket af vind og sol, i Danmark i 2035, er estimeret til op til 5 GW (Figur 5.3). Hvis kraftværkskapacitet udvikler sig som på Figur 6.1, betyder det et behov på 1,7 GW, ud over hvad de termiske kraftværker kan levere. De 1,7 GW skal findes i form af ny produktionskapacitet, sikker importmulighed eller fleksibelt forbrug, alt afhængigt af hvad der er mest optimalt.

6.2 Affaldsforbrændingsanlæg

En anden type termisk kapacitet i Danmark er affaldsforbrændingsanlæg. Affaldsforbrændingsanlæg producerer ikke så meget el som konventionelle kraftværker, og deres produktion er typisk givet ud fra, hvor meget affald der skal brændes i højere grad end behovet for el og varme. Typisk er produktionsmønstret konstant drift året rundt med undtagelse af revision. Som anlæg, der skal fungere i samspil med vindkraft, er de derfor ikke så interessante.



Figur 6.2 Forbrændingseget affald i Danmark³¹.

De almindelige termiske kraftværker (kraftvarmeværker som anvender biomasse, kul, olie eller gas) bliver økonomisk pressede som følge af lavere priser på el. Tilsvarende bliver økonomien af at forbrænde affald forringet som følge af lavere el-priser. Affaldsforbrændingsanlæggene er desuden afhængige af indkomst fra varmeproduktionen. I situationen med periodevist stort overskud af vindmøllestrøm vil affaldsforbrændingsanlæggene skulle konkurrere med strøm fra varmepumper, som tegner sig til at blive en af de billigste former for varme³². Alt i alt kan det betyde, at forbrænde affald ikke nødvendigvis er omkostningseffektivt. For organisk affald er et alternativ til affaldsforbrænding biogasproduktion. Biogas fra organisk affald er ifølge beregninger til biogas taskforce vurderet til at være en relativt billig kilde til biogas³³.

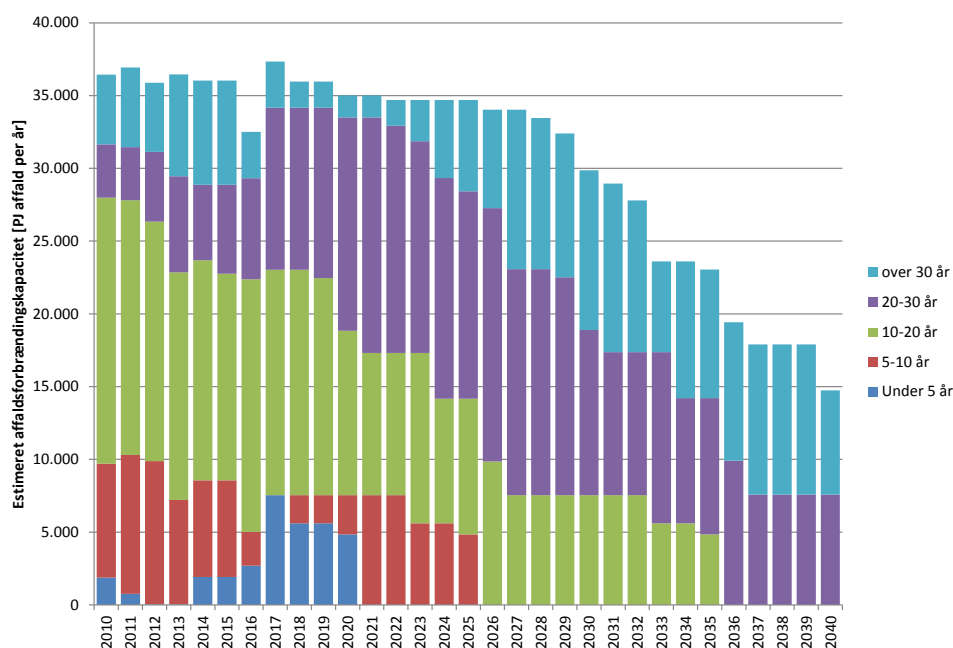
Affaldsforbrændingsanlæggenes økonomi er kendetegnet ved en, i forhold til omsætningen, stor investering og høje drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Når et anlæg først er etableret, er der derfor stor interesse i at udnytte kapaciteten mest muligt, og det kan være vanskeligt at etablere alternativer til udnyttelse af affaldet. Det er lidt mere vanskeligt at analysere sig frem til, hvornår det giver økonomisk mening at lukke et eksisterende affaldsforbrændingsanlæg. Anlæggene er meget forskellige, og det kræver detaljeret viden om forhold for at vurdere, om det kan betale sig at fortsætte driften, bygge nyt eller lukke. Der er derfor foretaget en simpel fremskrivning ud fra det princip, at anlæggene ikke bliver mere end 35 år gamle. Levetiden af et affaldsforbrændingsanlæg angives typisk til 20-25 år³⁴. Levetiden kan være længere, eksempelvis er Amagerforbrænding fra 1970 og stadigvæk i drift.

³¹ Miljøstyrelsen ISAG 17-03-2014.

³² Mulighederne for den fremtidige fjernvarmeproduktion i de decentrale områder. Dansk Energi Analyse nr. 9. 4. december 2013.

³³ Intergration af biogas i energisystemet - Analyser for biogas taskforce. 12. december 2013. Ea Energi-analyse.

³⁴ Teknologikataloget angiver 20 år.



Figur 6.3 *Udviklingsforløb for aldersfordelingen for affaldsforbrændingsanlæg i Danmark. Kapaciteten er angivet som input kapacitet (brændværdien af det behandlede affald). Forløbet er baseret på en fremskrivning ud fra bestanden af anlæg registreret energiproducenttællingen og kendskab til nye anlæg under opførelse.*

Der er tre nye affaldsforbrændingsanlæg, som er med i analysen: Nordforbrænding blok 5 (ovnlinje 5), Amager ressourceter (tidligere Amagerforbrænding) og Kava Novorens energitårnet i Roskilde. Tilsammen bidrager de med kapacitet nok til, at affaldsforbrændingskapaciteten kan være nogenlunde konstant frem til 2027.

Affaldsforbrændingsanlæggene vil dermed kunne lægge beslag på en stor del af det organiske affald en del år endnu, men fra 2035 og frem er der plads til nytænkning i forhold til udnyttelse af affaldet.

7. Elsystemets effekttransport

7.1 Effektbalance

Frem mod 2035 og 2050 forventes både elproduktion og forbrug markant øget i forhold til i dag. Den samlede systemanalyse, jf. Figur 7.1, viser, at forbruget i 2035 forøges med ca. 30 pct. og 100 pct. frem mod 2050 i forhold til i dag.

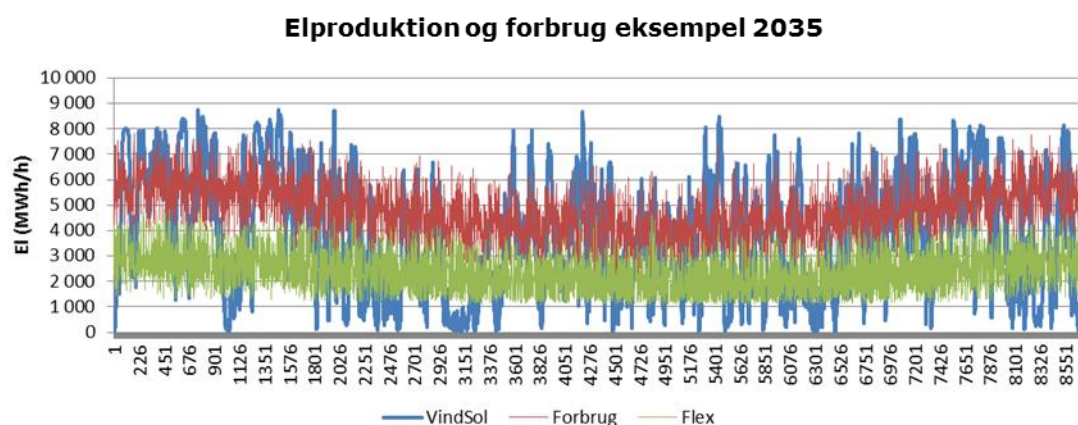
Effektbalancen time for time er beregnet for både 2035 og 2050. Perioder med særligt høj effekttransport øges relativt mere frem mod 2035 end det årlige elforbrug, da perioder med høj vindkraft og fleksibelt elforbrug i stigende omfang vil forekomme. Denne tendens forstærkes yderligere frem mod 2050. Samtidig øges også tilgængeligheden af fleksibelt elforbrug, det vil sige forbrug, som kan afbrydes i kortere eller længere tid.

Herunder:

- El til varme (fjernvarme, individuel, proces)
- El til køling
- El til transport, elbiler og pluginhybrid (BEV og PHEV) (afbrydeligt forbrug og potentielt reversibelt til effektlevering – V2G)
- Power2Gas (elektrolyse) (afbrydeligt forbrug og potentielt reverseret drift som brændselsceller Gas2Power)
- Øvrigt fleksibelt elforbrug afhængigt af driftstid

Dette giver mulighed for at bruge det fleksible forbrug mere aktivt, både ved balanceringsydelser og ved drift af transmissionsnettet, blandt andet ved at indregne det afbrydelige forbrug som supplement n-1 netreserve. Tilsvarende kan belastning af distributionsnettet i højere grad styres.

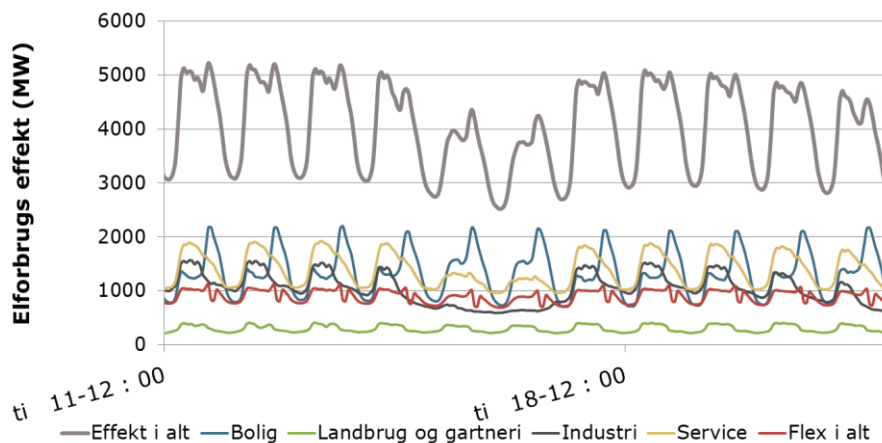
Figur 7.1 viser et eksempel på forbrug og produktion henover året i 2035 og andelen af forbrug, som kan afbrydes med begrænset velfærdstab.



Figur 7.1 Eksempel på vind/sol elproduktion og el forbrug i 2035 og regulerbart forbrug (flex). Det fleksible forbrug (rødt) udgør en delmængde af det totale elforbrug vist i figuren.

7.2 Fleksibelt klassisk elforbrug

Det klassiske elforbrug er yderligere opdelt på en lang række energitjenester med forskellige anvendelser. Det enkelte forbrug har forskellig grad af antaget pris-elasticitet. Ud fra denne pris-elasticitet er den samlede elasticitet i det klassiske elforbrug meget groft estimeret time for time. Et eksempel på forbrug og elasticitet fremgår af Figur 7.2.



Figur 7.2 *Klassisk elforbrug dekomponeret. Potentialet for fleksibel time-afkobling ved en pris på 2.000 kr./MWh. Beregningen er kun overslagsmæssigt vurderet på baggrund af tidligere analyser af årspotentialet³⁵*

Potentialet for fleksibelt elforbrug i det klassiske forbrug ligger i denne overslagsvurdering på knap 1 GW i 2035.

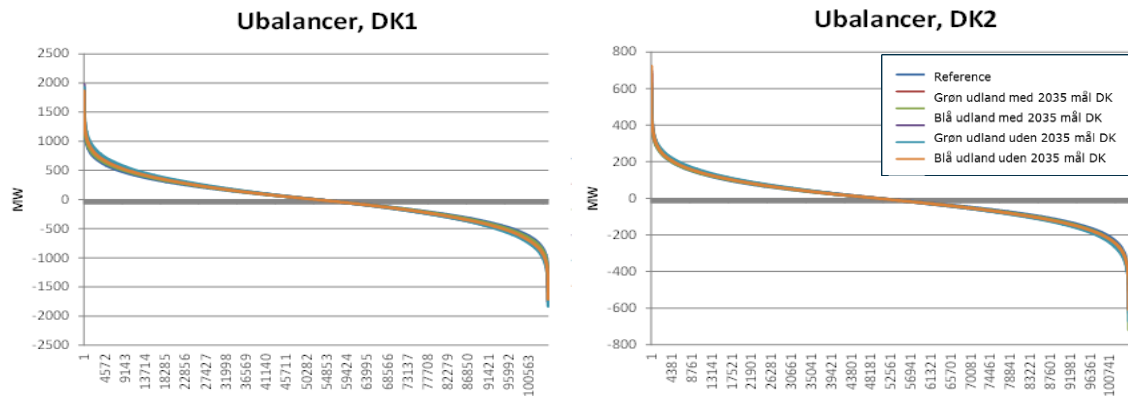
7.3 Intra-hour variation i 2035 i relation til systemydelse

De stigende mængder vindkraft frem mod 2035 giver en større mængde af ubalancer i driftstimen. Der er med simuleringsværktøjet SIMBA³⁶ udarbejdet en analyse af 5-minutters intra-hour ubalancer i energisystemet i 2035. Denne analyse giver et indikativt bud på behovet for op- og nedregulering, jf. figur 7.3.

Fluktuation og varighed fremgår nedenstående.

³⁵ Herunder indgår data fra Kortlægning af potentialet for prisfleksibelt elforbrug, EA analyse, 2011

³⁶ SIMBA er Energinet.dk's simuleringsværktøj (*Simulation of Balance*) til at analysere regulerkraftmarkedet.



Figur 7.3 Varighed af 5-minutters ubalancer simuleret med simuleringssmodellen SIMBA for 2035 for DK1 og DK2. Af figuren fremgår kørsler med både vision 4 (grøn) og vision 1 (blå) udland som rammebetingelse og med/uden 2035 målsætning for DK.

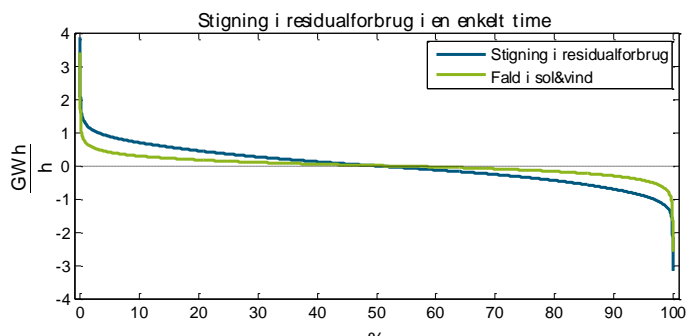
Som det fremgår, er ubalancerne, som er beregnet i modellen, i en meget stor del af perioden på under 500 MW og 200 MW i henholdsvis DK1 og DK2. Men i enkelte perioder er 5-minutters ubalancerne betydeligt højere.

Store dele af balanceringen leveres i dag fra termiske værker. I takt med at en øget vindkraftproduktion presser timepriserne i time-spotmarkedet, vil de termiske værker i mindre grad producere el til spotmarkedet, og dermed være dyrere at have driftsklar til deltagelse i regulerkraftmarkedet.

Adgang til let regulerbar, fleksibelt elforbrug i disse perioder er derfor relevant. Dette behov for op-/nedregulering inden for driftstimen kan sættes i proportion til størrelsen af fleksibelt elforbrug, jf. Figur 7.1, der ligger mellem 1.000 og 4.000 MW. Det er væsentligt at bemærke, at en stor del af dette er ved mindre enheder. Adgang til balanceringsydelser fra de mindre enheder forudsætter derfor markeds-løsninger, der omkostningseffektivt kan aktivere disse ressourcer.

7.4 Ramper i vind- og solproduktion i scenarie 2035

Der er for de 10 analyserede vind/sol-serier (forskellige år) analyseret ændring i forbrug i løbet af en time (ramper). Analysen viser, at ramper for Danmark i 2035 kan være ganske store, jf. figur 7.4. Ramperne fra vind/sol er tilsvarende analyseret for et større område (Nordeuropa) baseret på vind/sol tidsserierne beskrevet afsnit 5 og udlands-scenarierne i afsnit 4. Analysen viser, at udlandsforbindelser i høj grad er et vigtigt virkemiddel til at reducere ramper i produktion, idet større områder forbindes til at udglatte



Figur 7.4 Stigning i vind/sol- produktion og ændring i residualforbrug i en time analyseret for 10-års vind/sol tidserie i 2035-scenarie.

produktionsændringen. Men der er fortsat markante ramper også for et større område.

7.5 Transmissionssystemet i forhold til øget transport i 2035 og frem mod 2050

Analysen af elnettets belastning viser, at effekten i 2035 som helhed kan håndteres inden for rammerne af netudviklingsplanen. Men gradvist øges antallet af perioder, hvor særligt store mængder vindkraft og fleksibelt elforbrug er til stede, og der vil særligt efter 2035 forekomme timer, hvor nettet, som er drevet efter de eksisterende principper, ikke kan overføre vindproduktionen uden forstærkninger på både transmission og distribution. Jf. afsnit 3, der beskriver at elforbrug og elproduktion forventes at blive fordoblet frem mod 2050.

Der er i netanalyseprogrammet, PowerWorld³⁷, analyseret et nyt princip for afhjælpende tiltag under n-1³⁸, hvor overføringen øges markant, under forudsætning af at store mængder forbrug jf. figur 7.1, kan afkobles momentant i tilfælde af en fejl, der ellers ville føre til overbelastning af en ledning. Herved reduceres omkostninger til netforstærkninger.

To andre principper analyseres også i PowerWorld-modellen.

- Mulighed for at anvende kortvarig overbelastning af kabelnet, hvor omkostningen ved reduceret levetid afvejes mod markedsværdi.
- Indførelse af fremtidige ilandføringer i 400 kV-knudepunkter HVDC-VSC med mulighed for at bruge dette som "overlay" net.

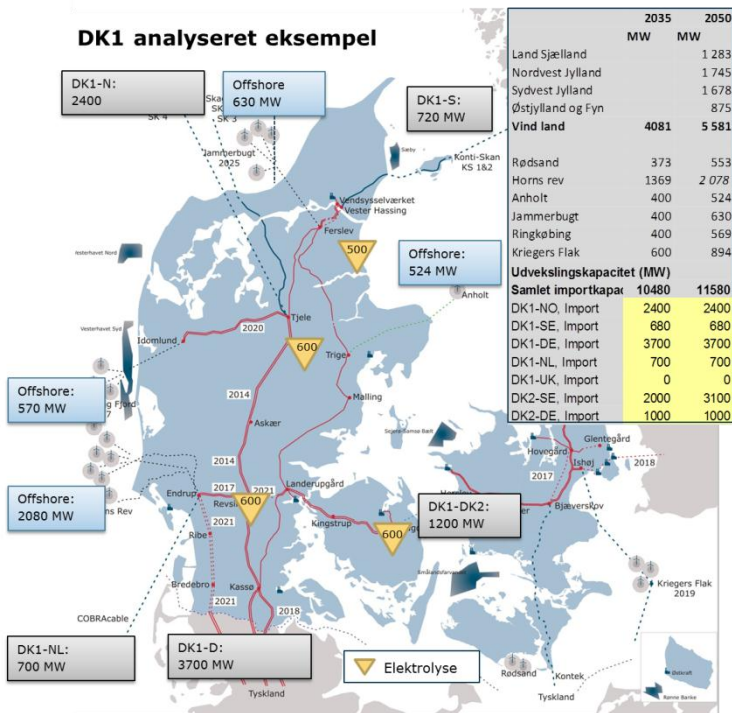
Det kan eventuelt være relevant at kombinere principperne for at maksimere værdien og udnyttelsesgraden af elnettet.

Der er vist analyser af principperne i PowerWorld-modellen, og producenten har indvilget i at levere en version af værktøjet, der er tilpasset muligheden for at analysere nogle af disse principper.

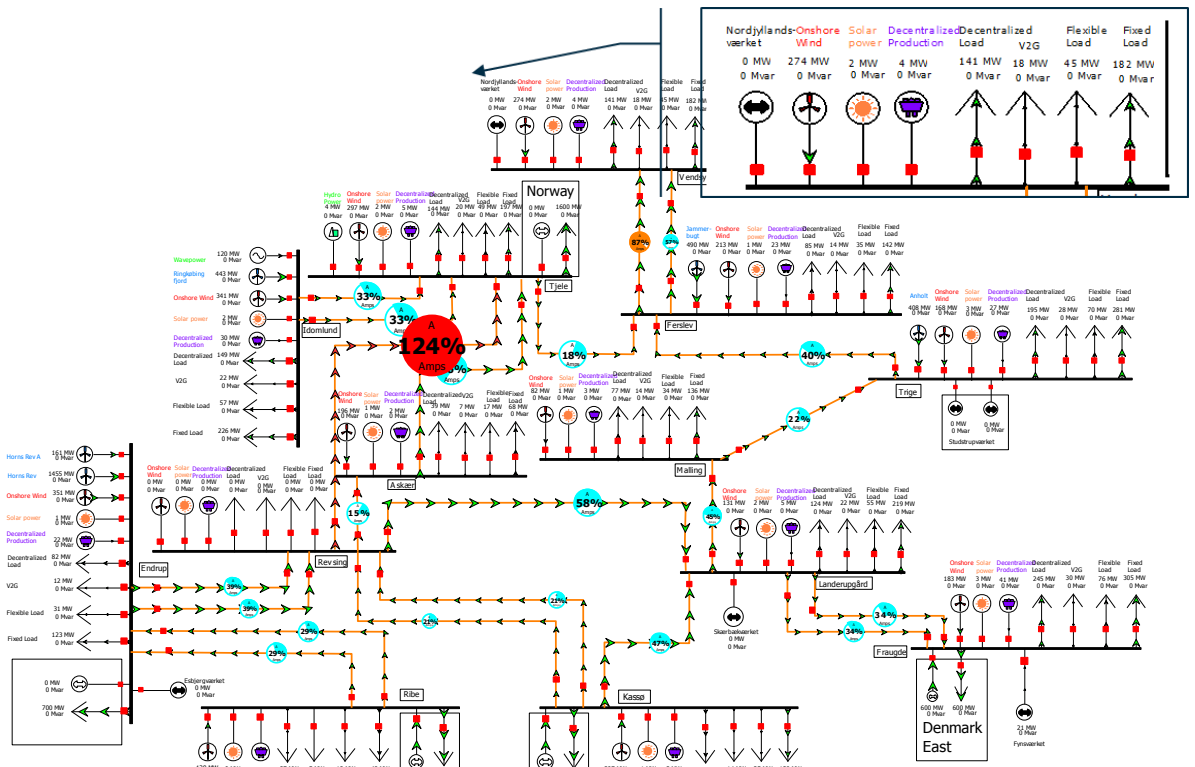
Konceptet forudsætter, at markedsmodellen giver adgang til at reducere forbruget, jf. beskrivelse af informations- og markedsmodel i afsnit 10. Analysen er illustreret i figur 7-5 og figur 7-6.

³⁷ PowerWorld er et analyseprogram, hvor elnettets belastning kan analyseres, og tekniske/økonomiske analyser af forskellige netdriftsstrategier kan gennemføres. Jf. endvidere www.powerworld.com.

³⁸ N-1 refererer til driftsprincipper i elsystemet, hvor man sikrer, at elsystemet kan opretholde en stabil forsyning ved udfald af en produktionsenhed eller transmissionslinje.



Figur 7-5 Eksempel på net og belastning, 2035 og 2050. Modellen er p.t. kun opbygget for DK1, og specifikke timer er analyseret. Der er ikke lavet en samlet vurdering. Netkort er fra Netudviklingsplan, men effekter på vind mv. er fra scenarier for 2035 og 2050.



Figur 7-6 Model af net med nye principper analyseret i PowerWorld. Obs. kun 400 kV-net i DK1 indgår p.t. i modellen. Ved modellen beregnes for hvert belastningsbillede omkostninger relateret til netbegrænsning – og dermed gevinst ved at ændre driftsprincipper.

7.6 Sammenfatning vedr. elsystemets effekttransport

Der er analyseret effektbalancer, balanceringsbehov og belastning af nettet i scenarierne for 2035 og 2050. Nye koncepter omkring meget dynamisk brug af fleksibelt elforbrug og elbiler med V2G viser, at balanceringsydelse og udnyttelse af nettet kan gøres mere omkostningseffektivt, som alternativ til at fastholde klassiske principper.

Analyser af balancering fra fleksibelt forbrug peger på, at der er tilstrækkeligt med fleksible ressourcer til, at de ofte kan levere behovet for intra-hour balanceringsydelser.

Ændring i vind/sol inden for en time (ramper) er analyseret for 2035. Udlandsforbindelser er et vigtigt virkemiddel til at reducere ramper, men der forekommer også væsentlige ramper, når der analyseres et større område (Nordeuropa) i scenarier for 2035.

Analyser af nyt princip for afhjælpende tiltag under n-1 peger foreløbigt på, at udnyttelsesgraden af nettet kan øges markant.

Med de nye principper vurderes det foreløbigt, at de mængder af el, som er analyseret frem mod 2050, i langt højere grad kan indpasses i den udbygning, som er planlagt mod 2035. Energinet.dk vil arbejde videre med at analysere disse perspektiver. Herunder også analyse af perspektiver med kortvarig belastning af kabler med nominal overføringsevne.

I det videre arbejde undersøges de nye koncepter og deres mulige samspil med andre nye markedsprincipper blandt andet "Flowbased market pricing"³⁹.

Koncept-vurderingerne indgår som input til videre analyser og i FUD-indsatsen, jf. afsnit 11.

³⁹ Flow-based market pricing er et princip, hvor zone-prisen (DK1 og DK2) suppleres af incitamenter til produktion i højere grad tager hensyn til netbegrænsninger.

8. Gassystemet som fleksibel integrator mellem VE-ressourcer og forskellige brændstoffer

8.1 Generelt

Dette afsnit beskriver nogle perspektiver for gas-systemet i energisystemet 2035/2050. Gas betegner i denne sammenhæng både fossil gas (naturgas) og VE-gasser, og vedrører transmission, lagre og underliggende gasnet.

El og fjernvarme er en omkostningseffektiv løsning for en stor andel af energitjenesterne. Men der er et behov for brændstoffer⁴⁰ til en række energitjenester, der vanskeligt lader sig forsyne via el eller varme, det vedrører særligt transportsektoren (tung/langdistance transport), højtemperatur procesvarme til industri service og spidslastproduktion af el.

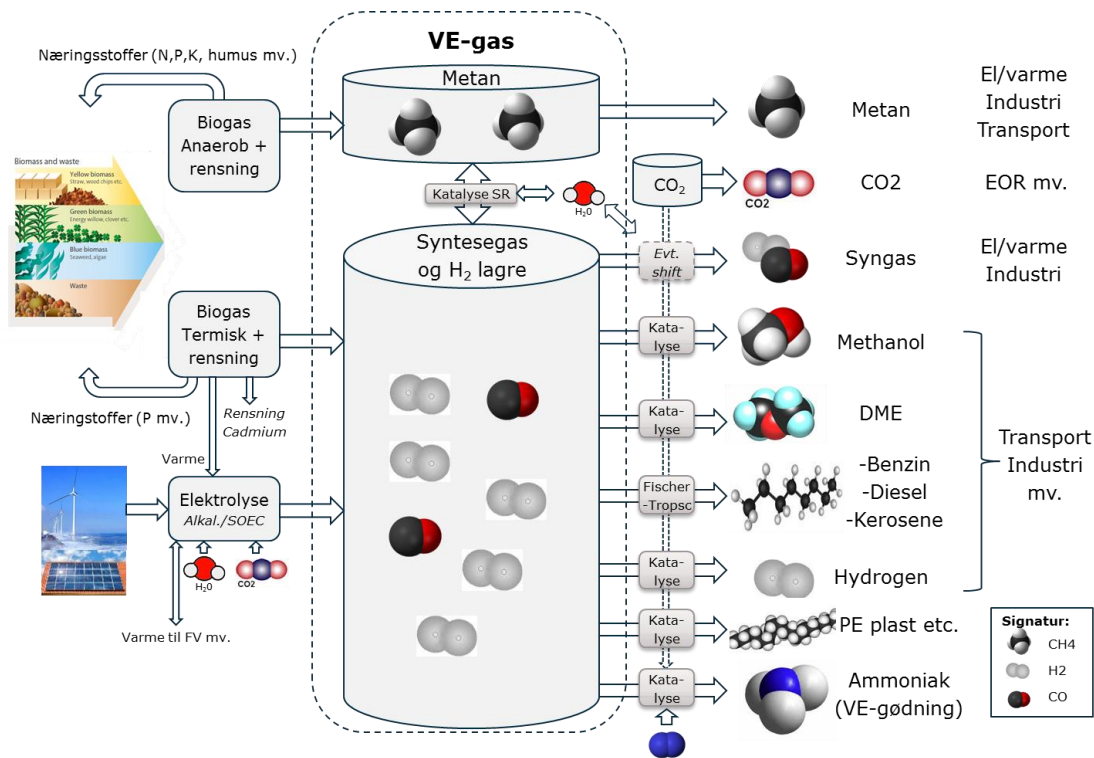
Gassystemet indgår som et centralt element i at lave en effektiv og fleksibel integration mellem VE-el, biomasse/affald, varme og fremtidige brændstoffer til de formål, som ikke hensigtsmæssigt kan forsynes med el eller varme.

Der er behov for at øge fleksibiliteten i produktion af VE-brændstoffer både med hensyn til input og output. På inputsiden er en fleksibel brug af VE-el fra vindkraft, sol mv., og en mere fleksibel brug af rest biomasser vigtigt ved omstilling til VE-baseret energiforsyning. På outputsiden er fleksibilitet til produktion af forskellige brændstoffer væsentligt. Gassystemet kan være et vigtigt bindeled i denne fleksible integration, jf. figur 8.1.



Figur 8.1 Gassystemet inklusive udlandsforbindelser og gaslagre.

⁴⁰ Brændstoffer betegner her både flydende og gasformige brændstoffer.



Figur 8.2 Eksempel på muligheden for at bruge gassystemet til en fleksibel integration mellem biomasse, VE-el og en række brændstoffer og produkter, hvor naturgas i dag er meget central.

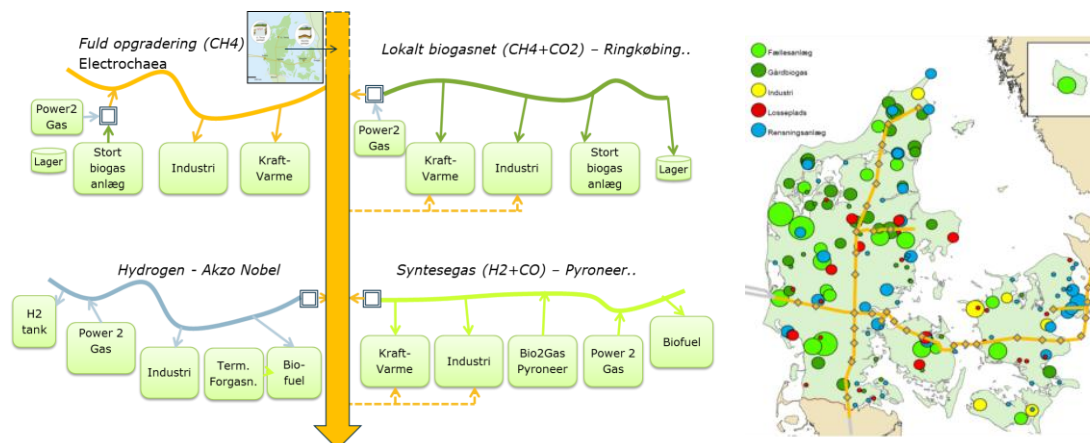
8.2 Infrastruktur til gas

Den eksisterende gasinfrastruktur er bygget med henblik på at levere gas fra Nord-søen frem til slutforbrugere i el- og fjernvarmesektoren, industri, service og individuel boligopvarmning.

I takt med omstillingen af energisystemet forventes en markant ændring af gassystemets rolle. Hvis målet om at el- og varme i 2035 skal være fossilt uafhængigt fastholdes, så vil gas til boligopvarmning og kraftvarme blive markant reduceret. Inden for industri- og servicesektoren kan omstilling af procesvarme-produktion til vedvarende energi med biomasse og højtemperatur elbaserede varmepumper reducere gasanvendelsen i denne sektor.

Hvis boligopvarmning med naturgas kommer under en kritisk masse, kan det være relevant at tilpasse omfanget af nettet til disse forhold.

Både Power2Gas (elektrolyse) og Bio2Gas (termisk og anærob omsætning) producerer gas af en kvalitet, som ikke direkte kan indføres i det overordnede gassystem i større mængder. En helt central problemstilling er derfor, hvordan samspillet mellem lokale gasnet med anden gaskvalitet end "naturgaskvalitet" skal integreres, for både at minimere omkostningen til opgradering og samtidig sikre forsyningsikkerhed og adgangen til store energilagre ved et samspil med det overordnede gassystem. En illustration af fire "klassiske" undernet fremgår af Figur 8.3.



Figur 8.3 Et eksempel på fire typer af VE-gas undernet i samspil med det overordnede gasnet (tv) og illustration af eksisterende biogasanlægs placering (th)⁴¹.

En omkostningseffektiv integration forudsætter muligheden for at simulere og analysere lokale gasnet med produktions- og forbrugsenheder, lavtryks/lokale lagre og opgraderingsanlæg. Det vil være et indsatsområde at styrke muligheden for at simulere og analysere disse forskellige løsninger.

8.3 Oversigt over nogle potentielle, fremtidige brændstoffer

De mineralolie-baserede brændsler (fuelolie, benzin, gasolie) har i dag en meget central rolle i den distribuerede energiforsyning. I takt med at der gradvist omlægges til uafhængighed af fossile brændsler, vil der være behov for andre "brændsels"-energibærere, som i højere grad matcher en produktion fra de vedvarende energiressourcer. En række udredninger om fremtidens brændstoffer har analyseret styrker og svagheder ved forskellige kemiske energibærere (HydroCarbons). På baggrund af vurderinger fremtidige brændstoffer, jf.⁴² er der opstillet en skematisk oversigt over nogle fremtidige potentielle brændstoffer, der kan fremstilles fra syntesegas (H₂ og CO eller CO₂ og N₂) og brændslernes egenskaber på centrale områder som transport, lagring, konvertering, håndtering, toxicitet osv., fremgår af Tabel 8.4.

⁴¹ Placering fra Energiproducenttælling og biogasanalysearbejdet.

⁴² "Capture and conversion of CO₂ into sustainable hydrocarbon fuels", Risø 2011 og Alternative drivmidler til transportsektoren, Energistyrelsen 2013.

Brændstof	Tæthed (GJ/ton)	Tæthed (MJ/l)	CO ₂ -indhold i forhold til gasolie	Trans/distr. omk. (DKK/GJ)	Brændselscelleegnet	Toxicitet
Metan	56	9/24 (CNG/LNG)	0,7	20	+	+
Methanol	23	18	0,8	62	+	-
Ethanol	30	24	0,9	43	(+)	++
DME	30	22	0,9	69	+	+
Synt. benzin	46	33	1,0	28		0
Synt. diesel	46	38	1,0	20	(+)	+
Kerosene	40	33	1,0	20	(+)	+
Ammoniak	25	33	0	n/a	(+)	-
H ₂	142	5,6 (700 bar)	0	42 ⁴³	++	+

Tabel 8.4 Egenskaber for energibærere i en fremtidig energiforsyning uafhængig af fossile brændsler. Omkostninger til transport og distribution af metan, metanol og DME er baseret på "Alternative drivmidler"⁴⁴. Ved brint er der antaget udbygget og anvendt infrastruktur baseret på⁴⁵. Ved distribution af brint med tankvogne er omkostningen noget højere. Brændselscelle-egnet markeret med (+) angiver, at det er velegnet i SOFC-alternativt og skal reformeres ved anvendelse i HTPEM.

Der er ikke umiddelbart et brændstof, som er optimalt til alle anvendelser. Det må derfor anses som sandsynligt, at flere af typerne kan komme til at fungere sideordnede i fremtidens energisystem.

8.4 Gassystemets rolle ved omsætning af biomasse

I dag forbruges årligt ca. 140 PJ biomasse og bioaffald. Næsten hele denne mængde forbruges til produktion af varme og kraftvarme ved forbrænding.

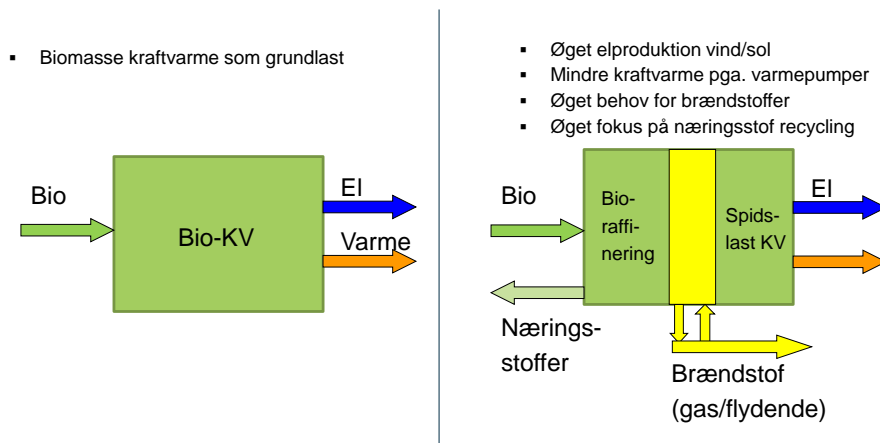
I takt med at elproduktion fra vindkraft, solceller og anden fluktuerende el øges, vil det økonomiske grundlag for grundlastkraftvarme på biomasse blive reduceret, og det vil samfundsøkonomisk være hensigtsmæssigt i højere grad at producere brændstoffer ud fra biomassen.

Der er et øget behov og en potentiel markedsværdi ved raffinering af biomasse- og affald til brændstoffer, der kan bruges i de anvendelser, hvor el og varme ikke er hensigtsmæssigt. Det kan derfor være hensigtsmæssigt at splitte kraftvarmeprocessen op i et "bioraffineringsstrin", hvor hovedparten af brændstoffet anvendes til transportsektoren, industri mv., og en mindre del af brændstoffet anvendes til timer med behov for spidslast-elproduktion, jf. figur 8.4.

⁴³ Afhænger meget af infrastruktur løsning og modenhed, jf. endvidere "A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis" McKinsey & Company 2010"

⁴⁴ Alternative drivmidler, Energistyrelsen, 2013

⁴⁵ Power Trains for Europe, McKinsey 2011



Figur 8.5: Trends der øger behov for bioraffinering og reducerer grundlaget for grundlast-biomasse-kraftvarme.

Vurderinger viser jf, endvidere figur 3.6, at der er en relativt stor pulje af vanskelige brændsler, der meget hensigtsmæssigt kan omdannes til metan ved anaerob omsætning. Det vedrører dels traditionelle biogasressourcer (gylle, slam mv.), der vurderes til et samlet potentiale på 35 PJ, men dels også en del affald er potentielt hensigtsmæssigt til biogasproduktion. Derudover kan restprodukter fra ethanolfor-gøring af halm og forbehandlet halm være velegnet til biogas produktion.

På længere sigt kan der være perspektiver i elektrokemisk eller biologisk at om-danne CO₂ fra biogassen til metan, hvorved produktionen af metan øges væsent-ligt. Samlet set er der således et relativt stort potentiale for metan produceret fra biomasse. Der er stor usikkerhed på et sådant skøn, men det estimeres til (45-70 PJ).

Termisk forgasning og rensning kræver i forhold til anaerob omsætning en del ud-vikling, før det kan kommerialiseres. Termisk forgasning til KV er dog længere fremme og tættere på at blive kommercielt. Denne teknologi producerer syntesegas bestående af H₂ og CO, som katalytisk kan konverteres til en række andre brænd-stoffer, herunder metan, DME, metanol, syntetisk benzin eller ren H₂.

Der er en række forskellige processer til raffinering af biomasse, hvoraf nogle har en tæt berøring til gas-systemet. De forskellige processer til raffinering af biomasse og bioaffald til brændstoffer fremgår af tabel. 8.6, med en oversigt over processens mulighed for at omsætte de forskellige dele i biomassen.

Proces-type	Foder/næringsdele				Ligno-cellulose			Mulig recycling af stoffer					
	Proteiner	Planteolie	Sukker	Stivelse	Cellulose	Hæmi-cellulose	Lignin	Fosfor	Nitrater	Lignin	Protein	svovl	selen
Biogas (aneorob)	ja	ja	ja	ja	ja	ja	nej	ja	ja	ja	delvist	ja	ja
Forgæring (etanol)	nej	nej	ja	ja	ja	ja/nej	nej	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Termisk forgasning	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	nej	nej	nej	nej	nej
Forbrænding	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	jeg	nej	nej	nej	nej	nej

Tabel. 8.6: Oversigt over bio-raffineringsprocesser, jf. endvidere ⁴⁶. Tabellen viser i hvilket omfang de forskellige bestanddele af biomasse og affald, der kan omsættes med den specifikke proces.

Biomasse- og affalds-kraftvarmeproduktion ved forskellige brændsler giver en relativt lav el-virkningsgrad og lav fleksibilitet i forhold til elmarkedet.

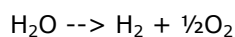
Biogas (anaerob) kan omsætte det meste af biomassens bestanddele, dog med undtagelse af lignin. Samtidig bevares de fleste næringsstoffer.

8.5 Elektrolyse og markedsintegration i systemet

8.5.1 Generelt

En række elektrokemiske og katalytiske processer giver muligheder for at bruge el som bidrag til at lave fremtidens brændsler til energiforsyningen. Anvendelse af el til elektrokemiske processer kan ses i et samspil med de energiformer, der kan produceres fra biomasse.

Ved elektrolyse bruges energi fra el til at drive en kemisk, energikrævende proces. To af de centrale processer omkring elektrolyse er (i modsætning til forbrænding) at omdanne vand eller CO₂ til de to energibærere H₂ og CO.



Der er tre typer elektrolyse, som i særlig grad er interessante i forhold til energisystemet:

Alkalisk elektrolyse:

Er den "klassiske" elektrolyse, som har været kommerciel i mange år, hvor vand eller vanddamp splittes i H₂ og O₂ i en alkalisk elektrolyt. Virkningsgraden er i dag op til 70 pct. (el til brint). Udvikling af anlæg med op til 85 pct. (el til brint) vurderes som potentielt mulig ⁴⁷

PEM elektrolyse:

Er i dag præ-kommerciel og leveres til industriel brug. Er velegnet til mindre anlæg. Virkningsgrader på op til 85 pct. vurderes potentielt muligt inden for nogle år², også her omsættes vand til H₂ og O₂.

⁴⁶ Biomasse til biogas, bioethanol, forgasning og forbrænding, Teknologisk Institut aug. 2011.

⁴⁷ Teknologidatakataloget 2012, Energistyrelsen og Energinet.dk.
Roadmap for Steam Electrolysis, Partnerskabet for Brint 6 brændselsceller.

SOEC elektrolyse:

Denne elektrolyse er perspektivrig for energisystemet, men er fortsat på udviklingsstadiet. I forhold til de to øvrige teknologier udmærker den sig ved:

Muligt potentiale til at blive billig, idet der ikke indgår ædle metaller mv.

Høj virkningsgrad. Potentielt kan der opnås virkningsgrader på over 90 pct. ved omsætningen fra el til gas.

Varme fra andre processer kan udnyttes (fx forgasning og brændselskatalyse)

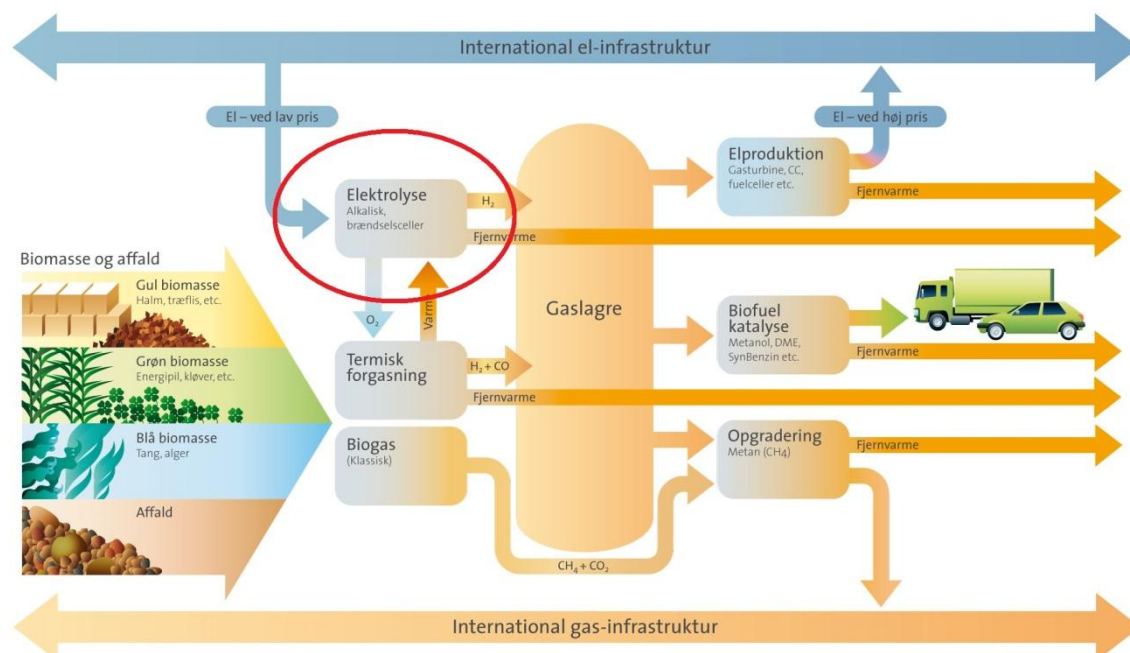
Kan lave elektrolyse af både H₂O og CO₂, og således lave syntesegas (H₂ + CO) som kan danne grundlag for katalytisk produktion af brændsler (metan, metanol, DME).

Kan potentielt ligesom PEM forløbe begge veje, det vil sige som elektrolyse og som kraftvarme.

SOEC-elektrolysen giver mulighed for at bruge højtemperatur varme fra andre processer og derved reducere behovet for input til el. Konvertering af syntesegas (H₂ og CO) til en række øvrige fuels er typisk exoterme (varmeafgivende) processer. Varmen fra disse processer kan bidrage til at forøge forholdet mellem syntesegas-output og el-input. Ligeledes kan restvarme fra forgasning af biomasse anvendes til at øge virkningsgraden for SOEC-elektrolysen.

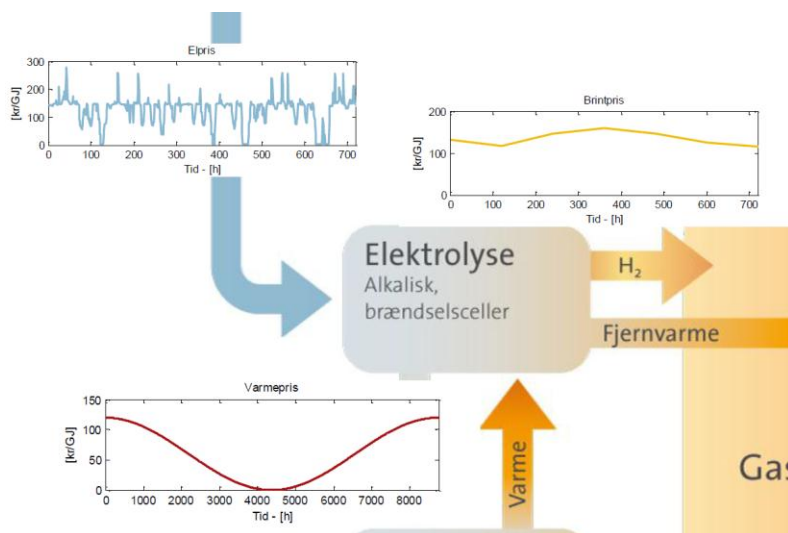
8.5.2 Markedsintegration af elektrolyse

Elektrolyse har potentiale til at blive en tæt integreret komponent i det danske energisystem (Figur 8.7). Teknologien bruger el, varme, vand og eventuelt CO₂ til at producere gas (H₂, O₂, CO). Den kan således agere på flere energimarkeder.



Figur 8.7 Elektrolysens samspil med det øvrige system. Elektrolyse bruger el (og vand) og producerer gasser som fx H₂ og O₂. Desuden bruger eller producerer den varme alt afhængigt af driften. Teknologien udnyttes bedst, hvis alle dens produkter udnyttes, og hvis driften optimeres økonomisk.

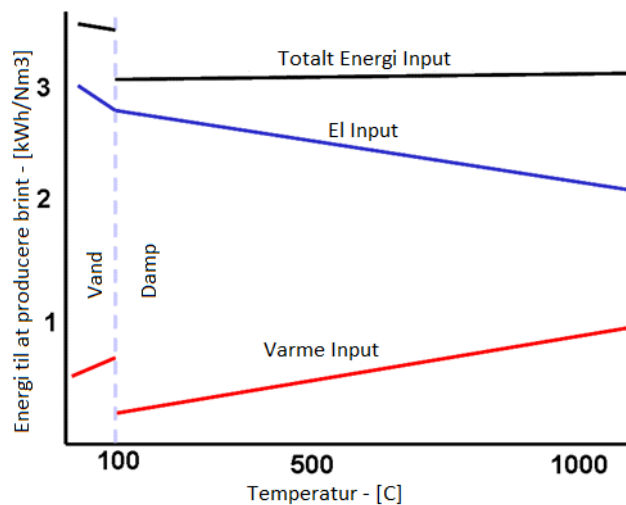
I fremtidens optimerede energisystem med øget procesintegration er der formodentligt ikke blot et elmarked med varierende priser, men potentielt også varierende priser på varme og på forskellige typer gasser. Driften af elektrolyseanlægget i disse markeder kan derfor være afgørende for, om det er en god forretning, se figur 8.8.



Figur 8.8 Elektrolyse kan agere på forskellige energimarkeder, og driften bør optimeres økonomisk i forhold til disse. I dag har vi et elmarked med varierende priser. Måske vil andre energimarkeder også have varierende priser i fremtiden.

Den kemiske proces i elektrolyse er eksoterm, det vil sige, selve elektrolyseprocessen forbruger varme, men hvor meget varme, den bruger, afhænger af den temperatur, som processen forløber ved. Da der er tab i elektrolyseprocessen, som afgives som varme, overstiger dette tab typisk behovet for varme og netto afgiver traditionel alkalisk elektrolyse typisk varme.

Figur 8.9 viser, at jo højere temperaturen er, des mere varme og des mindre el skal der tilføres for at producere en given mængde brint. Hvis elprisen er høj, og varmeprisen for damp ved høj temperatur er lav (fx højtemperatur varme fra termisk forgasning eller brændstof katalyse, jf. figur 8.7), kan det altså i højere grad betale sig at drive processen ved høj temperatur. Det skal dog bemærkes, hvis der skrues op for temperaturen, så skal varmen leveres ved den højere temperatur. Generelt har varmeenergi ved en høj temperatur en højere energikvalitet (exergi-indhold) og dermed en højere værdi end varmeenergi ved en lavere temperatur.



Figur 8.9 Input af el og varme ved elektrolyse som funktion af temperatur⁴⁸.

Der er tekniske begrænsninger for hvilket interval af temperaturer de forskellige elektrolyseteknologier kan drives ved. Men grænsen er blød, idet et anlægs levetid blot forkortes, hvis det drives på grænsen af dets tekniske formåen. Hvis elpriserne er meget høje, og varmepriserne meget lave, kan det derfor måske betale sig at ofre noget levetid.

Temperaturen styrer altså fordelingen mellem varme- og elforbrug. En anden parameter, som man kan justere, er strømtætheden, som styrer, ved hvilken effekt elektrolyseanlægget kører. Altså, hvor meget energi der bliver omsat fra el og varme til gas. Her er ligeledes en afvejning mellem levetid og produktion, da anlægget slides hårdt, når det drives med en høj strømtæthed, men det kan måske alligevel betale sig i tilfælde med meget lave el- og varmepriser og høje brintpriser.

Økonomien er beskrevet af ligningen nedenfor, og det er så opgaven at optimere profitten i enhver markedssituation, altså enhver kombination af el-, varme- og gaspriser ($K_{gas}, K_{el}, K_{varme}$).

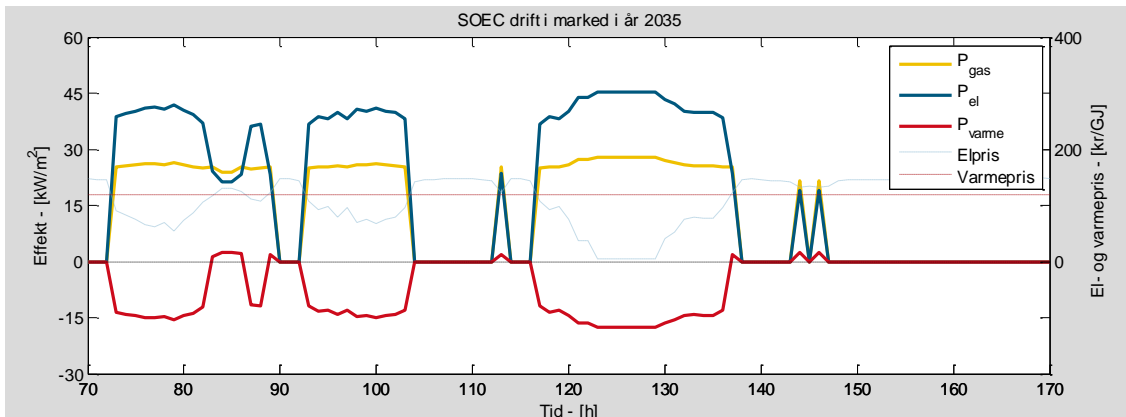
$$Profit = K_{gas}P_{gas} - K_{el}P_{el} - K_{varme}P_{varme} - D\&V$$

Resultatet i en markedssituation kan se ud som på Figur 8.10 og Figur 8.11 med varierende elpriser for 2035, og en varmepris som varierer simpelt over et år med høje priser om vinteren og lave priser om sommeren. Varmeprisen vil eksempelvis afspejle højtemperatur varme fra et termisk forgasningsanlæg, hvor varmen alternativt ville blive solgt på fjernvarmenettet. Brintprisen er antaget konstant. Akse til højre er el- og varmepriser, og akse til venstre er effekt input af el og varme og effekt output af gas. I eksemplet her er varmeprisen høj, og den optimale drift er derfor eksoterm. Der produceres altså varme i processen, som så sælges på fjernvarmemarkedet.

⁴⁸ Peter Vang Henriksen og Jón Mýrdal, Institut for Energikonvertering og -lagring, DTU.

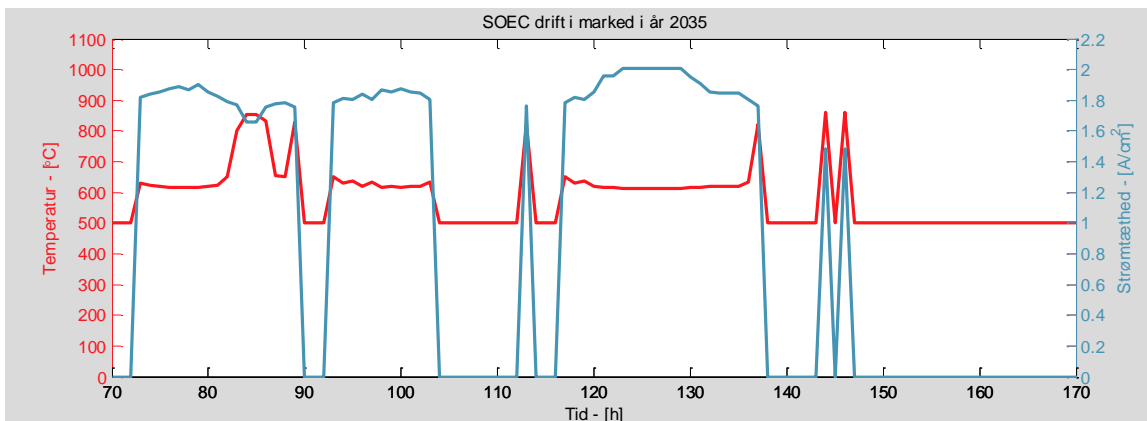
Brændselscellen kan potentielt også indbygges således i anlægget at den kan lave kraftvarme.

Bemærk også, at anlægget ikke kører i konstant drift, men tænder og slukker ofte. Flere studier tyder på, at det er sundt for både elektrolyseanlæg og brændselsceller ikke at køre for længe ad gangen. En sideeffekt af denne optimerede drift kan dermed være længere levetid.



Figur 8.10 Analyseret eksempel hvor elektrolysen styres dynamisk efter markedspriser på el, varme og gas. I dette eksempel er varme og gas dog konstant. Anlægget skruer op og ned for strøm og temperatur og optimeres dermed i forhold til markedspriserne.

Figur 8.11 viser, hvordan temperatur og strømtæthed styres optimalt i elektrolyseanlægget i samme markedssituation som Figur 8.10.



Figur 8.11 Her ses variationerne og temperatur og strømtæthed i samme markedssituation som i Figur 8.10.

Energinet.dk har samarbejdet med DTU Risø om modellering af denne del, så Energinet.dk kan få en bedre systemanalyse af elektrolyse. Det vurderes hensigtsmæssigt, at modelleringen kan implementeres i Sifre.

8.6 Gasbehandling og katalyse

Biomasseprocesserne, som er beskrevet i afsnit 8.4, producerer ved anaerob forgasning biogas ($\text{CH}_4 + \text{CO}_2$) og ved termisk forgasning syntesegas (H_2/CO). Elektro-

lyseprocesserne producerer H₂ og CO. Som det fremgår af afsnit 8.3, er der en række forskellige brændsler, som potentielt kan blive fremtidens "brændsels-energibærere". Det er derfor essentielt, at disse fremtidige brændsler kan fremstilles ud fra ressourcerne H₂, CO og CH₄. Det indgår i visionen for det robuste energisystem, at det fleksibelt kan tilpasses forskellige typer af brændselsleveringer. En række kemiske katalytiske processer giver mulighed for dette, jf. oversigt i Tabel 8.12.

Proces	Proces temp.	Varmetab i %
Syngas > Metan	190-450 gr.	17-20 %
Syngas > DME	250-300 gr.	
Syngas > Metanol	200-310 gr.	12-17 %

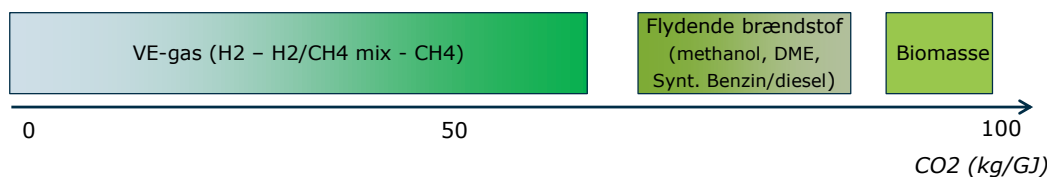
Tabel 8.12 Nogle vigtige katalytiske processer ved omdannelse af brint og syntesegas til andre potentielle brændsler.

Som det fremgår, er de fleste processer varmeafgivende (exoterme), og varmen afgives typisk ved en høj temperatur. Det er derfor muligt at udnytte store dele af varmen ved at systemintegrere disse varmeproduktioner, enten som input til elektrolyse processen (SOEC) eller til produktion af el eller fjernvarme.

8.7 CO₂-balance i fremtidens energisystem

Det drøftes i flere sammenhænge⁴⁹, om der er tilstrækkeligt med kulstof i fremtidens energisystem til at levere de kulstofholdige syntetiske brændstoffer, i takt med at fossile brændstoffer udfases. En særlig udfordring er her hvis biomassen er begrænset, og der suppleres med store mængder brint fra elektrolyse, som omsættes til brændstoffer. Som det fremgår af Figur 8.13, har de gasformige brændstoffer typisk mindre CO₂ end de flydende og faste brændstoffer, hvor CO₂ pr. GJ er vist i intervaller.

I figuren indgår også VE-gas som blanding af H₂ og Methan (NaturalHy).



Figur 8.13 CO₂-indhold i brændstoffer vist som interval.

Der er udarbejdet en vurdering af kulstofbehovet frem mod 2035 og 2050. Vurderingen viser, at med CO₂-lette brændstoffer som metan til stationære anvendelser er der ikke problemer med at få tilstrækkeligt med kulstof fra de ca. 265 PJ biomasse, bioaffald og affald. Det kan være relevant, på langt sigt, at recycle CO₂ fra stationære anvendelser til elproduktion, og der er vurderet eksempler på løsninger.

⁴⁹ Breaking the biomass bottleneck of the fossil free society, Henrik Wenzel, September 2010

Fraseparering og recycling af CO₂ kan jf. figur 8.2 ske ved et antal forskellige tilgange:

- Watershift proces af syntesegas således, at forholdet ændres mellem H₂/CO og der frasepareres CO₂, inden gassen anvendes i kedler til kraftvarme, procesvarme eller anden varme
- Brug af ilt fra elektrolyse til oxyfuel forbrænding, hvorved CO₂ fra røggas er relativt let kan frasepareres.
- Brug af brændselsceller til kraftvarme baseret på methan-gas eller syntesegas og efterflg. fraseparering af CO₂ fra vanddamp i resproduktet.

Herved kan det understøttes at der er tilstrækkeligt med CO₂ til produktion af de valgte gasformige eller flydende brændstoffer eller produkter.

8.8 Sammenfatning og indsatsområder ved udvikling af gassystemet

- Der er relativt store dele af affald- og biomasse, som mest omkostningseffektivt kan omdannes til brændstof via et gastrin, og konvertering af VE-el til brændstof via elektrolyse går også typisk via et gastrin (Power2Gas). Gas-systemet giver derved nogle muligheder for at integrere biomasse, VE-el, brændstoffer og varme.
- VE-gas betegner her bredt energigasser (metan, syntesegas, hydrogen), og gassystemet betegner bredt både det samlede metangasnet og lokale/industrielle net med andre typer af gasser.
- Der er analyseret mulighed for at styre elektrolyse mere markedsintegreret under hensyn til dynamiske priser på el, varme og gas.
- Der er behov for at styrke indsatsen på planlægning af fremtidige VE-gas, så de tager højde for at understøtte de fremtidige muligheder. Herunder både udvikling af værktøjer og specifikke analyser af lokale gasnet og samspil med det øvrige energisystem.
- Øget viden omkring apparaters og infrastrukturens robusthed og adaptivitet over for en ændret gaskvalitet.
- Strategi for udviklingen af at måle/afregne gas med varierende kvalitet.
- Analyse af omkostningseffektivitet ved at tilpasse gasinfrastrukturen til et mindre forbrug.

9. Varmesystemet i fremtidens energisystem

9.1 Generelt om fjernvarmens rolle i fremtidens energisystem.

Danmark har gennem årtier været globalt førende med effektivt at bruge fjernvarme til at udnytte overskudsvarme fra kraftvarmeproduktion. I de kommende årtier forventes kraftvarmeproduktionen at blive reduceret markant, fra i dag over 90 PJ til i 2035 at være under 40 PJ og i 2050 at være under 5 PJ.

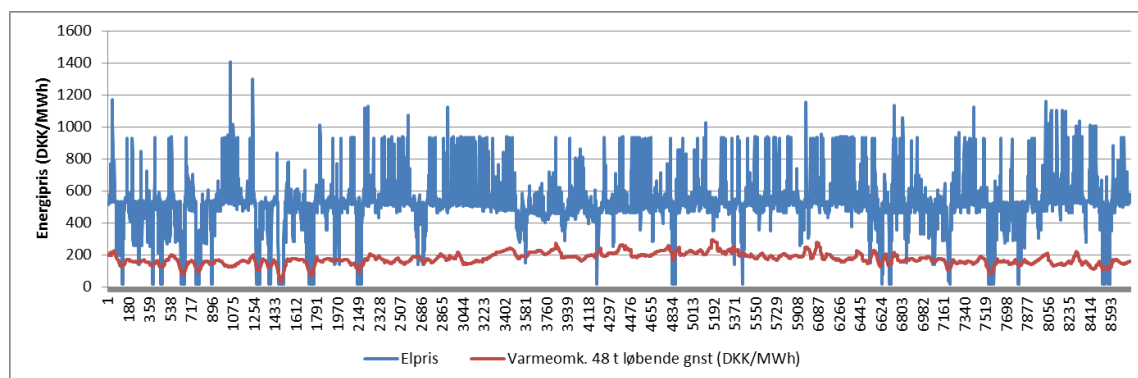
Det betyder ikke, at fjernvarmsystemets rolle er mindre relevant i fremtiden energisystem. Varme er unikt ved, at det optræder som overskudsprodukt ved næsten alle energikonverteringer, og i fremtidens energisystem vil der fortsat være ganske mange energikonverteringer. Behovet for at "binde" systemerne mere sammen medfører også energikonverteringer og nødvendige varmetab.

Fjernvarmesystemet kan dermed både bidrage til at øge energieffektiviteten og til at sikre forsyning af termiske energitjenester ud fra "restvarme" fra konverteringsprocesser.

Endelig har udviklingen af varmepumper skabt et styrket grundlag for højeffektiv anvendelse af VE-el til produktion af varme, herunder fjernvarme.

9.2 Fjernvarmeproduktion ved kombination af kraftvarme/varmepumpe/sol

De decentrale værker har i dag typisk både en kraftvarmeanhed og en spidslastkøle. En del værker analyserer økonomien ved at etablere en varmepumpe, som i givet fald overtager "grundlasten" fra kraftvarmemotoren. Ved at kombinere fjernvarmeproduktion fra varmepumpe, kraftvarme og solpanel opnås en forsyningsløsning, som er meget robust over for varierende elpriser, idet varmepumpen er konkurrencedygtig ved lave elpriser, og kraftvarmeanheden er konkurrencedygtig ved høje elpriser, jf. figur 9.1.



Figur 9.1 Simuleret varmeproduktionsomkostning for et kombineret varmepumpe og kraftvarmeanlæg med lager, sammenholdt med elprisen (2035 eksempel).

I eksemplet Figur 9.1 indgår ikke industriel overskudsvarme, varme fra brændstøfkonvertering og solvarme, hvilket i en række områder vil medføre, at varmeproduktionsomkostningen i sommerperioden er meget lav. En effektiv markedsudnyttelse af denne varme kræver, at prisen på fjernvarme er dynamisk henover året, så

den i højere grad afspejler produktionsomkostninger. Tilsvarende kan det være relevant, at forbrugere har mulighed for at levere ind på fjervarmenettet (fx ved at bruge deres køleanlæg som varmepumpe) i perioder, hvor spidslastkedlen er den marginale produktion på fjernvarmeværket. En forudsætning for dette er en øget markedsgørelse af fjernvarmemarkedet, så det i højere grad kan indgå i Smart Energy Systemet, jf. afsnit 10.

9.3 Industrielt samspil

Industri og service har et varmebehov til procesvarme på ca. 60 PJ. Ca. 50 pct. af behovet har en temperatur på under 150 °C. En del af denne varme er historisk blevet produceret ved industriel kraftvarme, kedeldrift eller elkedel. Men i takt med at vindkraften presser økonomien i ufleksibel kraftvarmeproduktion, er det relevant at vurdere muligheden for at bruge højtemperatur varmepumper til at erstatte en del af denne industrielle varmeproduktion.

Nettoforbrug	Procesvarme 2035 (PJ) ved moderate besparelser					
	<50 °C	50-75 °C	75-100 °C	100-150 °C	150-200 °C	>200 °C
PJ						
Husholdninger	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Handel og service	0,00	0,00	1,36	1,50	0,00	1,33
Landbrug, gartneri, fiskeri	1,03	5,98	1,24	0,00	0,00	0,00
Fremstillingsvirksomhed	0,86	1,27	6,01	13,72	4,26	19,93
Bygge- og anlægsvirksomhed	0,77	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I alt	2,66	8,02	8,62	15,22	4,26	21,26

Figur 9.2 Oversigt over procesvarmeforbrug i 2035 som er opdelt på branche og temperaturniveau.

Der er lavet enkelte vurderinger af COP-faktor og investeringspris for højtemperatur varmepumper i industrien, men området har traditionelt haft meget lidt fokus. Et samspil med køling og fjernvarme kan være en del af en palette af løsninger. Et eksempel på output produktionspris fremgår af figur 9.3.

T lav	T høj	COP	Inv (mioDKK/M W varme)	Levetid (år)	Driftstimer pr. år	Elpris (DKK/GJ)	Output varmepris (DKK/GJ)
20	110	2,6	4,5	10	4500	173	102

Figur 9.3 Eksempel på varmeproduktionspriser for højtemperatur varmepumper.

Industriens anlæg er meget individuelt designede og komplekst integrerede. Der er behov for en styrket FUD-indsats for at realisere muligheden for at integrere vindkraft fra højtemperatur varmepumper, varmegenvinding, køling mv. i disse processer. Herunder også mulighed for at industrielle varmepumper i perioder (fx nat), hvor industrien ikke fuldt udnytter kapaciteten, kan levere varme til fjernvarme. Disse perspektiver er ikke undersøgt nærmere.

Vurderinger peger på, at væsentlige dele af procesvarmen ved lavere temperaturer på længere sigt kan erstattes med højtemperatur varmepumper.

9.4 Skjulte elvarmeforbrug flyttes til varmesystemet

En del af det klassiske elforbrug anvendes i dag til varmeprocesser. Eksempelvis i husholdning og i service bruges el til opvarmet vand til opvask/tøjvask, lavtemperatur tørring, elkedler til brugsvand osv.

Disse enheder forsynes typisk direkte med ufleksibel elvarme, og er dermed lav-effektivt og ufleksibelt forbrug. Denne forsyning er typisk valgt fordi standardapparaterne er indrettet til el og ikke til forsyning fra bygningens varmeinstallation eller fjernvarme. I analysen af energisystem 2035 er det antaget, at en væsentlig del af dette forbrug gradvist flyttes over på varmeforsyningen, hvorved det klassiske elforbrug er reduceret med 1-2 TWh.

En del bygninger har køleanlæg, som kan drives som varmepumper og kan tilpasses til at levere varme til fjernvarmesystemet (fv prosumers).

Der er behov for en styrket FUD-indsats for at realisere disse potentialer for at øge systemets robusthed. Perspektivet for at udnytte disse muligheder dynamisk i energisystemet øges, hvis fjernvarmesystemet er markedsgjort og ikke som i dag typisk har faste "flat rate priser".

9.5 Indsatser for at øge samspillet mellem el/gas og varmesystemet

Samspil mellem el/gas og varmesystemet er meget væsentligt i forhold til at opnå et robust energisystem. Eksempler på væsentlige indsatsområder (FUD) er blandt andet:

- Markedsgøring af fjernvarmesystemet til dynamiske priser og adgang til prosumers på både høj-/lavtemperatur siden
- Standardisering af informationsmodel til fjernvarme og varmepris
- FUD af industri/service-samspil med højtemperatur varmepumper, køling og varmegenvinding.
- FUD af hvordan klassiske elforbrug, der bruges til varme, tilknyttes adgang til varmesystemet.
- FUD af højtemperatur varmepumper til fjernvarme, industri og service.

10. Styring, information og marked i energisystemerne

10.1 Generelt

Omstillingen af energisystemet i en retning, som det er skitseret i scenarierne frem mod 2035 og 2050, medfører, at energisystemerne bindes sammen på helt nye måder, herunder integration mellem el, gas, varme og brændstoffer. Styring, information og marked refererer her til hele energisystemet og ikke isoleret til elsystemet.

I analyserne er det i simuleringen antaget, at energisystemet drives optimalt i forhold til minimering af de samfundsøkonomiske omkostninger. I praksis forudsætter det, at der i systemet er en informationsmodel i hele energisystemet og en styring, der allokerer drift af energianlæg hensigtsmæssigt, og infrastruktur allokeres hensigtsmæssigt. I dag er kun større elproducerende og meget store elforbrugende anlæg aktive på elmarkedet, og der er generelt ikke dynamiske priser tilgængelige for forbrug på varmemarkedet og i lokale gasnet.

De fleste af de beskrevne koncepter forudsætter adgang til markedspriser og let adgang til måling/afregning – et intelligent energisystem for både el, gas og varme. Herunder også information om tariffer mv.

Frem mod 2035 og 2050 er blandt andet følgende tendenser centrale i forhold til styring og marked:

- Energisystemerne kobles mere sammen og samspillet mellem de forskellige energisystemer øges markant.
- Et stort antal mindre enheder (f.eks. elbiler og varmepumper) vil kunne levere fleksibilitet.
- Adgang til fleksibelt elforbrug giver mulighed for at øge elnettet (f.eks. ved at bruge fleksibelt elforbrug som n-1 netreserve)
- Det store antal enheder og regulerbar effekt skaber samtidig en stor dynamik som kan skabe ustabilitet hvis ikke et design at åbne priser er hensigtsmæssigt.

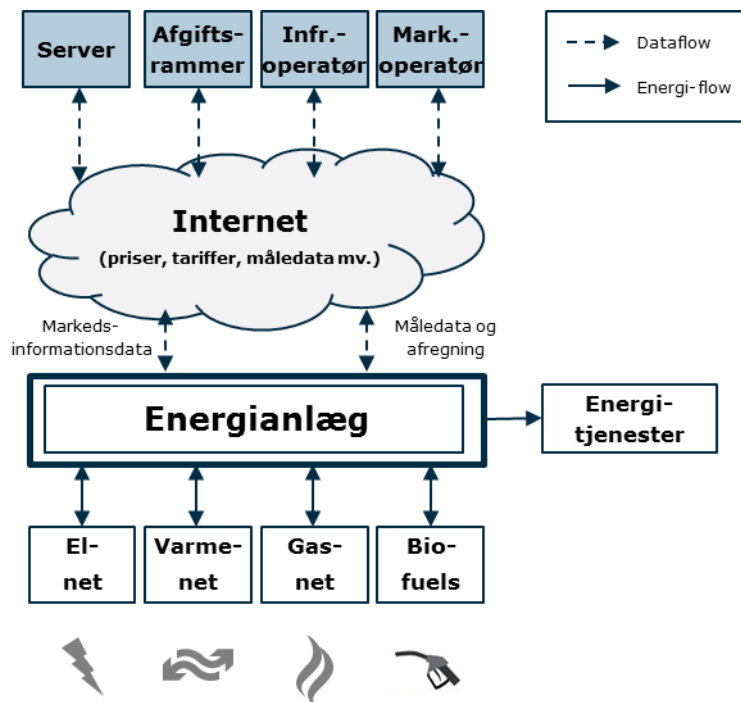
Analyserne viser også at det kan være hensigtsmæssigt at introducere markedspriser bredere i hele energisystemet, det vil sige ikke kun for el, men også varme, VE-gas osv. Eksempelvis varierer marginal-omkostningen for fjernvarme henover året, uden at forbrugeren i dag kan agere i forhold til dette. Fx situationer hvor grundlastkraftvarmeværker kører på grund af varmebehov, selv om elspotprisen er lav, hvilket gør den marginale varmepris høj. I disse timer vil det være samfundsøkonomisk effektivt, at bygninger med køle/varmepumpe units anvender disse til opvarmning.

Et modsat tilfælde kan være, at elprisen er meget høj og der laves megen kraftvarme, overskudsvarme eller solvarme, således at varmeprisen reelt er meget lav. Her bør markedet give et styrket incitament til at forbrugeren anvender fjernvarme til at opvarme vand, eksempelvis i anlæg til vask/opvask osv. i stedet for brug af el til disse formål.

For lokale gasnet kan forbrug/produktion også påvirke den marginale pris, jf. eksempel på lokale gasnet figur 8.8.

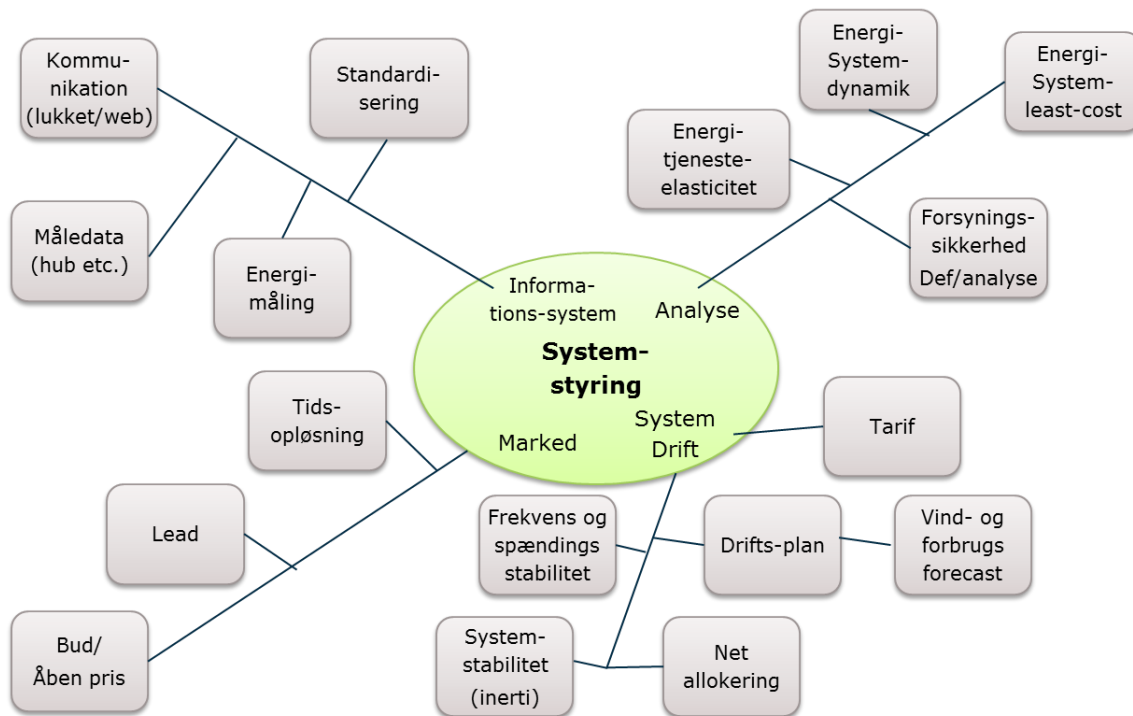
For at realisere den potentielle markedsgevinst kan følgende forhold vedrørende styring, information og marked være værdifulde for et vilkårligt energianlæg.

- Energikonverterende og energiforbrugende anlæg tilknyttet et net skal have adgang til aktuel markedspris på produktet, net-tarif og gældende afgift/tilskud (el, varme, gas).
- Markeds/tarif informationer i en tidsopløsning der svarer til energivarens dynamik via et standardiseret format
- Adgang til måling, og afregning i en tidsopløsning der svarer til energivarens dynamik via standardiseret format
- Alle omkostninger til styring, information og marked allokeres i sidste ende til forbrugeren af energitjenesten. Løsninger der minimerer disse omkostninger er derfor helt centralt i forhold til en konkurrencedygtig omstilling til VE.



Figur 10.1 Vision for informationsmodel i energisystemet hvor realtidspriser og adgang til måle/afregning er tilgængeligt for alle ledningsførte energivarer.

Betegnelsen "System-styring" refererer her bredt til styring, information og marked i det samlede energisystem. Styring skal ikke forveksles med en central "kontrol" af anlæggene. Det forventes at styringen i meget høj grad er markeds-baseret. System-styring er her opdelt på følgende fokusområderne Analyse, Informationssystem, Marked, Systemdrift. Grænsen mellem områderne er ikke skarpt defineret, men nogle eksempler på centrale delområder fremgår af Figur 10.2.



Figur 10.2 Elementer i markeds- og informationssystem for energisystemet.

10.2 Analyse

Grundlaget for analyse er typisk least-cost beregning af hvordan systemets anlæg drives optimalt ud fra en samlet økonomisk betragtning (i princippet "pareto-optimalt").

Efterspørgsels-elasticitet for energitjenesterne er centralt for at kunne vurdere respons og substitution ved varierende priser på f.eks el, og dermed også grundlag for vurdering af effekt-tilstrækkelighed og samlet forsyningssikkerhed.

Samtidig er denne elasticitet vigtigt for at vurdere om det meget "dynamiske system" bliver ustabil når det styres ved markeds løsninger med forskellige tids-skridt, budbaseret versus åben pris osv.

10.3 Systemdrift

Systemdrift omfatter her markedsovervågning med produktions- og forbrugsforecast, således at systemet er i effekt-balance indenfor driftskriterier. For el er balancen meget følsom, men for gas og varme er balancen mindre følsom da disse energivarer er lagerbare i system.

Systemdriften vedrører som central del net-allokering inklusive tariffer som styringsredskab. Derudover omfatter systemdrift også om systemet er indenfor driftskriterier med hensyn til tilstanden i nettet. Eksempelvis for el vedrører det spænding og frekvens og for gasforhold vedrørende tryk og gaskvalitet.

10.4 Informationsmodeller i energisystemet

En international standardiseret informationsmodel i energisystemet er væsentligt for at både apparater, aktører og tjenester kan få maksimalt nytte af information i det intelligente energisystem. Energinet.dk deltager i dag i en række standardiseringsarbejder med udgangspunkt i elsystemet. Herunder til kraftvarme, elbiler, solcelleanlæg mv. (CHPCOM, EVCOM, PVCOM). Elsystemet er det energisystem som er længst med standardisering, men det kan være hensigtsmæssigt at berøringen over mod de andre energibærere styrkes i et internationalt samarbejde.

10.5 Markedsmodeller i energisystemet

Markedsmodellerne kan (lidt forenklet) opdeles på to kategorier, budbaserede løsninger og åbne prisløsninger. Nedenstående er eksempler fra elmarkedsløsninger, men eksemplerne kan principielt overføres til de øvrige energimarkeder:

Budbaserede modeller

I budbaserede løsninger indsendes aktørernes bud (pris/effekt) for produktion og forbrug til en børs, hvorved en pris for den kommende periode dannes, og aktøren får melding om, i hvilket omfang der skal produceres (fx spot day-ahead marked). En budbaseret løsning kan også være bud, som løbende aktiveres efter behov for balancering, som det i dag sker for tertiære balanceringsydelser (NOIS-listen).

Fordele ved den budbaserede løsning er blandt andet:

- Effektbalancen er mere direkte kontrolleret, og der kan aktiveres et en specifik effekt via regulerkraftbud. Derved er der mindre risiko for "ustabilitet" med den direkte effektkontrol.
- Budbaserede løsninger bidrager til et pris-forecast, som er værdifuldt for anlæg, der har gevinst at planlægning af produktion eller forbrug.
- Der er i dag etableret markedsløsninger, som er forankrede både i Danmark og i omgivende lande.

Ulempen er blandt andet:

- For mindre enheder (forbrug og produktion) kan administration være uforholdsmæssigt dyr, også selv om et større antal enheder aggregeres. Typisk aggregeres til 5-10 MW, hvilket kan medføre et meget stort antal enheder (små varmepumper er typisk 2 kW el), medmindre disse puljes med store enheder.
- Styring af anlæg varetages af en operatør (tredjepart), hvilket i forhold til nogle forbrugere kan ses som en ulempe, både med hensyn til diskretion og fornemmelse af egenkontrol.
- Informationer til regulering, herunder behov og værdisætning af en tilstand for en energiservice, skal være til rådighed for tredjepartsoperatør. Dette kan være en ekstra omkostning og være en udfordring med hensyn til datadiskretion og sikkerhed.
- Aggregering af energiprisen med andre hensyn eksempelvis hensyn til adgang til kapacitet i infrastruktur på TSO, DSO eller lokal installation eller værdien på andre energivarer kan være vanskeligt at indregne i bud, der er givet i forvejen.

Åbne prismodeller

I åbne prismodeller publiceres en realtidspris åbent (fx via internettet). Prisen ændres ved faste intervaller (fx 5 minutter) eller ændres løbende. Tidsskridt afhænger af energivaren, hvor el er det mest volatile, hvorimod varme og gas er mindre dynamiske energivarer. Hvis systemet har behov for opregulering, hæves realtidsprisen, og ved behov for nedregulering sænkes realtidsprisen. Forbrug og produktion afregnes i forhold til prisen i det givne interval. EcoGrid EU-demonstrationsprojektet er et eksempel på en åben prismodel.

Fordelen ved en åben prismodel er blandt andet:

- Det er meget billigt at formidle pris til et stort antal forbrugs- og produktionsenheder, fx via internettet. Herved kan alle forbrugere levere balance-ring.
- Forsyningssikkerhedsmæssigt er der adgang til at påvirke et stort antal forbrugere næsten momentant, og dermed håndtere en kritisk effektbalance.
- Automation udstyr kan ud fra komfortkrav til energitjeneste selv foretage styring.
- Det er enkelt og dynamisk at aggregere andre hensyn, eksempelvis infrastrukturkapacitet på TSO, DSO eller lokal installation ved at aggregere energipris med infrastrukturpris (tarif).

Ulempen ved åbne prismodeller er blandt andet:

- Der er svært at vurdere, hvilken effektændring en given prisændring (real-tidspris) giver anledning til. Derved er der risiko for, at elsystemet pendler op/ned i effekt.
- Anlæg, der har værdi af at kunne planlægge over flere timer, har behov for en "forecast", som realtidsmarked ikke kan bidrage med.

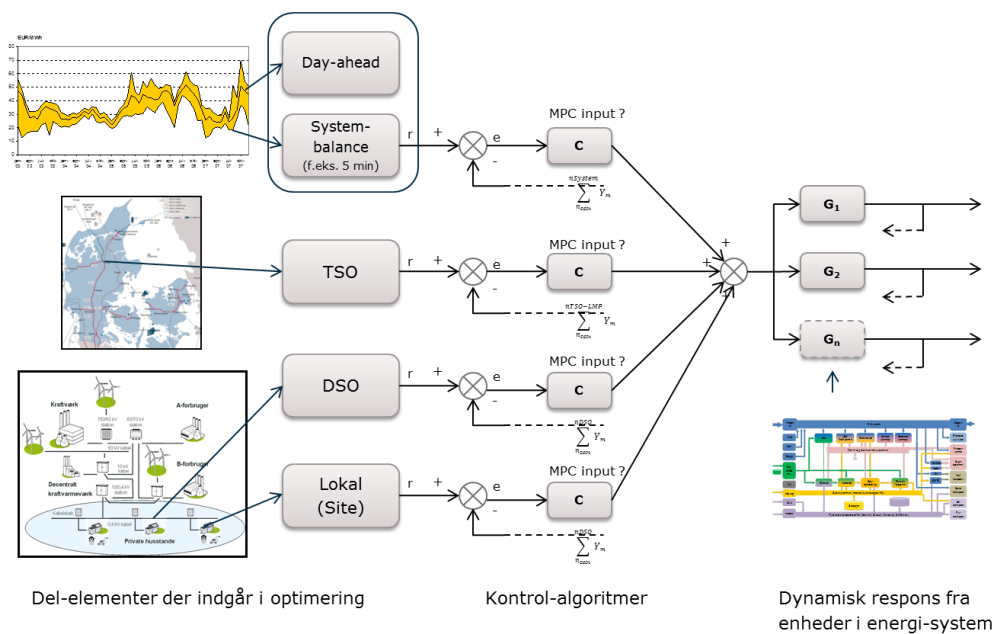
En kombination af modellerne kan være relevant. Eksempelvis "PowerMatcher"⁵⁰ hvor de enkelte decentrale enheder indmelder deres efterspørgselskarakteristik, således at en aggregator eller balanceansvarlig har overblik over forbrugs-efterspørgsel og kan levere et pris-forecast.

En forudsætning for at vurdere perspektiverne ved at udrulle realtidsmarked (som EcoGrid EU-modellen) i stor skala i et så potentielt dynamisk system, som det beskrevne for 2035, kræver en styrket indsats på simulering af dynamik og systemrespons i et fremtidigt system.

Kombination med tilgange, hvor mindre forbrugsenheder informerer om deres fleksibilitet (PowerMatcher), kan være et vigtigt instrument til at sikre stabilitet i et åbent realtidsmarked. Det kan være en mulighed at lægge dette ind som en styrket aktivitet i CITIES-projektet eller som andre udviklingsprojekter. Realtidsmarkedsmodeller demonstreres i dag i EcoGrid EU-projektet.

⁵⁰ Jf. endvidere www.powermatcher.net

Et eksempel på åben prismodel (indirekte kontrol) hvor en række forskellige hensyn repræsenteres med pris-signal, fremgår af figur 10.3. Her er energi-prisen repræsenteret ved en day-ahead spot time pris og en 5 min. balance pris. For TSO, DSO og lokalt site er tilsvarende en dynamisk pris, som repræsenterer hensyn til net. Disse priser kan enten gøres direkte tilgængelig for de enkelte anlægs styring (G_1, G_2, G_n) eller sendes via en regulerings-enhed (kontrol-algoritmer), som kan indlægge hensyn til en ønsket respons og måle på responsen. Der kan i algoritmen indgå detektering og beregning af den dynamiske respons for anlæg i energisystemet, herunder metoder som "Model Predictive Control", MPC, som input i control algoritme.



Figur 10.3: Et eksempel på hensyn der kan indgå i en indirekte kontrol via broadcasting af priser

Transaktionsomkostningerne ved forskellige markedsmodeller indgår typisk ikke i omkostningsvurderingen for markedsmodellen, men hvis mindre enheder indgår i modellen, vil det være nødvendigt med benchmark af dette.

10.6 Sammenfatning og indsatsområder – styring af energisystemet.

- Der forventes mange fleksible energikonverteringsenheder frem mod 2035. Konverteringsenheder der potentielt kan agere i flere markeder (el, gas, varme, brændstof). Energimarkederne har typisk både en energipris og en transporttarif. I alt bliver det mange informationer at forholde sig dynamisk til og "veje sammen".
- Der er behov for standardisering af informationsmodel i energisystemet i forhold til disse informationer.
- Vigtigt med en omkostningseffektiv løsning til dette marked, hvor et større antal prisinformationer skal lægges til grund for driftsvalget. En tilgang, der må forventes efterspurgt, vil være åben pris/realtidpris marked fra energivarene, således at informationer kan adderes lokalt.

- Et realtidsmarked er relativt enkelt at etablere, men kan give en stabilitetsudfordring hvis ikke man har nødvendig indsigt i dynamikken og stiller nødvendige krav til respons. Kombinationer af realtidsmarked og bud-baseret kan være løsning.
- Vigtigt med simulering og analyse af realtidsmarkeder på tværs af energisystemerne, herunder kobling af "styrings/reguleringsviden" og "markedsmodelviden".

11. Input til FUD og systemplanlægning – et perspektiv

Rapporten beskriver en række koncepter, som samlet set styrker økonomi og robusthed i et VE-baseret energisystem. De fleste af koncepterne kræver en indsats med hensyn til forskning, udvikling og demonstration, førend de er "modne" til at blive implementeret i energisystemet i en større skala.

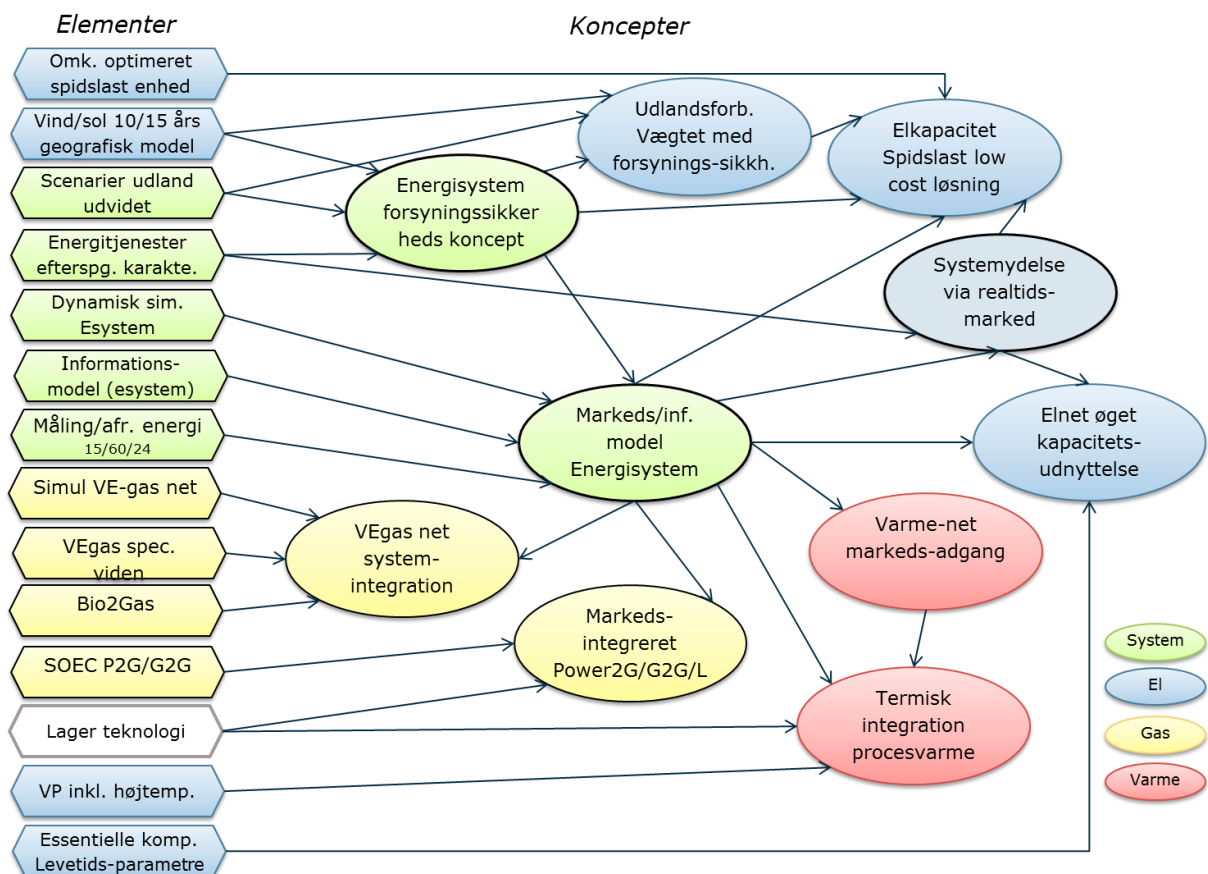
Koncepterne forudsætter at en række grundlæggende elementer er udviklet. Elementerne kan både være fysiske enheder og/eller viden og metoder som skal danne grundlag for konceptet. En kort beskrivelse af koncepter fremgår af tabel 11.1. Generelt er forskningsinstitutionerne DTU/AAU/SDU centrale aktører i næsten alle koncepterne, og derfor ikke specifikt nævnt som eksempel.

Koncepter	Beskrivelse
Styring og marked i hele energisystemet med pris og tarifmodeller	For at realisere gevinsten ved at integrere energisystemet er der behov for udvikling af fremtidige markedsmodeller i både el-, gas- og varmesystemet. Omkostningseffektivitet er helt afgørende i takt med, at mindre/flere enheder skal kunne markedsstyres. Modellerne skal benchmarkes på cost-efficiens (herunder transaktionsomkostninger) og stabilitet. Virkemidler til at sikre åben-sløje (realtidsmarkeds modeller) stabilitet skal indgå i vurderingen.
Robusthed som designparameter ved forsyningsikkerhed	Koncept for beregning af energisystemets robusthed. Konceptet forudsætter modellering af efterspørgselselasticitet og tradeoff mellem lave versus stabile omkostninger til energitjenester.
International el-integration vægtet med vind/sol forsyningsikkerhed	Analyserne viser, at værdien af international elintegration påvirkes væsentligt af effektiviteterne fra vind/sol europæisk statistik (tidsserier årrække).
Elnet øget kapacitetsudnyttelse	Koncept er beskrevet og delvist analyseret for DK1. Der er behov for at fortsætte arbejdet med PowerWorld-analyse af disse koncepter. Herunder med fokus på økonomisk modellering af netdrift.
Elkapacitet omkostningsminimering	Analyserne viser, at en række forhold kan bidrage til at reducere omkostninger til spidslast. Herunder øget viden om effekttilgængelighed fra udlandsforbindelser, markedsudvikling af spidslastkapacitet og systemydelse fra elastisk forbrug.
Systemydelser fra elastisk forbrug udenfor forward marked (realtid)	Analyserne viser, at adgang til systemydelser fra mindre enheder via realtids markedsrespons kan være et væsentligt supplement til forward marked. Herunder elastisk forbrug fra både nye typer forbrug og klassisk forbrug.
VE-gas net systemintegration	Planlægning af systemintegration mellem nye VE-gas lokale net og det overordnede gas transmissionssystem
Markedsintegreret Power2Gas, Gas2Gas, Gas2Liquid	Analyserne viser, at økonomi, fleksibilitet og energieffektivitet kan optimeres væsentligt gennem en øget markedsoptimeret drift og integration af Power2Gas, Gas2Gas, Gas2Liquid processer.
Varmenet markedsadgang	Med øget systemintegration er markedsadgang i fjernvarmesystemet (inklusive prosumers) vigtigt i forhold til at udnytte decentrale ressourcer, der kan producere varme. Det vedrører både levering og aftag på høj/lav temperatur-siden.
Termisk integration procesvarme	Højtemperatur varmepumper og varmegenvinding er et vigtigt område i omstillingen til vedvarende energi. Det har i dag begrænset fokus, og der er behov for at styrke denne del. Eventuelt via EUDP eller lignende.

Tabel 11.1: Oversigt og kort beskrivelse af koncepter

Koncepterne forudsætter, at en række grundlæggende elementer er blevet udviklet. Elementerne kan både være fysiske enheder og/eller viden og metoder, som skal danne grundlag for konceptet.

Koncepterne er indbyrdes afhængige, således at nogle koncepter forudsætter andre koncepter og elementer realiseret. I figur 11.2 er relation mellem nogle af de centrale koncepter og tilhørende elementer forenklet skitseret. Koncepter er illustreret med cirkel, og elementer, som er essentielle for at realisere koncepter, er vist tv. i figur (sekskanter).



Figur 11.2 Oversigt over nogle koncepter og elementer som er essentielle for at realisere koncept og implementere dem i energisystemet. Modenhed af element er indikeret med grøn-gul-rød (oplæg). Koncepter er illustreret med cirkel, og elementer, som er essentielle for at realisere koncepter, er vist med t..

En kort beskrivelse af de enkelte elementer inklusive vigtige aktører/partnerskaber fremgår af tabel 11.3 på efterfølgende side.

Element i koncept	Beskrivelse
Priselasticitet energitjenester	Der skal udarbejdes en parameterbeskrivelse af (kortsigtet) efterspørgselselasticitet for energitjenester. Denne del er central i forhold til forsyningssikkerhed og markedsmødder.
Levetid af essentielle komponenter ved delast/overlast	En række af de nye koncepter fokuserer på optimering af driftspunkter (del/overlast) af essentielle komponenter. Det vedrører både kabler, konverteringsanlæg, spidslast el (markedsintegreret elektrolyse mv.) osv. Der er behov for en parametrisering af levetid i forhold til driftsbelastning. Herunder også kortvarig overbelastning.
Gas spidslast teknologi	Gas elprod. teknologier (motor/GT mv.) er i dag markedsført og designet til grundlast. Behov for markedsudvikling til spidslast så produktet er CAPEX-konkurrencedygtigt med de driftsmæssigt dyre dieselanlæg.
VE-gas-specifik viden	Der skal etableres et teknisk vidensniveau omkring VE-gas i forhold til distribution, apparater, måling mv. Viden skal indgå i modellering/planlægning af løsninger hvor VE-gasnet integreres med det overordnede gasnet.
Scenarier udland udviklet	Analyserne har vist, at kobling af scenarier for udlandet med strategisk analyse af europæiske vind/sol-tidsserier over flere år giver en styrket viden til brug for strategisk planlægning af udlandsforbindelser. Scenarierne ENTSO-E/e-Highway2050 skal forankres og strømlines i forhold til D'accord. Strategi for formidling/vidensdeling.
Vind/sol 10-(15) års tidsserier geografisk	Analyser har vist, at anvendelse af geografiske vind/sol-tidsserier er nyttige i systemvurdering. Der er behov for at forankre denne tilgang i Energinet.dk's analysemiljø og D'Accord.
Dynamisk simulering af energi-system	Der er i dag meget begrænsede værktøjer til at modellere dynamisk stabilitet i det samlede energisystem (minut->time) set i relation til markedskoncepter/styring (fx realtidsmarked). Der er behov for at styrke dette område.
Måling af energi low cost	En forudsætning for at få et omkostningseffektivt energisystem er adgang til billig måling af både el, varme og gas med en finere tidsopløsning. Der er behov for at fokusere på, hvordan denne måling kan blive billig. Herunder nye tilgange med internettet, tredjeparts-måling osv. Måling er ikke pr. definition et naturligt monopol, og markedsføring kan være en mulighed
Informationsmodel i energisystemet	En forudsætning for at få styrket den nødvendige kommunikation i energisystemet er udvikling af en informationsmodel. International standardiseret kommunikation via XML mv. er nødvendigt for at håndtere informationsudveksling omkostningseffektivt.
VEgas specifik viden	Der skal etableres et teknisk vidensniveau omkring VE-gas i forhold til distribution, apparater, måling mv. Viden skal indgå i modellering/planlægning af løsninger, hvor VE gasnet integreres med det overordnede gasnet.
Simulering VE-gas net	Optimering af nye VE-gas sub-net i samspil med det overordnede gasnet forudsætter en udviklet simulerings- og optimeringsmodel. Der kan med fordel udvikles et modul i det nye Sifre, således at ADAPT/Sifre-samspillet kan håndteres disse gasnet beregninger. Et samarbejde med et gasdistrib.selskab kan være en mulighed.

Element i koncept	Beskrivelse
Power2Gas – Gas2Gas – Gas2Liquid	Modellering og simulering af elektrolyse og Gas2Gas/Liquid er foreløbigt håndteret i ADAPT/Sivael og EnergyPro, men der er behov for at simulere el/gas/termisk integration bedre. Her kan et modul i Sifre være en mulighed.
Bio2Gas	Omsætning af affald og bioresidues til biogas er essentielt for energisystemet. Synergieffekter med de udviklinger, der sker i randen af Bio2Gas (eksempelvis som Electrochea), kan give input til udvikling/reduktion af omkostninger til selve B2G-delen.
Udvikling af lagerteknologi	Analyse viser, at alle dedikerede ellagerteknologier er prohibitivt dyre i forhold til "bulk storage". Men fokus er relevant med hensyn til "mellemlagring" af energi, der kommer fra el og skal videre på et senere tidspunkt (VE-gas, varme høj/lav temp., osv.).
Omkostnings dekomponering el og gas net	En række nye principper for både el- og gasinfrastrukturen skærper behovet for nøgletal og benchmark på de enkelte delaktiviteter (bottom up) i driften af el og gas. Der er behov for at binde viden fra Asset Management sammen med FUD til at identificere cost-reduktionspotentialer.

Tabel 11.3: Oversigt og kort beskrivelse af elementer i koncepter

Appendix 1: Analyse af vindtidsserier og ekstreme i residualforbruget

Introduktion

Med den kraftigt øgede mængde fluktuerende elproduktion, der forventes i Danmark i fremtiden primært fra vind melder der sig særligt et problem: Hvordan bevares et højt niveau af forsyningssikkerhed når produktionen er lavest? Det skal der være en plan for, men for at kunne lægge denne plan skal to ting være klart, hvor store udsving, der kan forventes og hvor ofte de forekommer.

Den anden ekstrem er når produktionen fra vind og sol er størst. Det er ikke en trussel for forsyningssikkerheden, men det er vigtigt at udnytte den producerede el bedst muligt for at sikre et effektivt energisystem og dermed en lav elpris for forbrugerne. Her er spørgsmålet, hvordan overproduktionen håndteres bedst muligt. Det kan fx være ved lagring eller eksport. For at opnå det mest effektive system skal der være kendskab til hvor stor en overproduktion, der kan forekomme og hvor ofte det sker.

Formålet med denne analyse er, at give overblik over ekstreme forekomster af overskud og underskud af el i elsystemet i Danmark i perioder af forskellige længder. Dernæst at belyse forholdene i Danmarks nabolande og vise i hvor høj grad udlandsforbindelser til disse kan bidrage til balancering.

Der tages udgangspunkt i år 2035.

Metode

I denne analyse er det centrale at vurdere ekstreme i hele systemets overskud/underskud. Derfor tages udgangspunkt i residualforbruget, som er det resterende behov efter alt det, som ikke kan kontrolleres, herunder klassisk elforbrug⁵¹ og produktion fra vind og sol.

$$\text{Residualforbrug} = \text{Forbrug} - \text{Vind} - \text{Sol}$$

Produktionen fra vind og sol i 2035 estimeres ud fra historiske målinger af vind og sol samt vurderinger af installeret kapacitet i 2035.

Der benyttes i analysen for 2035 vind- og soldata tidsserier fra en historisk periode på 10 år fra år 2000 til og med år 2009. Tidsserierne er opdelt i henholdsvis 30 geografiske vindområder og 2 geografiske solområder for Danmark. For nabolandene er den geografiske opløsning lidt grovere.

Antagelserne om vind- og solkapaciteter er baseret på Energinet.dk's analyseforudsætninger. I år 2035 antages 4.388 MW havvind, 3.218 MW landvind, 504 MW kystnære vindmøller og 1.688 MW solceller. Der er ikke antaget nogen forbedring

⁵¹ I fremtiden forventes en grad af fleksibelt forbrug reguleret ved varierende elpriser. Men hele forbruget regnes med her som udgangspunkt og den fleksible del betragtes senere i analysen.

af solcellers effektivitet, men power curves for vindmøllerne forventes at være anderledes i fremtiden:

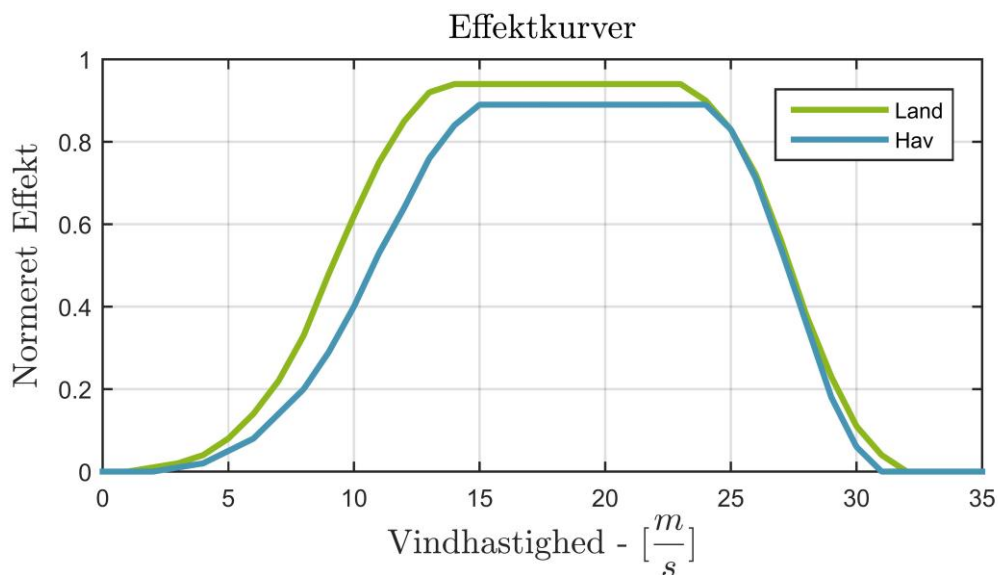
Power Curves

Tendensen er at tårnene bliver højere og altså kommer op hvor det blæser mere og rotorerne bliver større relativt til generatoren. Derfor forventes stigende fullasttimer til ca. 4.400 fullasttimer pr. år for havmøller og ca. 3.200 for landmøller. Med de "gamle" power curves anvendt med vindtidsserierne opnås kun 3.517 og 1.851 fullasttimer pr. år for henholdsvis havmøller og landmøller.

I denne analyse er anvendt en power curve fra et studie af TradeWind⁵² som tager højde for udviklingen mod større rotor relativt til generatoren, højere mølletårne, gradvis nedlukning over 25 m/s, skyggeeffekter, nedetid.

Det er desuden en aggregeret power curve som beskriver en gruppe/park af vindmøller fordelt over et geografisk område i stedet for en enkelt mølle. Det er vigtigt da det ikke blæser lige meget i hele vindområdet, og man ville derfor få for store fluktuationer hvis man modellerede vindmøller fra et helt vindområde som en stor vindmølle på et sted.

Power curve'erne er desuden skaleret så fullasttimerne passer med Energinet.dks antagelser. Kystnære vindmøller regnes som havmøller. De to power curves ses i figuren nedenfor.



Figur B.1: Power curve hav- og landvind

Forbrug

Det antagne elforbrug i Danmark er vurderet ud fra scenarieberegninger udført i Energinet.dk's modelværktøj, ADAPT. Elforbruget i nabolandene er antaget som for ENTSO-E's scenarie Vision 4. Kun vind, sol og bølgedata er baseret på 10 års tids-

⁵² TradeWind http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/D2.4_Equivalent_Wind_Power_Curves_11914bt02c.pdf.

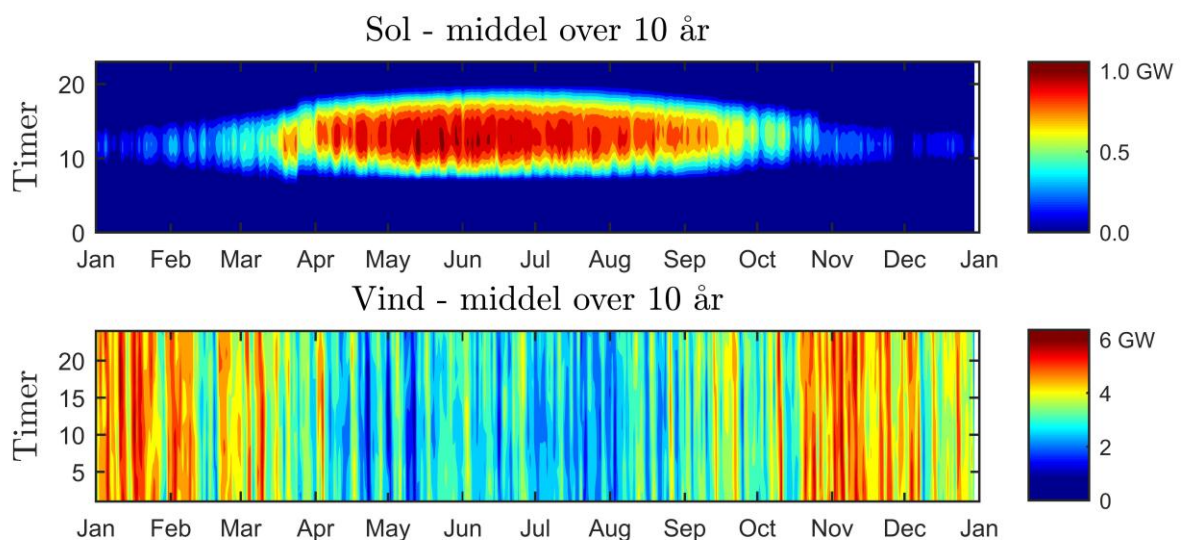
serier. Det antagne forbrug er for et enkelt år i 2035 som er gentaget ti gange efter hinanden i denne analyse. Derfor er det samme årlige forbrug antaget i alle ti år.

Variationer på døgn- og årsbasis

Elproduktionen fra solceller er kraftigt korreleret med solens position i forhold til jorden og har derfor både en døgn- og en årscyklus. Døgncyklussen passer godt til forbruget idet både produktionen og forbruget primært er om dagen. Men årscyklussen passer ikke så godt til forbruget da det forbrug er størst om vinteren hvor det er koldt og mørkt, mens produktionen fra solceller er størst om sommeren. (Se figuren nedenfor).

Elproduktionen fra vindmøller har ikke lige så veldefineret et mønster. Der er ingen døgncyklus og kun en svag tendens på årsbasis. Den tendens passer til gengæld godt til forbruget da der er mest elproduktion fra vind om vinteren hvor forbruget også er størst. (Se figuren nedenfor).

Elproduktionen fra sol og vind i scenariet for Danmark i 2035 er vist i figuren nedenfor med årsvariation på x-aksen og døgnvariation på y-aksen. Der er anvendt et gennemsnit af produktionen udregnet på baggrund af 10 års sol- og vindtidsserier.

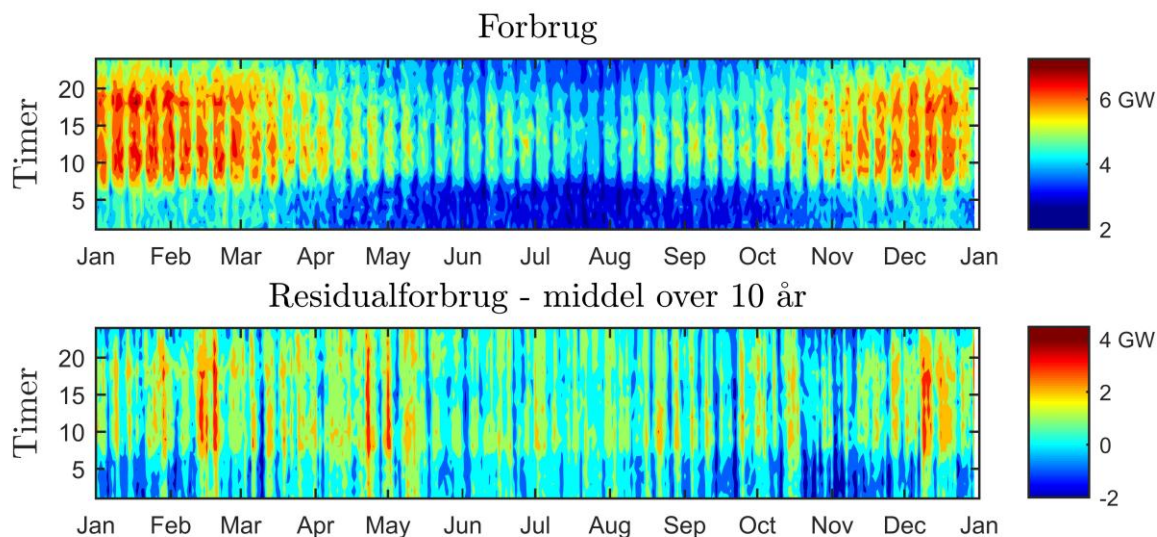


Figur B.2: Elproduktion fra sol og vind i scenariet for Danmark i 2035.

Forbruget har både en døgn- og en årscyklus. Over døgnet er et lille peak om morgenen og et større peak omkring kl. 18, også kendt som kogepeaket. Tendensen er tydeligere om vinteren end om sommeren ligesom forbruget generelt er større om vinteren end om sommeren. Forbruget er vist i figuren nedenfor. Udover døgn- og årscyklus er der også et ugemønster i forbruget. Forbruget er nemlig mindre i weekenderne og det ses i figuren som lodrette riller.

Den nederste figur er residualforbruget, altså den øverste figur fratrukket sol og vind fra figuren ovenfor. Solmønsteret er svært at få øje på, men det udgør også kun maks. 1 GW. Vindmønsteret er til gengæld tydeligt. Residualforbruget er mere

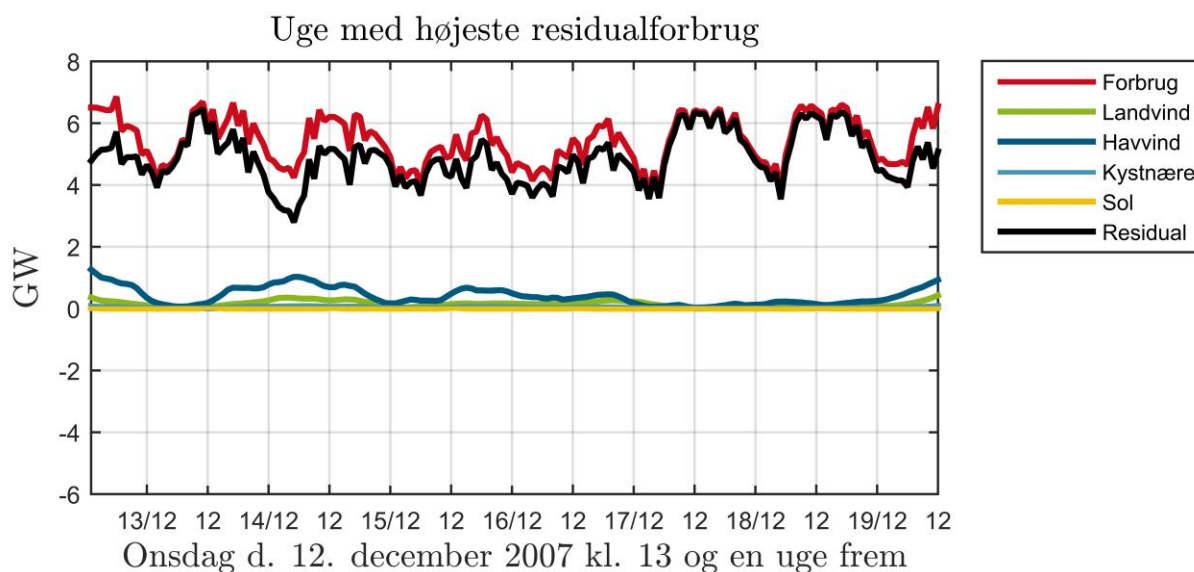
Iodret udglattet og noget af det høje forbrug i januar og december er udglattet. Men mest af alt er forbrugsmønstret tydeligt, især døgn- og ugemønstret. Residualforbruget er altså generelt størst om vinteren/foråret og i de to peaks henholdsvis om morgenen og omkring aftensmadstid.



Figur B.3: Elfforbrug og residualforbrug (forbrug minus vind/sol) over året i 2035.

Resultater 2035:

Det største gennemsnitlige residualforbrug i en sammenhængende uge i løbet af den analyserede periode på 10 år er fra onsdag d. 12. december 2007 kl 13 og en uge frem [figur nedenfor]. Det ses at produktionen fra vind og sol er meget lav i hele perioden. Kun havvind producerer op til 1 GW i korte perioder. Samtidig er forbruget relativt højt hvilket er typisk for vinterperioden.

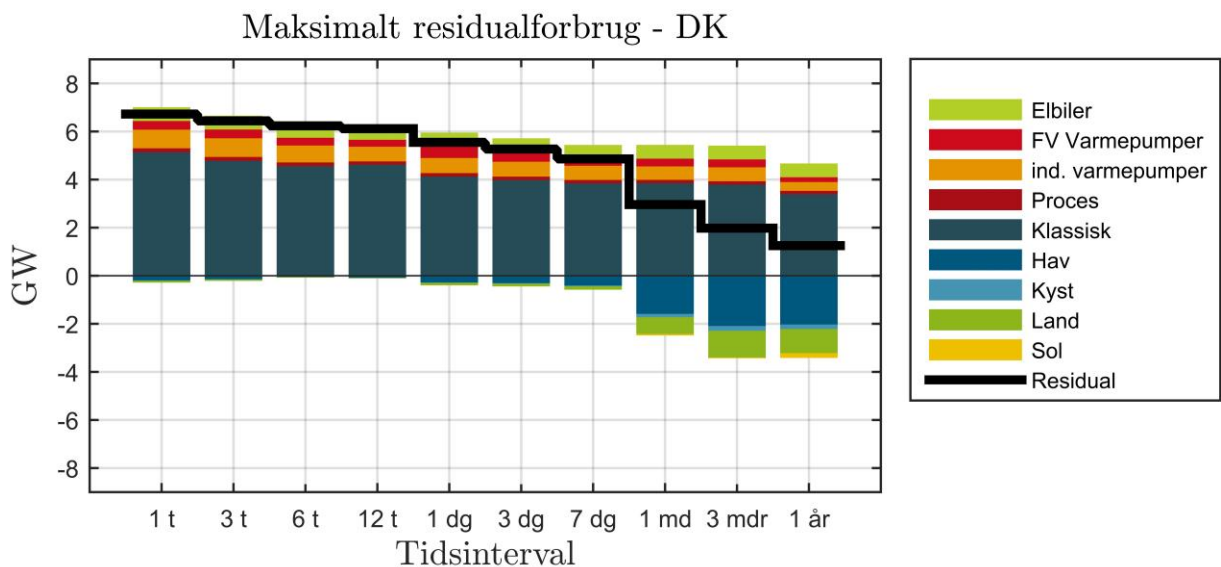


Figur B.4: Det største gennemsnitlige residualforbrug i en sammenhængende uge i løbet af den analyserede 10 års periode.

Der kan altså forventes en sammenhængende uge uden nævneværdig elproduktion fra vind og sol. Men kan det også forekomme 2 eller 3 uger i træk? Og hvor høje er de højeste peaks i kortere perioder?

For at håndtere udfordringen er det nødvendigt at kunne overskue sammenhængende perioder af forskellige længder. På figuren nedenfor er vist det maksimale gennemsnitlige residualforbrug for 10 perioder af forskellig længde opdelt på klassisk forbrug (som i første omgang betragtes som ufleksibelt) og forskellige typer fleksibelt forbrug nemlig: Industriel proces, individuelle varmepumper (iVP), fjernvarmepumper (FVVP) og elbiler (EV). Bemærk at elproduktion fra vind og sol er fratrukket det klassiske forbrug. Det ses at det maksimale forbrug i en enkelt time er 6,72 GWh. Det er bemærkelsesværdigt at det maksimale residualforbrug for en sammenhængende uge kun ca. er 2 GWh/h mindre, nemlig 4,86 GWh/h. For et sammenhængende år dækkes hele det klassiske forbrug af elproduktion fra sol og vind i gennemsnit.

Vind, sol og forbrug er vist i Bilag A for nogle af perioderne. Bemærk at de alle sammen ligger i december eller januar.



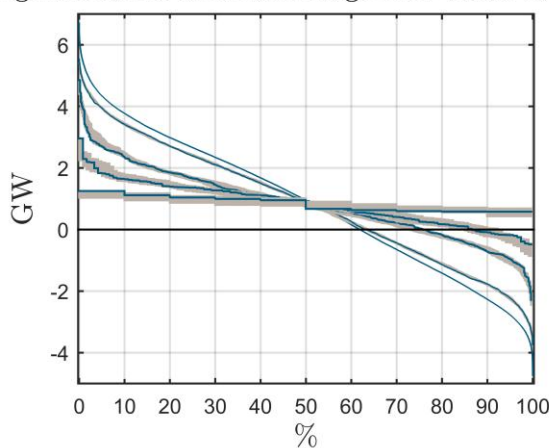
Figur B.5: Maksimalt residualforbrug i 2035 for de analyserede tidsintervaller over den samlede 10 års tidsserie-periode.

Tilfældene i figuren ovenfor er altså de enkelte tilfælde for hvert tidsinterval med det højeste residualforbrug. Men de siger ikke noget om hyppigheden som bedst illustreres med varighedskurver. I figuren nedenfor er vist varighedskurver af residualforbruget for alle 10 år og med tidsintervaller af forskellig længde svarende til nogle af dem i figuren ovenfor, nemlig 1 time, 12 timer, 3 dage, 7 dage, 1 måned og 3 måneder. Den stejleste er den med intervaller på én time og den fladeste er den med intervaller af 3 måneder.

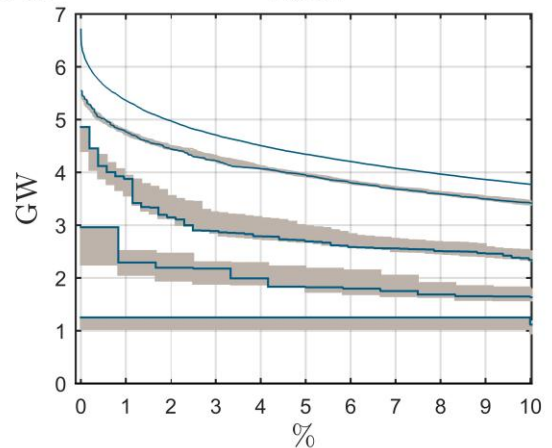
For varighedskurver med periodelængder på mere end én time kan 10-årsperioden opdeles på flere måder. Fx [1-12, 13-24, osv.], eller [2-13, 14-25, osv.]. Antallet af varighedskurver for en given periodelængde er det samme som periodens længde. For perioder på 12 timer er der altså 12 forskellige varighedskurver. For ikke at udelukke nogen og for at vise fordelingen af dem, er de alle sammen plottet oven i hinanden, men varighedskurven med den højeste maksimum værdi er markeret med en tykkere, blå streg. Figuren til højre er et zoom på de 9.000 højeste timer.

Kurven for 1-times- og for 12-times intervaller ligger meget tæt hvilket vil sige at spidslast skal dækkes i mindst 12 timer af gangen. Bemærk også, at kurverne ikke flader ud og finder et leje for de kort tidsintervaller, men har nærmest konstant hældning 80 pct. af tiden. Der er altså ikke en klar grænse mellem grundlast og spidslast. Kurverne med længere tidsintervaller har også konstante hældninger 80 pct. af tiden om end ikke så stejle.

Varighedskurver med forskellige intervaller over 10 år



Zoom



Figur B.6: Varighedskurver af residualforbrug 2035 ved forskellige periodelængder, hhv. 1 time, 1 døgn, 1 uge, 1 måned og et år.

Fleksibelt forbrug

Som det ses udgør fleksibelt forbrug en betydelig del af det samlede residualforbrug, men der er grænser for fleksibiliteten af det 'fleksible' forbrug. Det hele kan flyttes fra én time med et højt residualforbrug til den efterfølgende. Men dette er ikke muligt med de længere sammenhængende perioder. En elbil kan fx ikke vente en måned med at lade.

En simpel metode er anvendt til at estimere fleksibiliteten af de forskellige typer forbrug i sammenhængende perioder af forskellig længde:

For individuelle varmepumper antages det, at deres forbrug kan forskydes op til 3 timer. På den tid kan et velisoleret hus ikke nå at blive væsentligt meget koldere og velfærdstabet er relativt lavt. Det vil sige at dette forbrug helt kan fjernes fra sammenhængende perioder på op til 3 timer. For en periode på 4 timer kan 3 af timerne stadig forskydes hvilket svarer til 3/4 af forbruget. For en periode på 10 timer kan 3/10 af forbruget flyttes osv.

For industriel proces antages at halvdelen ikke kan flyttes, mens den anden halvdel har en alternativ elforsyning og derfor kan fjernes fra alle periodelængder. For fjernvarme-varmepumper antages at forbruget kan flyttes helt da de også har alternativ varmeproduktion.

Der antages at være 700.000 elbiler hvoraf den ene halvdel er plug-in Hybrid'er (PHEV) og dermed har et alternativ til el. Den anden halvdel er rene elbiler (EV) som er afhængige af at der er el til rådighed. De har dog stadig lidt fleksibilitet og det antages at 40 pct. af dem kan forskydes 6 timer, andre 40 pct. kan kun forskydes 3 timer, og de sidste 20 pct. kan slet ikke flyttes.

Ud over at elbilerne kan vente med at lade når der er mangel på el, kan de også aflade batteriet til nettet og dermed sælge el i særligt pressede situationer. Dette betegnes vehicle-to-grid eller V2G. PHEV'erne antages at have batterikapacitet på 15 kWh mens de rene elbiler har 30 kWh. Begge typer antages at kunne aflade med 20 kW. Desuden antages det at 33 pct. af bilerne er tilkoblet elnettet og 50 pct. af de tilkoblede bilers energilager er til rådighed, enten fordi der ikke er mere energi på batteriet eller fordi bilisten skal bruge det denne mængde el til forventet kørsel.

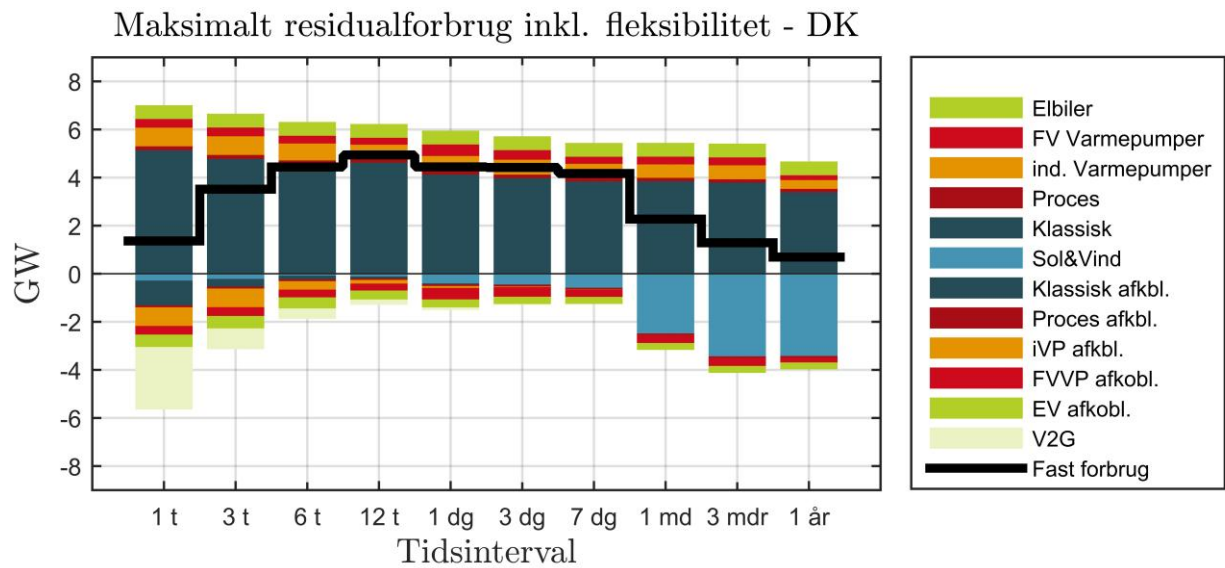
Virkeligheden er dog mere kompleks da forskellige forbrugere har forskellige behov og forbrugsmønstre, som også afhænger af tidspunktet på dagen og på ugen. Men i denne analyse er en forsimpning anvendt for at danne et overblik.

Endelig er det antaget at 20 pct. af det klassiske forbrug kan forskydes op til en time. Det repræsenterer blandt andet tøjvask og opvask samt køleskab og fryser.

Udtrykkene nedenfor beskriver fleksibiliteten af de forskellige komponenter som funktion af periodens længde i timer, t .

$$\begin{aligned}
 Flex_{klassisk} &= 20\% \cdot P_{klassisk} \cdot \frac{1}{t} \\
 Flex_{proces} &= 50\% \cdot P_{proces} \\
 Flex_{iVP} &= P_{iVP} \cdot \min\left(1; \frac{3}{t}\right) \\
 Flex_{FVVP} &= P_{FVVP} \\
 Flex_{EV} &= P_{EV} \cdot \left(50\% + 20\% \cdot \min\left(1; \frac{3}{t}\right) + 20\% \cdot \min\left(1; \frac{6}{t}\right)\right) \\
 V2G &= P_{V2G} \cdot \frac{1}{t}
 \end{aligned}$$

Med disse muligheder for at udglatte det maksimale residualforbrug beregnes nu det maksimale gennemsnitlige residualforbrug opdelt i forbrug som henholdsvis kan og ikke kan flyttes. Resultatet er vist i figuren nedenfor.



Figur B.7: Maksimalt residualforbrug 2035 når fleksibelt forbrug og V2G (Vehicle to grid) indregnes.

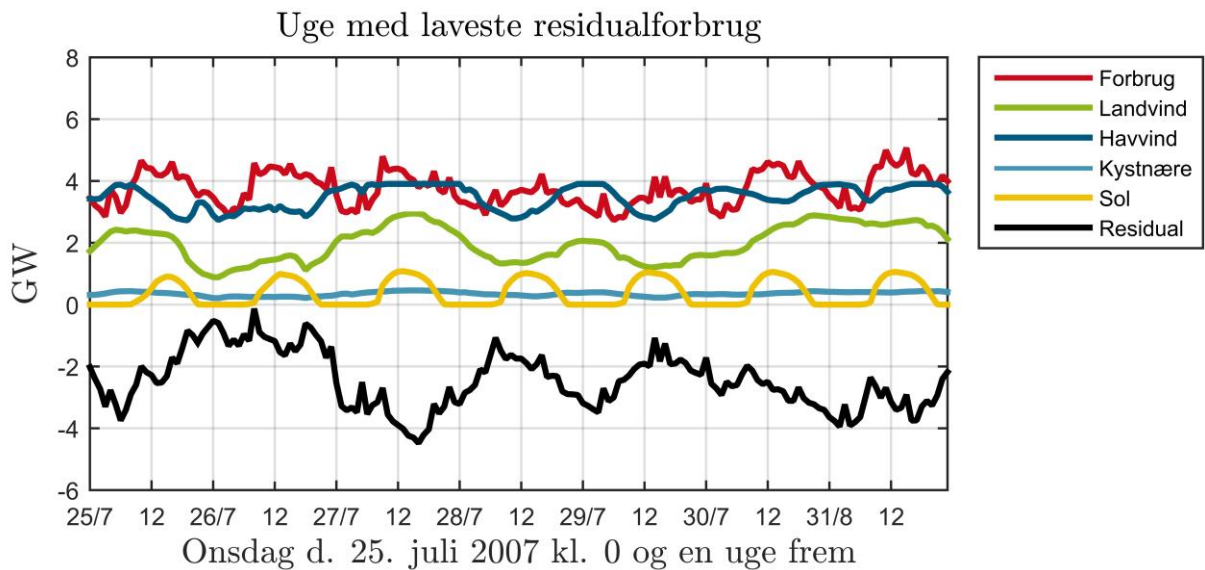
Det ses af figuren at det fleksible forbrug kombineret med V2G kan flytte det meste af residualforbruget i korte perioder på få timer, mens sammenhængende perioder på omkring 12 timer har det højeste gennemsnitlige residualforbrug som ikke kan flyttes. Årsagen er at de fleste fleksible komponenter kun kan flyttes få timer. Der er altså behov for kapacitet andre steder fra som kan levere op til ca. 4,94 GWh/h i gennemsnit i perioder på ca. 12 timer.

Bemærk også at den uflyttelige del af det maksimale gennemsnitlige forbrug ikke er markant mindre for en sammenhængende periode på en uge, nemlig 4,17 GWh/h.

Der vil altså relativt ofte forekomme perioder med meget lidt elproduktion fra sol og vind og da balancen er stort set lige så negativ, stort set lige så ofte for perioder af 12 timer som i enkelte timer kan fleksibelt forbrug ikke afhjælpe udfordringen.

Overskudsproduktion

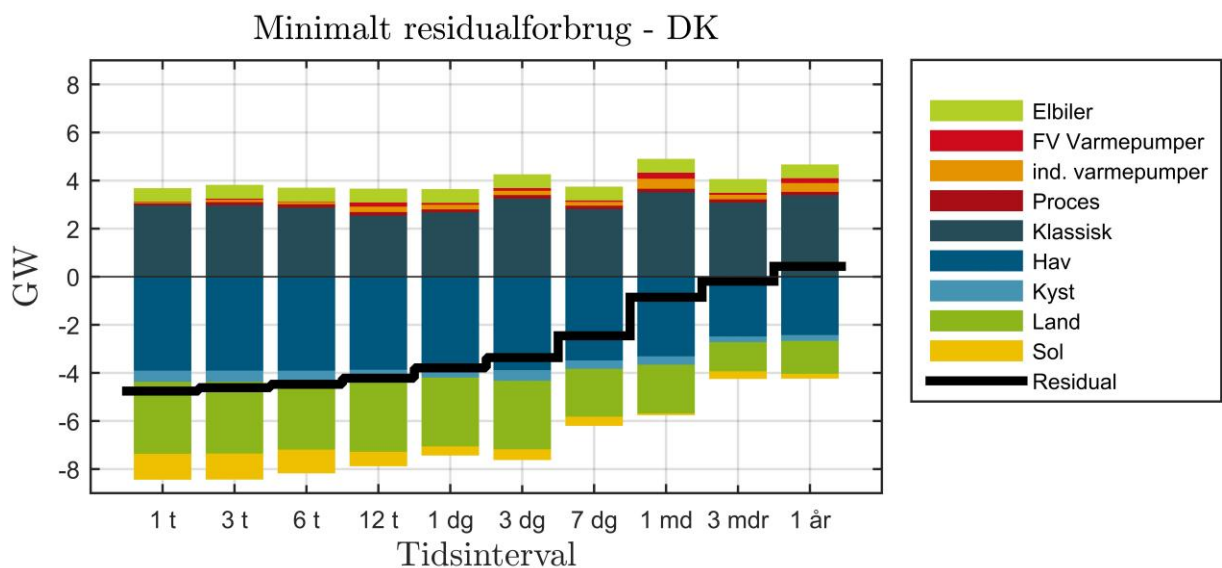
Indtil videre er det maksimale residualforbrug behandlet, men det minimale rummer helt andre udfordringer. Figuren nedenfor viser ugen i løbet af de ti år med det mindste gennemsnitlige residualforbrug, altså den største overskudsproduktion. Til forskel fra ugen med det højeste residualforbrug er forbruget meget lavt. Det er sidst i juli, dvs. ferieperiode. Der er begrænset behov for varme i denne periode. Derudover producerer havmøllerne i gennemsnit 79 pct. af deres maksimale kapacitet. Overproduktionen er i løbet af denne uge i gennemsnit 2,46 GWh/h.



Figur B.8: El-forbrug og vind/sol elproduktion 2035 i den uge over den 10-årige periode hvor det laveste residualforbrug forekommer.

Figuren nedenfor viser det mindste gennemsnitlige residualforbrug, altså den største overproduktion, i perioder af forskellig længde. Forbrug regnes positivt, produktion negativt og den stiplede linje er residualforbruget. I det sammenhængende år med det laveste residualforbrug og dermed med mest sol- og vindproduktion kommer det lige op over nul og op på 0,43 GWh/h i gennemsnit, men sol og vind kan altså forsyne hele forbruget i gennemsnit med den installerede kapacitet. Udfordringen er udsvingene indenfor året.

I bilag B er vist nogle af perioderne kronologisk som i figuren ovenfor. Bemærk, at de fleste af perioder forekommer om sommeren i modsætning til perioderne for det maksimale residualforbrug, som forekommer om vinteren. Der er altså potentielt et behov for sæsonlagring af el fra sommer til vinter.



Figur B.9: *Residual-forbrug i perioder med størst "overproduktion". Analysen er for den 10-årige periode.*

Landene omkring Danmark

Som vist ovenfor vil der relativt ofte komme perioder med lav elproduktion fra vind og sol, der ofte er så lange at fleksibelt forbrug og V2G ikke kan afhjælpe ubalancen.

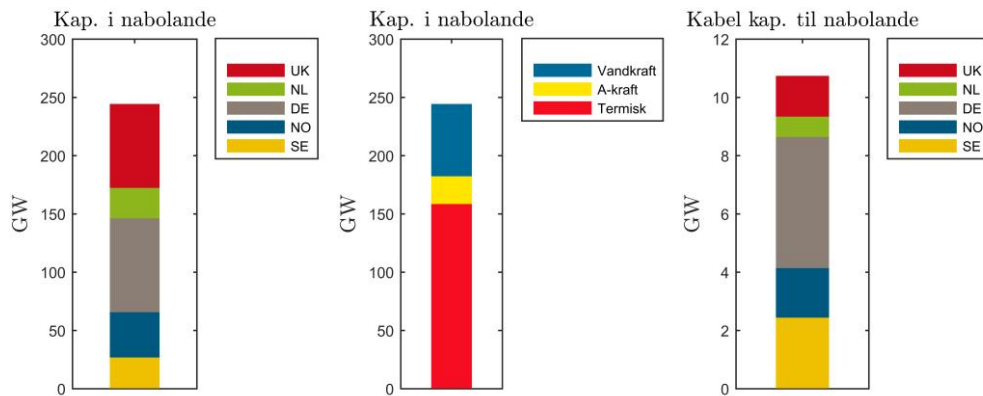
Men Danmarks elsystem er stærkt forbundet til flere nabolande. I nord har Norge og til dels Sverige store mængder vandkraft som både er CO₂-neutrale og fleksible. Danmark forbinder norden til resten af Europa gennem Tyskland og snart også gennem Holland. Desuden indikerer analyser, at en forbindelse til England kan være en god investering, ikke mindst med den øgede mængde vindkraft i fremtiden⁵³. Vinden kommer ofte fra vest så det blæser ofte samtidig i Danmark, Norge og Tyskland, men England får vinden tidligere. Denne forskydning kan både England og Danmark potentielt drage nytte af via en el-forbindelse.

For at undersøge udlandsforbindelsernes potentielle effekt på balanceringen af elproduktion fra sol og vind betragtes igen residualforbruget. Først undersøges residualforbruget i nabolandene i de perioder af forskellig længde hvor det står værst til i Danmark, som er analyseret ovenfor.

Datagrundlaget for nabolandene er ENTSO-E's "grønne" scenarie, vision 4, hvilket forventes at give de største udfordringer da de indeholder mest vind- og solenergi. Vind- og soltidsserier er ligesom for Danmark 10-års serier i tidlig opløsning på timeniveau, men en noget grovere geografisk opløsning end for Danmark. Vind- og solkapaciteterne er fordelt på baggrund af hvor det højeste potentiale er. Vindkapaciteten er typisk fordelt med ca. 70 pct./30 pct. på det mest og næstmest vindrige område. Denne tilgang er valgt for at repræsentere fordeling og for at undgå at fordele det 'for jævnt' og dermed få en for optimistisk udglattende effekt.

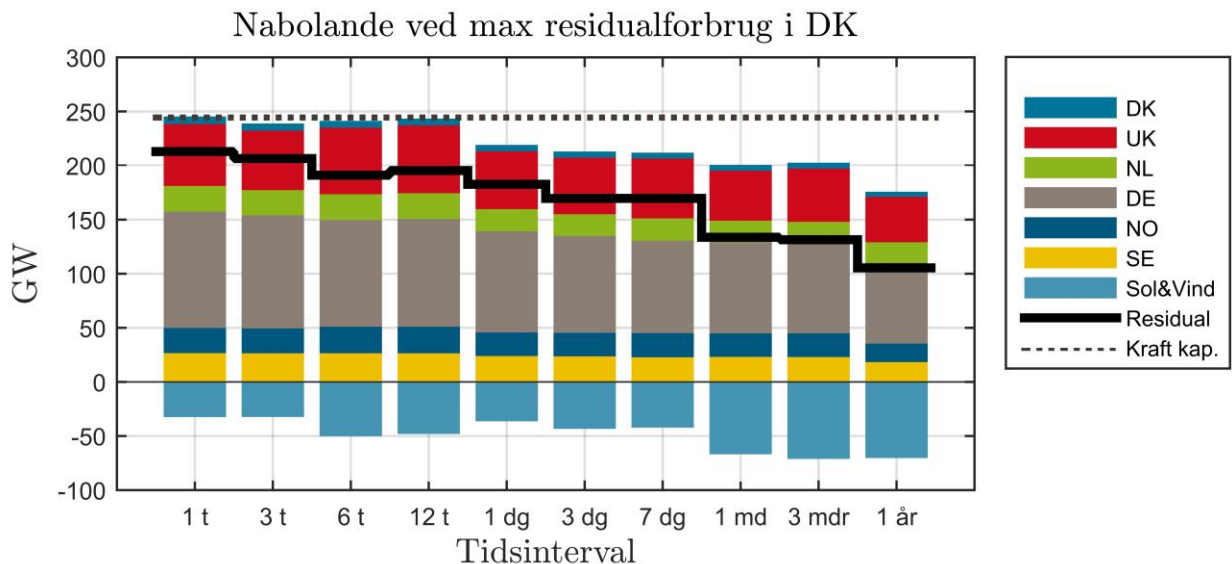
Nedenfor er vist de antagne kraftværkskapaciteter fordelt på lande og typer samt antagne kapaciteter af udlandsforbindelserne.

⁵³ http://www.danskenergi.dk/Aktuelt/Arkiv/2012/April/12_04_30C.aspx.



Figur B.10: Kraftværkskapaciteter i nabolande og transmissionskapacitet fra DK til nabolande antaget for 2035.

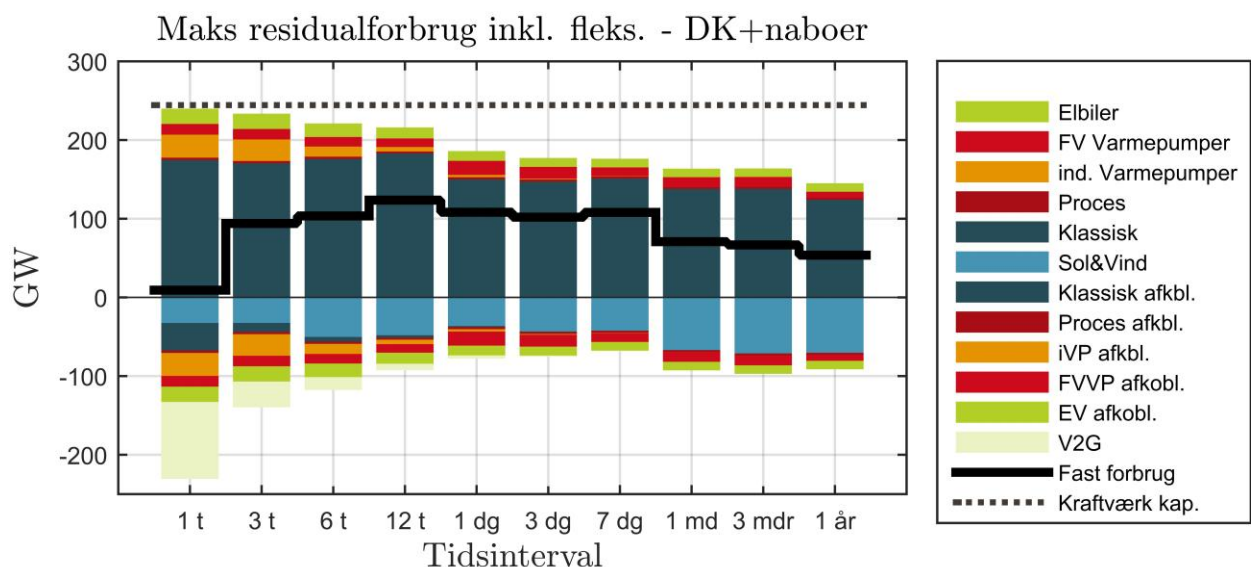
Figuren nedenfor viser residualforbruget i Danmarks nabolande: England, Holland, Tyskland, Norge og Sverige på de tidspunkter hvor residualforbruget er størst i Danmark. Den samlede kraftværkskapacitet er også indtegnet med et stiplede linje. Det ses, at der stort set ikke er nogen overskudskapacitet i perioder op til 12 timers længde. Men i perioder over et døgn, er der i gennemsnit nok til at dække Danmarks residualforbrug flere gange. Det er vel at mærke uden nogen kraftværker i Danmark. Forudsat at der er forbindelse med høj nok kapacitet og nabolandene er villige til at sælge, har Danmark altså kun behov for at balancere indenfor døgnet.



Figur B.11: Nabolandes maksimale residual-forbrug 2035, ved maksimalt residualt-forbrug i DK.

I ENSTO-E's grønne scenarie forventes nabolandene også at have en andel fleksibelt forbrug samt V2G. Landene er forskellige med hensyn til klima, energikrævende industri, forbrugsmønstre osv. I denne analyse antages et groft overslag af nabolandenes fleksibilitet og V2G, således at det er proportionelt det samme som i Danmark.

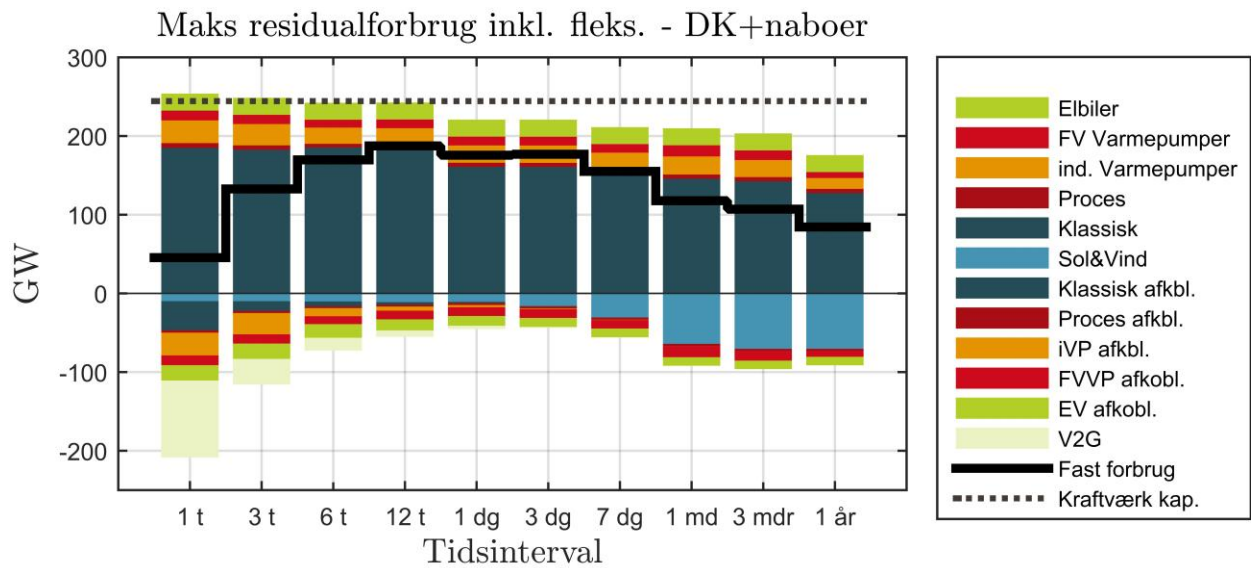
Dermed kan det faste forbrug, fleksible forbrug og V2G vises for Danmark og nabolandene ligesom det tidligere var vist for Danmark alene (figur nedenfor). Det ses at det faste forbrug topper for perioder af ca. 12 timers varighed ligesom for Danmark alene. Men til forskel fra Danmark er her et lokalt maksimum af fast forbrug for perioder af 7 dage. Det gennemsnitlige faste forbrug er altså større i perioden på 7 dage end i perioden på 1 og 3 dage, selv om det samlede residualforbrug er lidt mindre. Det er altså den aftagende fleksibilitet, der gør det faste forbrug større, selv i disse relativt lange perioder. Desuden er det faste forbrug ikke meget mindre for perioder på 1 måned til 1 år. Nabolandene har altså et fast forbrug omkring 150 GW i gennemsnit. Men det er også næsten 100 GW mindre end den samlede kraftværkskapacitet. Det er relativt meget i forhold til Danmarks maksimale residualforbrug på knap 7 GWh/h. Det er altså her en fordel at være et lille land, der er velforbundet til nabolandene idet den kapacitet nabolandene ofte har til overs er mere end rigeligt til at dække det samlede danske forbrug.



Figur B.12: Nabolandes maksimale residual-forbrug 2035, ved maksimalt residualt-forbrug i DK. I figuren er tilføjet antaget fleksibelt forbrug.

Danmark er altså en lille brik i denne sammenhæng, så det er måske ikke så vigtigt at se på nabolandenes situation, når residualforbruget er højest i Danmark, men i stedet betragte hele området samlet.

Nedenfor er vist det maksimale residualforbrug for hele området af Danmark og nabolande. Det adskiller sig ikke meget fra den forrige figur, bortset fra at residualforbruget overstiger kraftværkskapaciteten for perioderne på 1 og 3 timer. Men med fleksibelt forbrug og V2G er der kapacitet nok til at dække forbruget.



Figur B.13: *Nabolandes samlede maksimale residual-forbrug 2035, ved maksimalt residualforbrug i hele området. I figuren er tilføjet antaget fleksibelt forbrug*

Danmark har en samlet kabelkapacitet til udlandet på over 10 GW, så det er altså nok til at forsyne hele Danmark, selv når hverken solen skinner eller vinden blæser.

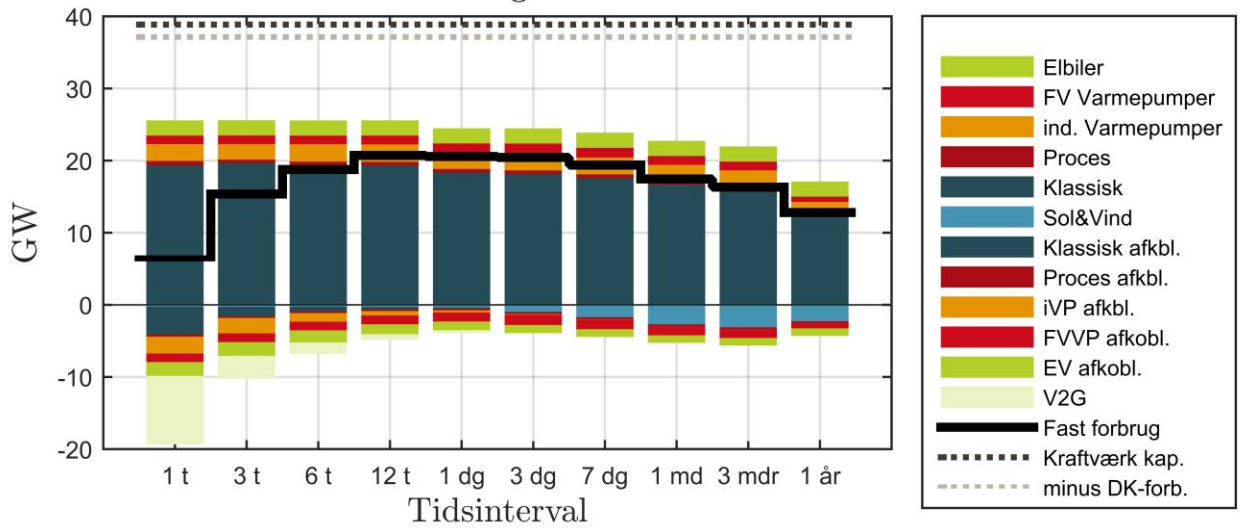
I de fem figurer nedenfor er vist det maksimale residualforbrug set for hvert land for sig. Det er opdelt i fast forbrug og forbrug som kan afkobles samt bidrag til balancering fra V2G på samme måde som tidligere. Desuden er landets kraftværkskapacitet markeret med en mørk stiplede linje og kraftværkskapaciteten fratrukket kabelkapaciteten er markeret med en lysere stiplede linje. Det er altså den kraftværkskapacitet landet har tilbage til sig selv efter maksimal eksport til Danmark. Landene sorteret efter hvor meget kraftværkskapacitet de har til overs, faldende orden. Norge har meget mere kraftværkskapacitet end de har brug for selv når residualforbruget er højest.

England og Holland har også nok til både at forsyne sig selv og Danmark selv i den time hvor residualforbruget er højest.

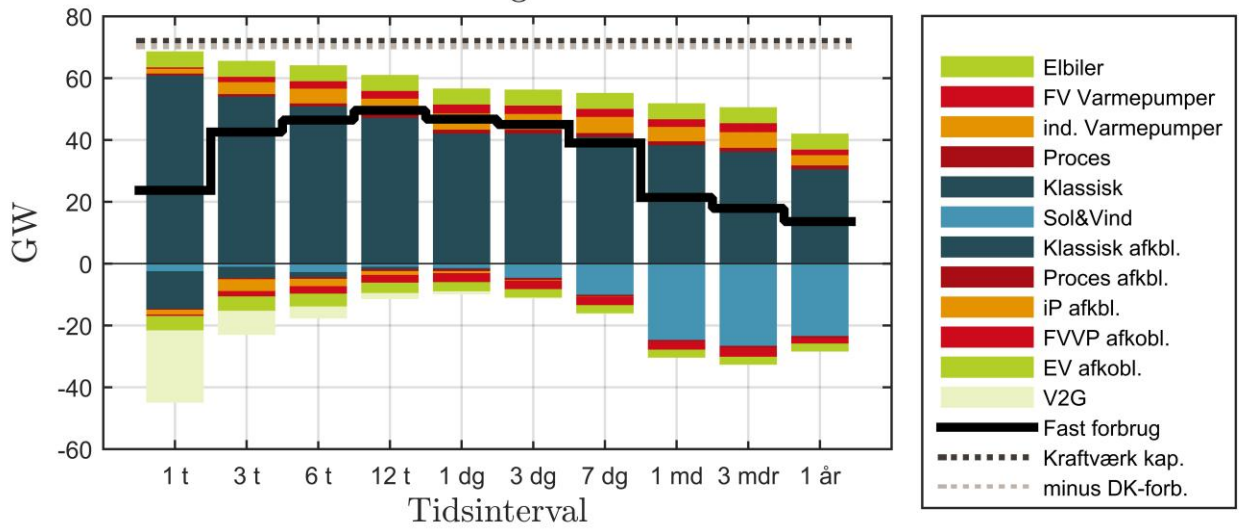
Men Sverige vil få brug for fleksibelt forbrug og/eller V2G i nogle særtilfælde i perioder op til 12 sammenhængende timer for at dække sit eget forbrug og oftere og længere perioder for også at eksportere til Danmark.

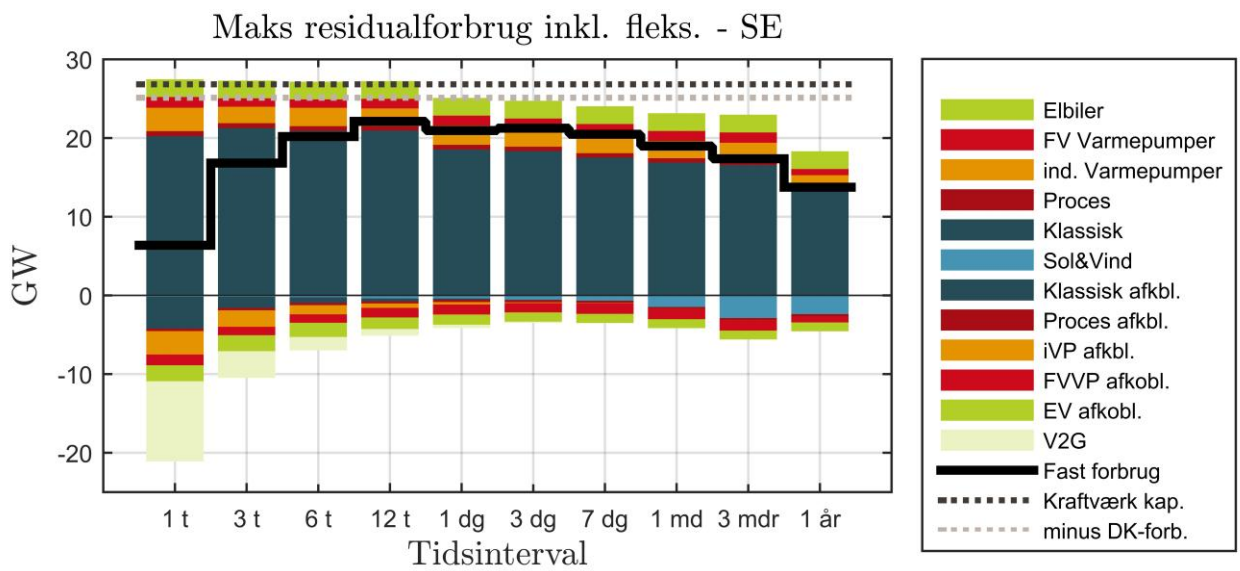
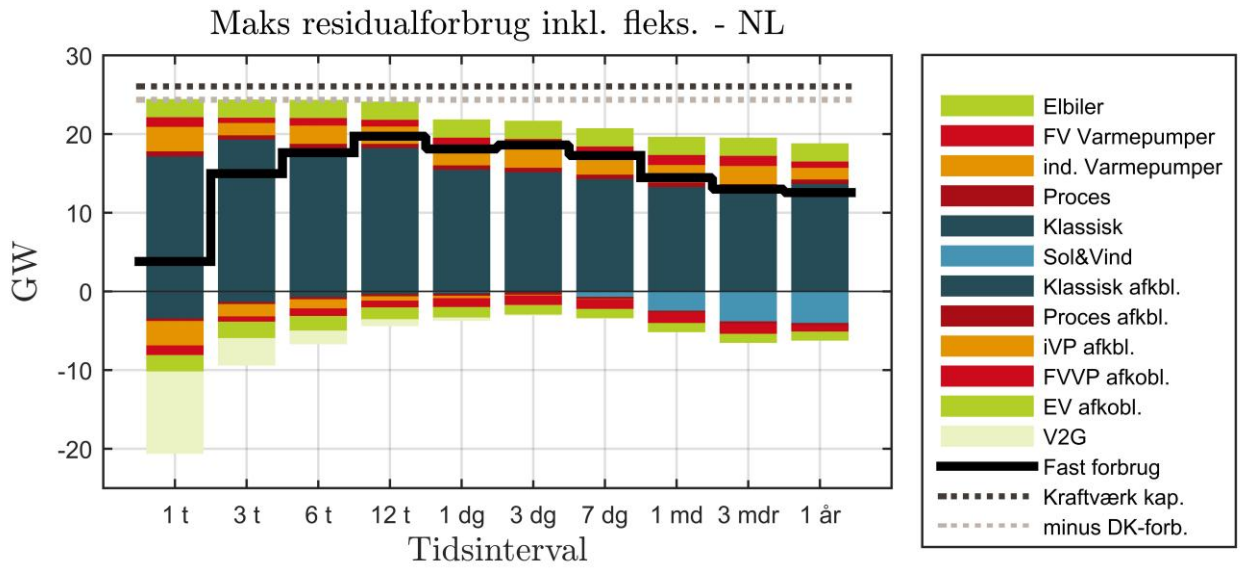
Tyskland vil have underskud selv efter fleksibelt forbrug og V2G i perioder af 12 timer til 3 dage. De får derfor selv brug for at importere, så Danmark og Tyskland kan komme til at konkurrere om overskudsproduktion fra andre lande.

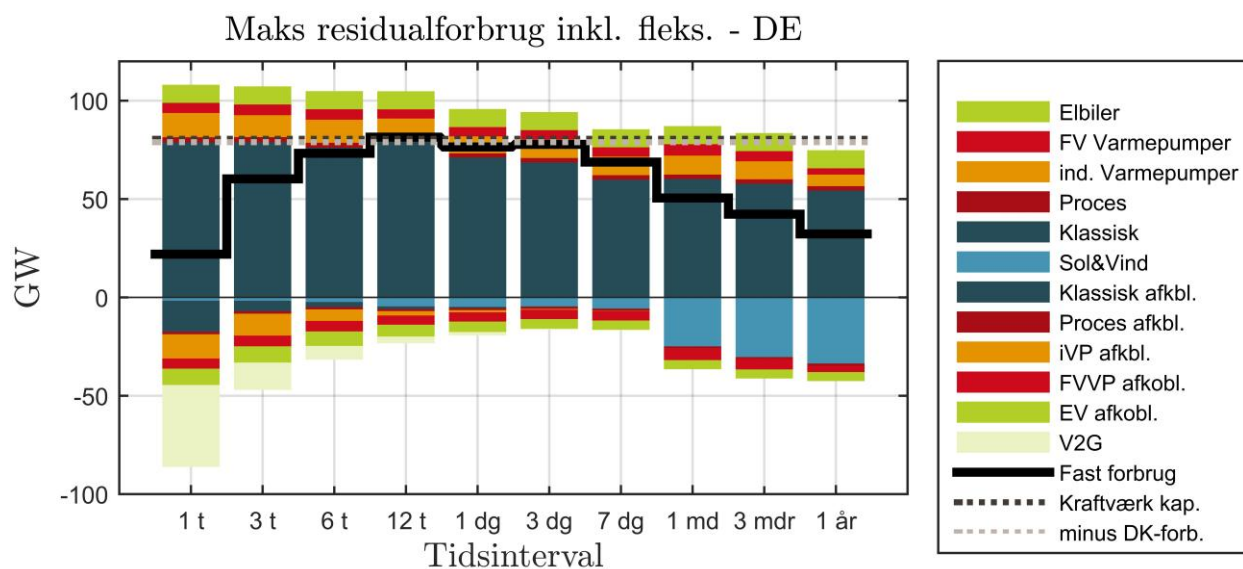
Maks residualforbrug inkl. fleks. - NO



Maks residualforbrug inkl. fleks. - UK

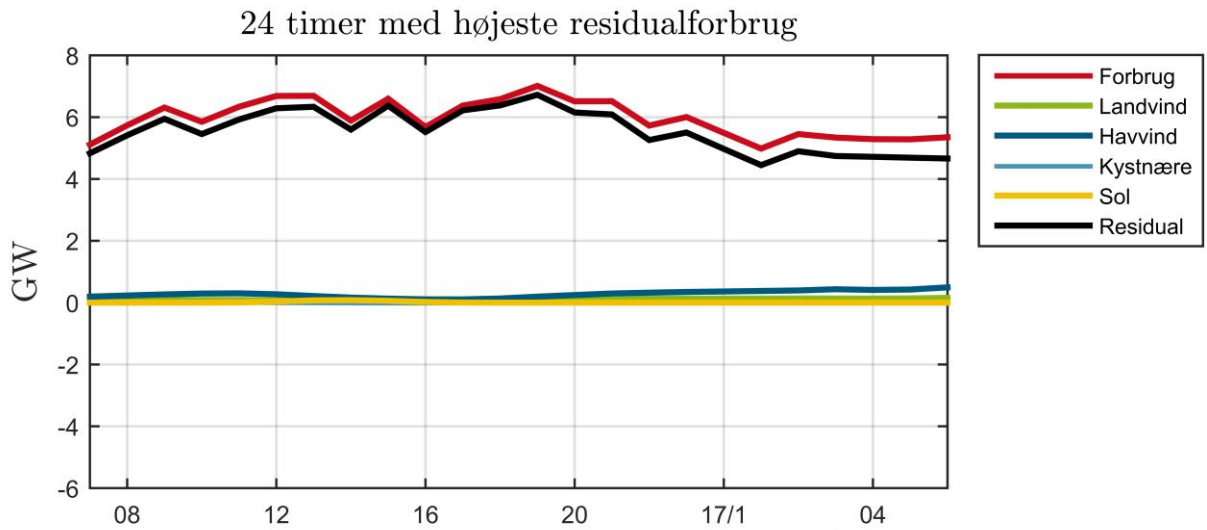




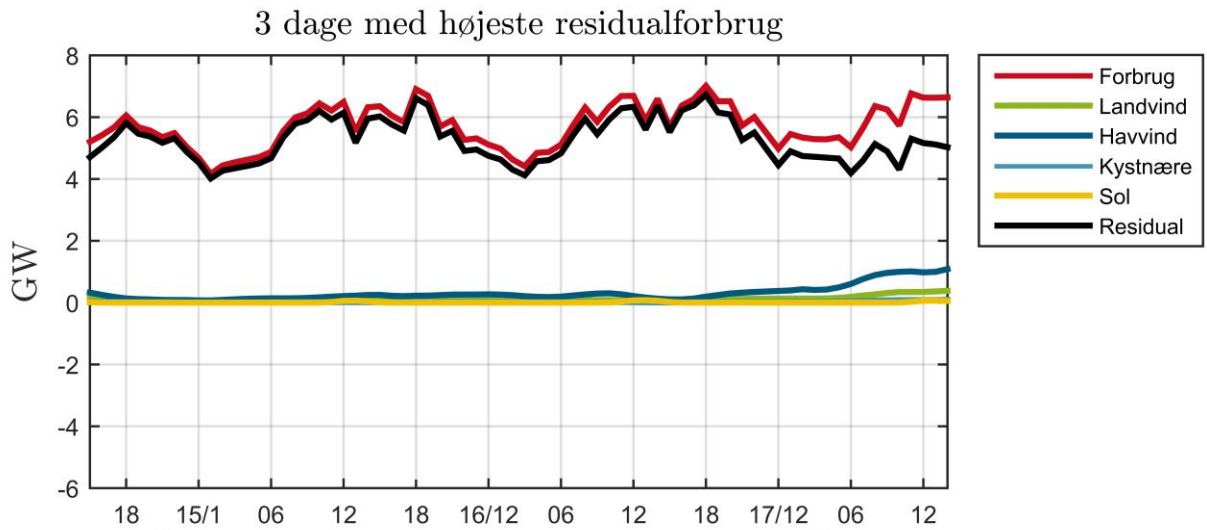


Figur B.14: Nabolandes maksimale residual-forbrug 2035 vist for hvert land (Norge, UK, Holland, Sverige, Tyskland). I figuren er tilføjet antaget fleksibelt forbrug.

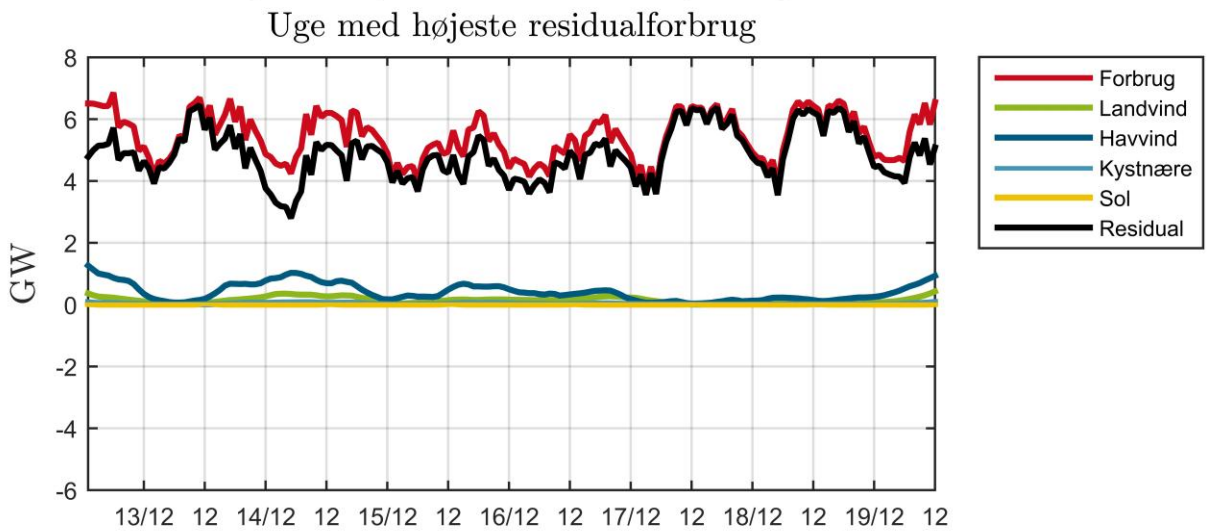
Bilag A:
Laveste residualforbrug i DK 2035 ved forskellige periodelængder



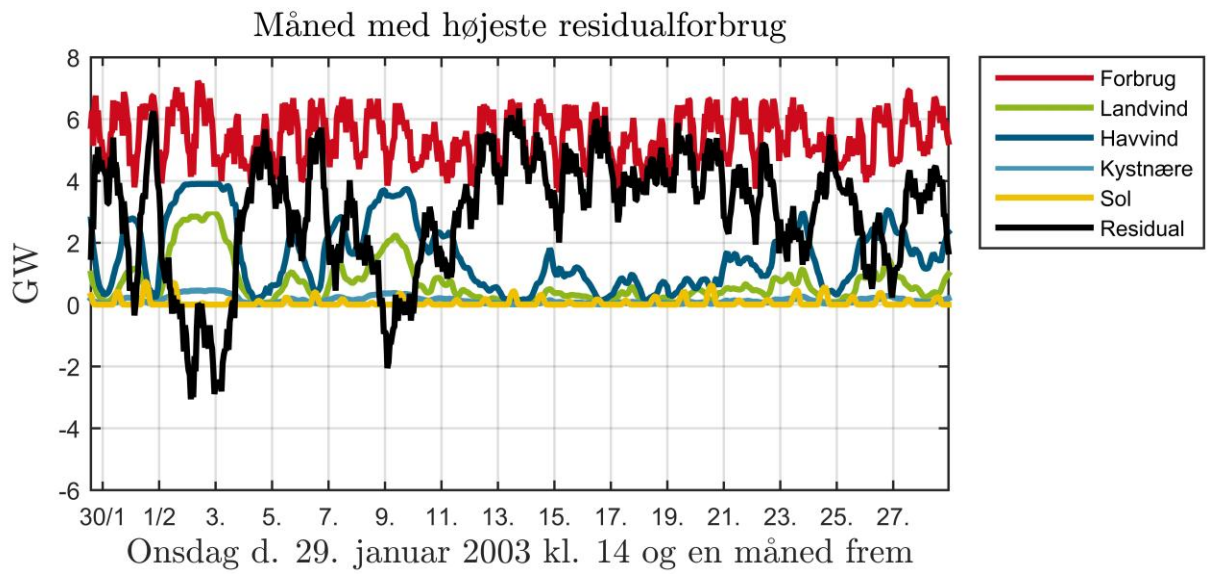
Tirsdag d. 16. januar 2001 kl. 7 og 24 timer frem



Søndag d. 14. januar 2001 kl. 15 og 3 dage frem



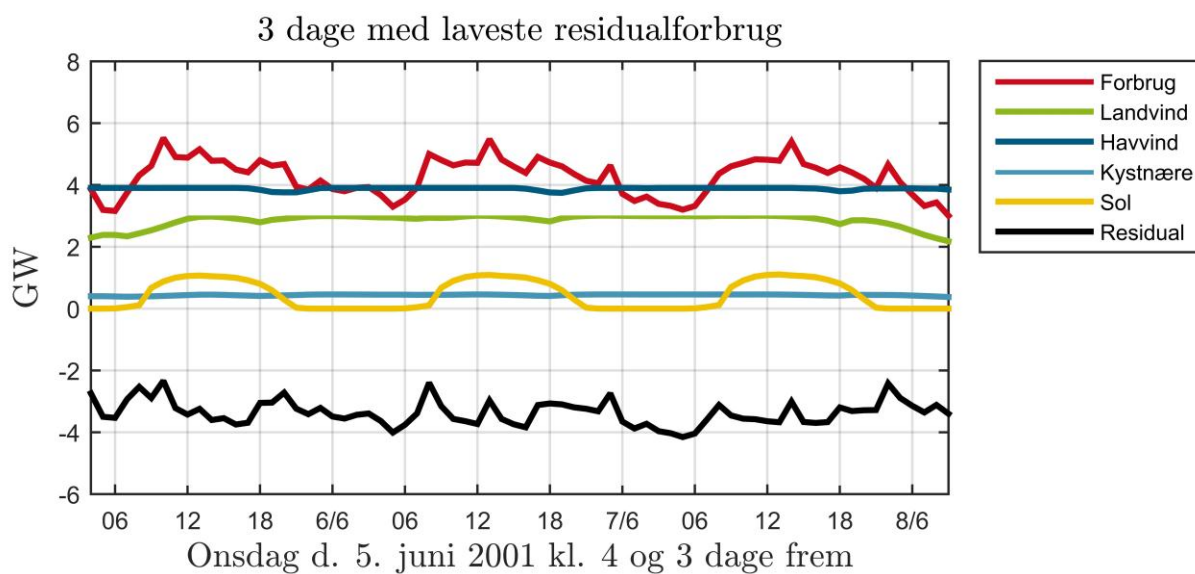
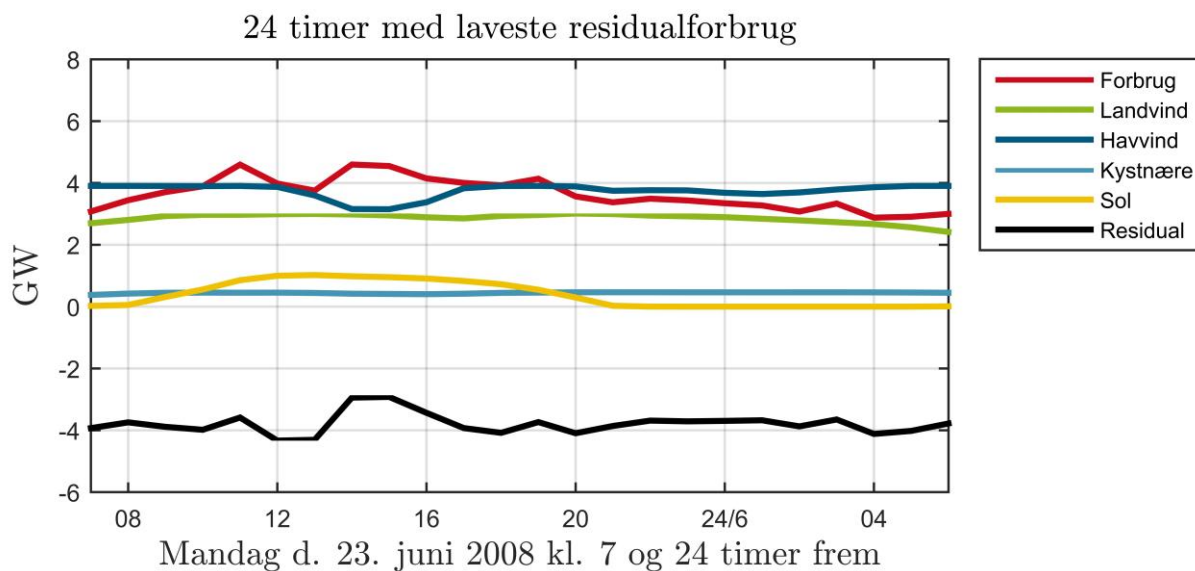
Onsdag d. 12. december 2007 kl. 13 og en uge frem

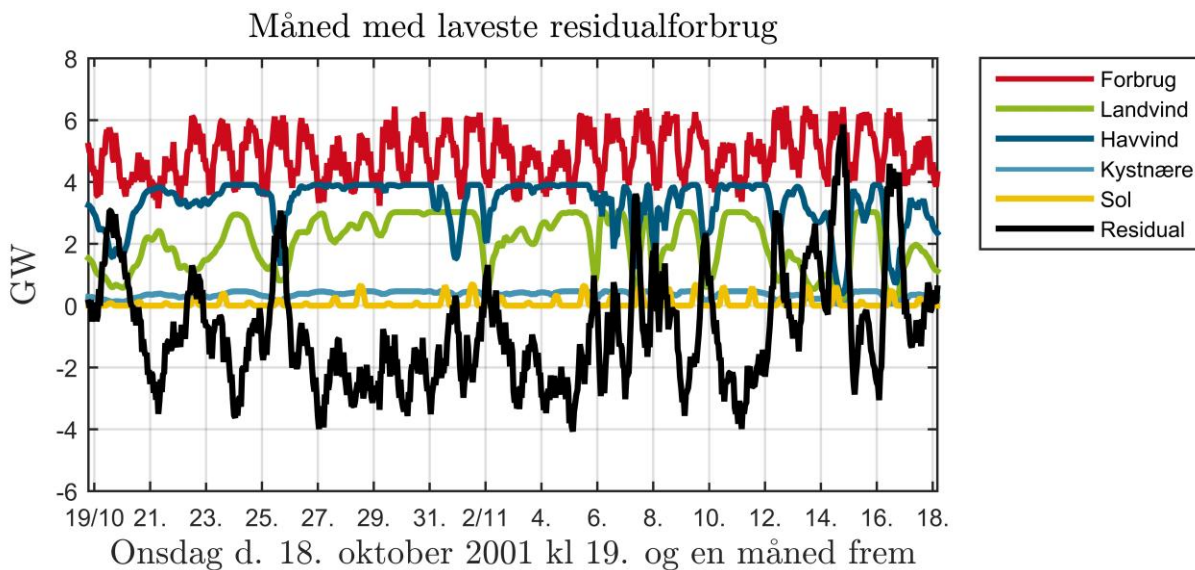
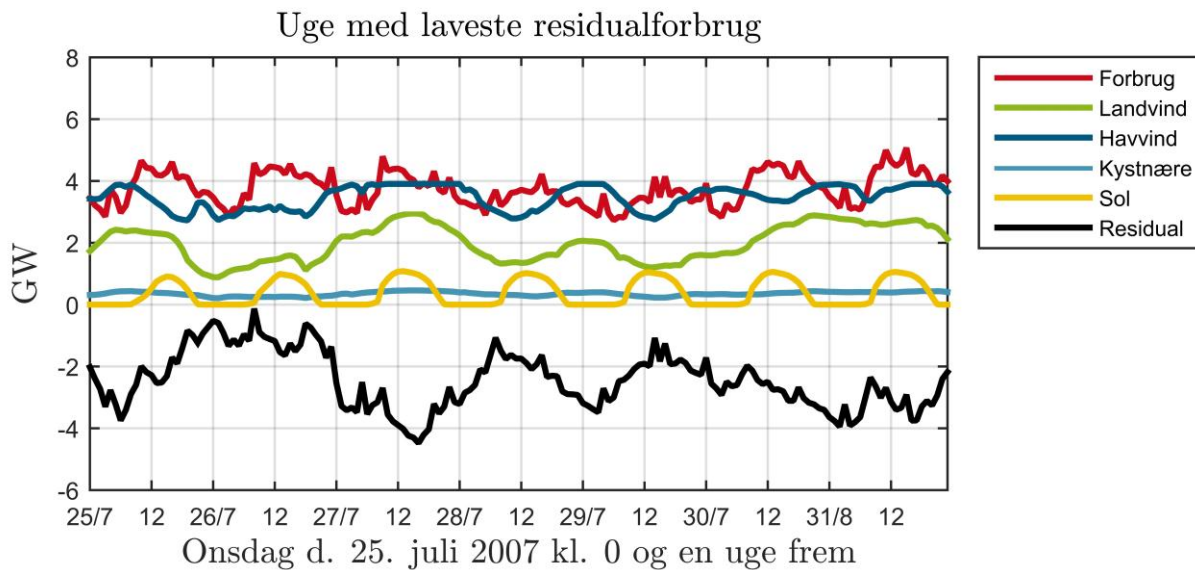


Figur B.15: Elforbrug og el-produktion fra vind- og sol i DK 2035 ved højeste residualforbrug vist for periodelængde på 1 dag, 3 dage, 1 uge og 1 måned.

BILAG B:

Laveste residualforbrug i DK 2035 ved forskellige periodelængder





Figur B.16: Elforbrug og el-produktion fra vind- og sol i DK 2035 ved laveste residualforbrug vist for periodelængde på 1 dag, 3 dage, 1 uge og 1 måned.