



ENERGINET



BAGGRUNDSRAPPORT

SYSTEMPERSPEKTIV 2035

Perspektiver for effektiv anvendelse af vedvarende energi i det danske energisystem på længere sigt

Marts 2018, rev 1.02

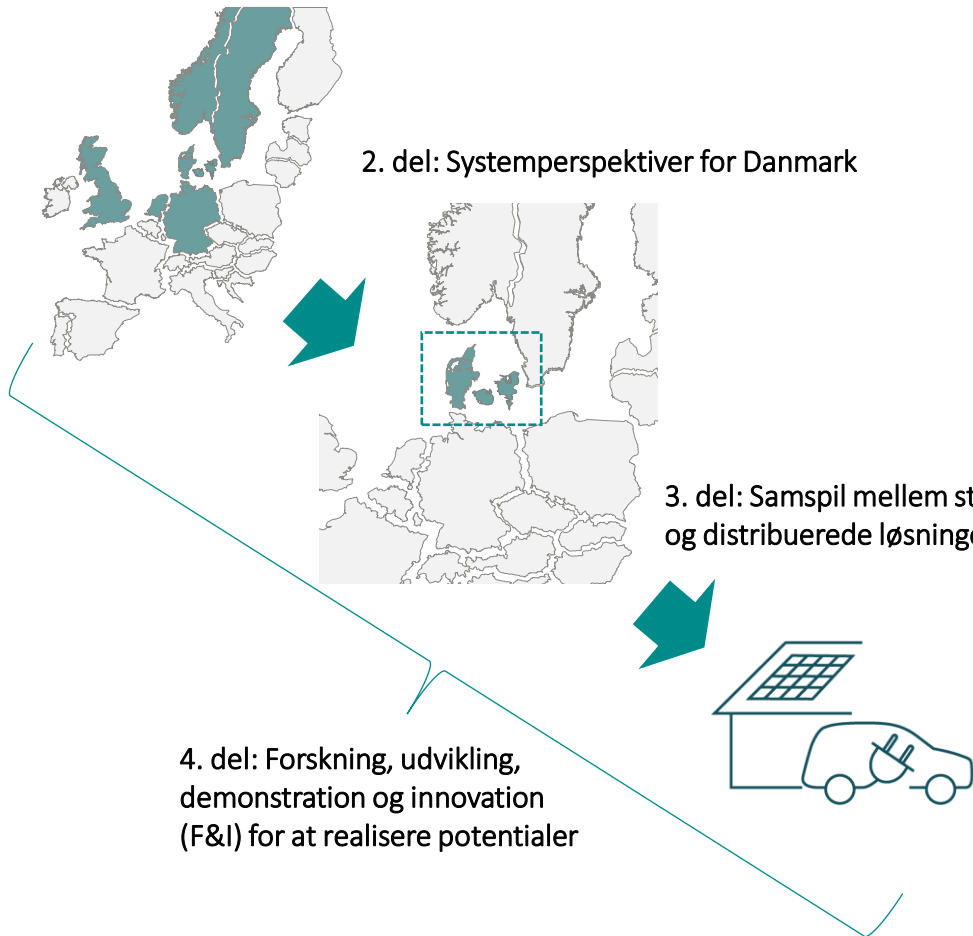
RAPPORTENS STRUKTUR

1. del: Internationale scenarierammer

2. del: Systemperspektiver for Danmark

3. del: Samspil mellem storskala og distribuerede løsninger

4. del: Forskning, udvikling, demonstration og innovation (F&I) for at realisere potentialer



RESUMÉ

Energisektoren er inde i en hastig politisk og teknologisk udvikling i disse år. El-produktion fra vindkraft og solceller bliver i stigende grad konkurrencedygtig med fossil elproduktion, og en central udfordring er fremover at håndtere balanceringen og indpasningen af VE-el. Formålet med denne analyse er at identificere langsigtede, strategiske og effektive muligheder for el- og gassystemerne i Danmark i forhold til den internationale omstilling, som Europa står overfor i de kommende årtier med stigende mængder vedvarende energi (VE).

1: Stor udbygning af vind og sol i og omkring Nordsøen de kommende årtier

Analysen tager afsæt i tre internationale scenarier, der udspænder et sandsynligt udfaldsrum for udviklingen af energisystemerne i Europa frem mod 2040. Alle tre scenarier har stor udbygning af vind og sol i regionen omkring Danmark. En stærk infrastruktur og en effektiv sektorkobling er afgørende for at integrere de store mængder vindkraft fra Nordsøregionen i det europæiske energisystem.

2: Danmark har styrkepositioner for at koble Nordsøens energi til andre sektorer

I scenarierne udgør Nordsøregionen med sit store vindkraftpotentiale en vigtig VE-ressource for EU. Der er potentiale for at forædle noget af denne strøm til energiprodukter som gasformige og flydende brændstoffer, ammoniak mv. Danmark har en række styrkepositioner i forhold til at spille en international rolle i disse aktiviteter omkring Nordsøregionen. Herunder konkurrencedygtige priser på VE-el, adgang til at udnytte overskudsvarme til fjernvarme, en høj forsynings-sikkerhed og adgang til transport og lagring af produktgasser. Samspillet med el- og gassektoren i forhold til en sådan udvikling er analyseret i rapporten.

3: Samspil mellem storskala løsninger og distribuerede løsninger er vigtigt

Analysen peger på, at storskala løsninger med vindkraft, international infrastruktur og power-to-gas kan have et effektivt samspil med distribuerede løsninger (sol, batterier, elbiler mv.). Decentrale ressourcers fleksibilitet kan bidrage til en øget udnyttelse af transmission (stabil drift tættere på den fysiske grænse), og PtX kan afhjælpe "overproduktion" fra lokale solceller henover sommeren.

4: F&I-indsatser der kan understøtte realisering af potentialer i Danmark

Analysen viser, at med sektorkobling mellem el, gas, varme og flydende brændstoffer kan der opnås et energisystem med en stor omkostningseffektiv CO₂-reduktion frem mod 2035. Men der er behov for F&I-indsats på en række områder. Rapporten beskriver understøttende F&I-indsatser (forskning, udvikling, demonstration og innovation), som med fordel kan ske i et stærkt samarbejde mellem kommercielle aktører, netselskaber og Energinet.

INDHOLDSFORTEGNELSE

Sammenfatning	5
Rapportens formål og tilgang	11
Formål og baggrund for analysen	12
Analytisk tilgang ved analyse og modellering	13
1. del – Internationale scenarierammer	14
Globale trends som påvirker perspektiv for energisystemet	15
Europæiske scenarier peger på masser af vind og sol	18
Meget høj andel el fra vind og sol kræver flere fleksible virkemidler	19
Vurdering af virkemidler ved meget høj vind/sol andel i Nordsøregionen	20
Power-to-gas (PtG) i Danmark set i internationalt perspektiv	21
2. del – Systemperspektiver for Danmark	22
Energipriser og ressourcegrundlag for analyse af Danmark i 2035	23
Biomasse- og bioaffaldsressource i Danmark	24
Styrkepositioner og strategiske muligheder for el-/gassystemet i DK	25
Energianlæg anvendt i investeringsanalyse for Danmark	26
Oversigt over investeringsmodel for økonomisk/teknisk analyse	27
Analyse af energiværker i Danmark	28
Analyse af investering i energikonvertering af VE-el til varme og brændstoffer	29
Energisystem 2035 GCA – Rollen for el og gas i værdikæden	30
El-produktion og -forbrug i de analyserede forløb for Danmark	31
Gas-produktion og -forbrug i de analyserede forløb for Danmark	32
Energibalance i de analyserede forløb for Danmark	33
Analyse af lagerkapacitet til balancering af elsystemet	34

INDHOLDSFORTEGNELSE (FORTSAT)

3. del - Samspil mellem storskala- og distribuerede løsninger	35
Analyse af udviklingen af distribueret elproduktion	36
Stort potentiale for solcelleproduktion med batterilager	37
Driften af små prosumers i 2030 case	38
Kombination af store og små prosumers giver høj fleksibilitet	39
Høj fleksibilitet muliggør bedre udnyttelse af elnettet	40
4. del – Forskning, udvikling, demonstration og innovation (F&I) for at realisere potentialer	41
Forskning, udvikling, demonstration og innovation (F&I) – grundlag for en omkostningseffektiv grøn omstilling	42
F&I– Systemløsninger til el	43
F&I– Systemløsninger til gas og samspil med varme	44
Referenceliste	46
Bilag	47
Bilag 1 - Årlige energiflows i analyserede forløb (Sankey)	48
Bilag 2 - EU energy roadmap 2020-2050 grundlag for ENTSO-E/G-scenarier	51
Bilag 3 - Energirelateret CO2 i udviklingsretninger	52
Bilag 4 - Elnet flow i samspil med fleksibelt forbrug og energiværker	53
Bilag 5 – Centrale budskaber	55
Bilag 6 – Teknologipriser anvendt i investeringsoptimering	56
Bilag 7 – Modellering af energiværk – eksempel	57
Bilag 8 – Revisionsliste	58

HØJ ANDEL EL FRA VIND OG SOL I HELE NORDSØREGIONEN KRÆVER NYE TILTAG

ENTSO-E/G's tre nye Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP) scenarier viser, at Europa de kommende årtier kan forventes at udbygge kraftigt med vedvarende energi. For landene omkring Nordsøen kan kombinationen af vind og sol i særlig grad give behov for nye effektive tiltag til at indpasse den vedvarende energi.

TSO-samarbejdsorganisationerne ENTSO-E (el) og ENTSG (gas) har ud fra et tæt samarbejde mellem de enkelte landes TSO'er i TYNDP18 opstillet tre scenariebud, der udspænder et sandsynligt udfaldsrum for udviklingen af det europæiske elsystem frem mod 2030 og 2040.

De tre scenarier defineres som et internationalt samarbejdende, grønt scenarie (Global Climate Action/GCA), hvor EU er "on track" i forhold til EU-klimamål, et nationalt/lokalt orienteret grønt scenarie (Distributed Generation/DG), hvor EU også er "on track" – og et mere moderat scenarie (Sustainable Transition/ST), hvor EU er "almost on track" i forhold til EU-klimamål. Nærværende analyse tager udgangspunkt i disse tre internationale scenarier.

På baggrund af TYNDP 2018-scenarierne for 2030 og 2040 er der til denne analyse dannet et interpoleret 2035-scenarieår, hvor der særligt analyseres på muligheder og perspektiver for det danske el- og gassystem i en international kontekst.

Centrale budskaber i forhold til det internationale billede

I Nordvest- og Centraleuropa forventes i de kommende årtier en massiv udbygning med vind og sol. Dette gælder i alle tre scenarier, men i særdeleshed i det internationale, grønne scenarie (GCA). Særligt i landene omkring Nordsøen vil kombinationen af vind og sol udgøre hovedparten af elproduktionen i mange timer.

Effektiv systemintegration med nabolandene har historisk været et centralt virkemiddel til at indpasse den fluktuerende, danske vindproduktion. Men i takt med at store lande som Tyskland, Frankrig og Storbritannien udbygger med store mængder vind og sol, og sydeuropæiske lande som Frankrig, Spanien og Italien udbygger med store mængder solceller (PV), opstår nye typer af udfordringer i det europæiske elsystem.

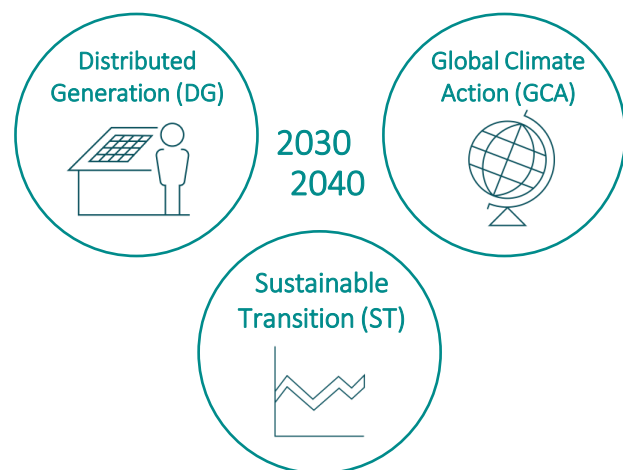
I GCA-scenariet for 2040 er der ca. 2000 timer hvor produktion fra vind og sol er højere end elforbruget.

Dertil kommer, at en del termiske kraftværker typisk ikke kan nedreguleres, hvis effektoverskuddet kun forekommer i nogle timer, eller der forekommer interne flaskehalse i nettet. Dette medfører i dette scenarie, at produktionen fra vind, sol og "must-run"-kraftværker overstiger elforbruget i området i ca. halvdelen af årets timer.

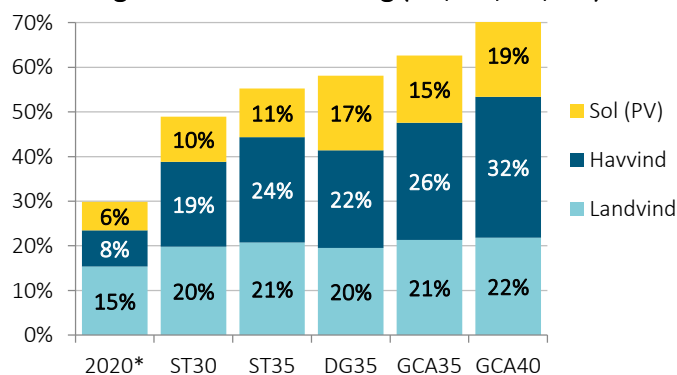
Disse forhold medfører, dels at markedspris-dannelsen i GCA-scenariet i 2040 bliver meget lav i op mod halvdelen af årets timer.

Dette markante paradigmeskifte slår igennem i perioden mellem 2030 og 2040 for GCA-scenariet. For de to øvrige scenarier er udbygningen med vind i Nordsøregionen mere moderat, hvorfor problemstillingen med "overløb" i Nordsøregionen stadig er til stede, men mindre markant.

ENTSO-E/G scenarier

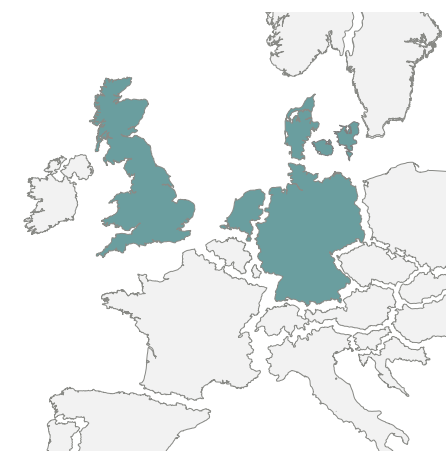


Vind- og solandel af elforbrug (DE, UK, NL, DK)



Figur 0.1: Udviklingen i vind/sol-andel i Nordsøregionen (DE, UK, NL, DK).

* Alle forventninger for 2020 til tabeller og figurer i denne rapport er fra Energinets Analyseforudsætninger 2017 (AF17).



VIRKEMIDLER TIL INTEGRATION AF EL FRA VIND OG SOL I NORDSØREGIONEN

Set fra et internationalt perspektiv er der særligt seks typer af løsninger, som kan bringes i spil for at få en effektiv integration af en massiv produktion fra vind/sol i Nordsøregionen og Vesteuropa.

1. Integration med nordisk vandkraft

En markant stærkere integration med Nordens vandkraftanlæg er et vigtigt virkemiddel. Norges effektforbrug ligger dog kun på ca. 15-20 GW, og en del vandkraftanlæg kan ikke nedreguleres. Det kan derfor være nødvendigt at etablere store pumpekraftanlæg, særligt i Norge for at integrere el-effektoverskud i vandkraften i timer med høj vind/sol. Effektoverskuddet i Nordsøregionen vil i perioder i de grønneste scenarier være over fem gange større end den eksisterende installerede transmissionskapacitet til Norge/Sverige, hvorfor dette tiltag dårligt vil kunne stå alene.

2. Stærkere integration mellem Nordsøen og Østeuropa

Udbygningen med vind/sol i fx Polen, Tjekkiet, Slovakiet frem mod 2040 er mere moderat i forhold til Vesteuropas udbygning i alle tre scenarier. Der er således ikke samme problemstilling vedr. overproduktion af VE-el i Østeuropa. På det mellemlange sigt kan stærkere eksport til disse områder være en god mulighed. På langt sigt må det dog forventes, at disse lande også udbygger med VE, i særdeleshed med solceller (PV). Desuden kan der være tekniske udfordringer som loop flows og lokal/politisk modvilje, der vanskeliggør en betydelig udbygning af transmissionsforbindelser til Østeuropa.

3. Ellagre (fx batterilagre, pumpekraft mv. (PtP))

Etablering af korttids ellagre hvor el lagres, men returneres som el (Power-to-Power, PtP). Det kan fx være batterilagre, mindre pumpekraftanlæg (vand), trykluftslagre (CAES) mv., der kan fungere som "time- og døgnlagre". Disse lagertyper er med undtagelse af pumpekraftanlæg relativt dyre pr. energienhed. Men som korttidslagre kan de på længere sigt være

økonomisk rentable. Det er kun muligt at etablere pumpekraftanlæg et begrænset antal steder, hvor geografien (bjergformationer) tillader det.

4. Integration med varmepumper og termiske lagre (PtH)

Etablering af tættere integration mellem varme/køling og elsystemet, således at eloverskud lagres termisk. Sådanne løsninger kan indgå i kombination med integrerede energiværker (kraftvarme/varmepumpe-kombination).

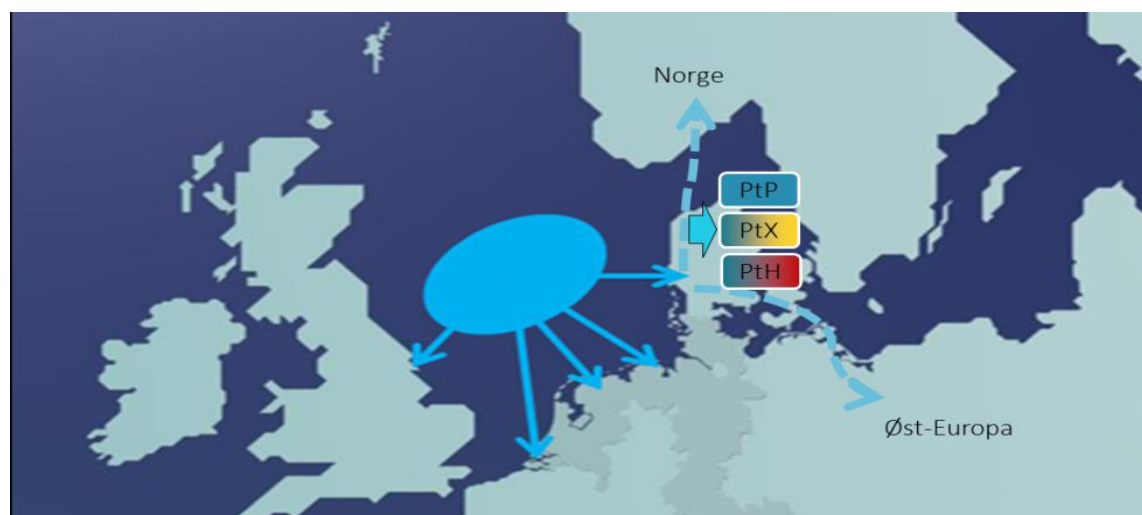
5. El til transport

I perioden efter 2025 forventes elbiler og plugin-hybridbiler at være fuldt markedsmodne, og en kraftig indfasning vil være et økonomisk effektivt tiltag. Analysen viser, at elbilerne kan få adgang til en del "billig" opladning i timer med høj vind/sol-elproduktion. En effektiv realisering af denne fleksibilitet forudsætter dog et markeds-lag, der kan håndtere en potentiel flaskehals i dele af nettet ved samtidig kraftig opladning af elbiler.

6. Power-to-gas-anlæg og integrerede energiværker (PtG/PtX)

Etablering af power-to-gas (PtG), hvor el omdannes til gas ved elektrolyse, og hvor brint enten anvendes direkte, sendes i naturgassystemet eller konverteres til flydende brændstoffer, ammoniak mv. (PtX), kan på lidt længere sigt være et meget stærkt virkemiddel til sektorkobling. Anlæggene kan kombineres med et "arbejdslager" af brint i store kaverne, hvilket vil gøre værkerne ekstra fleksible.

Analysen ser videre på Danmarks muligheder i forhold til disse typer af tiltag, men lægger særlig vægt på at analysere de nationalt implementerbare løsninger under punkt 3 til 6. Analyse af udbygning af elforbindelser til Norden og Østeuropa (punkt 1 og 2) sker både i det meget omfattende TYNDP-arbejde og de enkelte TSO'ers løbende screeninger af mulige elforbindelser til nabolande.



Figur 0.2: Integration af Nordsøens vindkraftressourcer ved eltransmission, el til el lagring (PtP) og sektorkobling ved el til varme (PtH) og PtG/PtX med produktion af højværdi produkter fra el via elektrolyse.

DANMARKS STYRKEPOSITIONER FOR PTG/PTX

Power-to-gas (PtG) er på længere sigt et meget effektivt virkemiddel, der kan føre energioverskud fra elsystemet over til en række højværdi energiintensive produkter. Danmark har en række styrkepositioner i forhold til dette område og kan potentielt få en vigtig rolle som en del af en "energihub" for denne type konverteringer.

Centrale anvendelser af power-to-gas (PtG) er bl.a.:

1. PtG anvendt sammen med anaerob forgasning (biogas) til at konvertere CO₂'en fra biogassen til gasformige brændstoffer (bionaturgas) eller flydende brændstoffer (methanol mv.).
2. PtG i form af brint til direkte injektion i gassystemet, transportbrændstoffer (brintbiler) eller industri.
3. PtG anvendt sammen med termisk forgasning af biomasse. Dette er typisk i større centrale "energiværker", hvor der produceres gasformige VE-brændstoffer (bionaturgas), flydende brændstoffer (fx methanol, DME, diesel), plast/polymerer mv.
4. PtG anvendt til produktion af ammoniak mv.

5. PtG anvendt sammen med CO₂ fra industri (CCU) eller ved at koncentrere CO₂'en fra atmosfærisk luft (CO₂ Aircapture)

Disse anvendelser af PtG fører på forskellig vis store mængder el over i andre energi-intensive produkter. Derfor anvendes også betegnelsen PtX (power-til-"alt muligt") for hele energiværdikæden, hvor el forædles til andre højværdi energibærere og bruges nationalt eller eksporteres. I forhold til perspektiver for PtX peger analysen særligt på fem centrale budskaber:

Danmark har komparative fordele som energihub for PtG/PtX

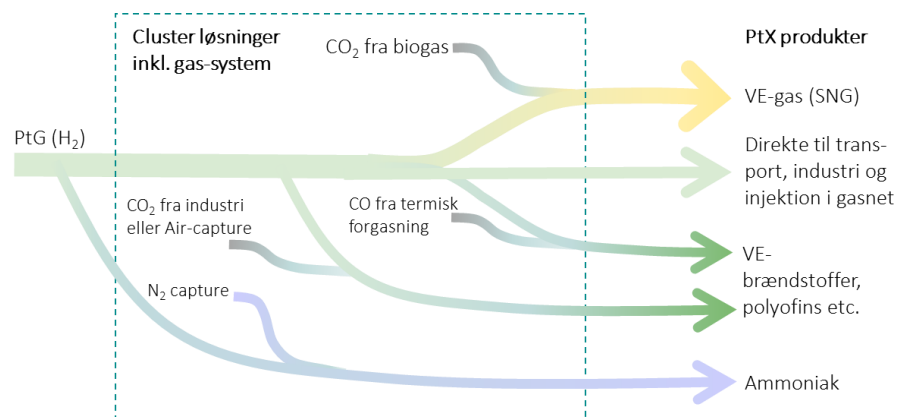
Danmark har i forhold til mange øvrige EU-lande en række komparative fordele i forhold til elforbrugende konverteringsprocesser. Det er særligt en kombination af nedenstående, der giver Danmark en styrkeposition:

- Danmark har med sin placering omkring Nordsøregionen og Nordens vandkraft relativt konkurrencedygtige priser på VE-el og høj forsyningssikkerhed i alle tre scenarier.
- Danmark har en robust fjernvarmesektor, hvor overskudsvarme fra PtG/PtX og tilknyttede

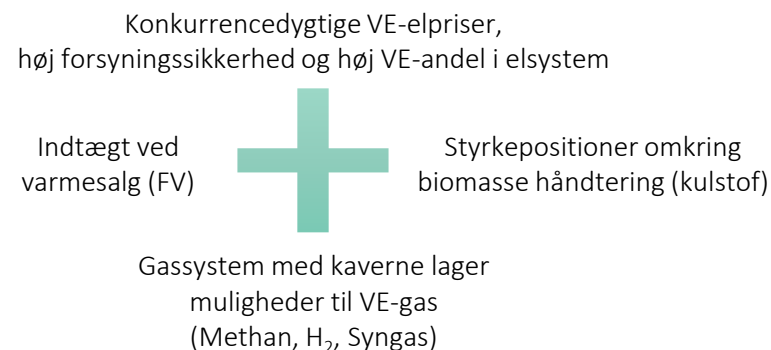
konverteringsprocesser kan give en ekstra værdistrøm i forhold til nabolande uden udbredt fjernvarme.

- Danmark har med megen bio-/agroaffald og veludviklet logistik for biomasse/flis potentielt adgang til store VE-kulstofressourcer. Disse er nødvendige, hvis brinten fra PtG skal omsættes til flydende brændstoffer, bionaturgas, bioplast mv.
- Danmark har et stærkt gassystem, og der er adgang til salthorste med muligheder for kavernelagring af metan og brint i store PtG-systemløsninger. Herved opnås adgang til ganske omfattende energilagerfaciliteter til energiværkerne.
- Danmark har i forhold til de øvrige EU-lande en meget høj VE-andel i både el- og gassystemet. Dette, kombineret med høj forsyningssikkerhed, gør Danmark attraktivt for konvertering af el/gas til højværdi VE-energiprodukter.

Analysen viser, at Danmark med disse styrkepositioner har grundlag for relativt store PtG/PtX-produktioner, hvor man i Danmark "forædler" den rå VE-el til højværdi energi-produkter og får værdi (indtægt) af konverteringsvarmen solgt som fjernvarme.



Figur 0.3: Anvendelsesveje fra PtG (H₂) til forskellige PtX-produkter.



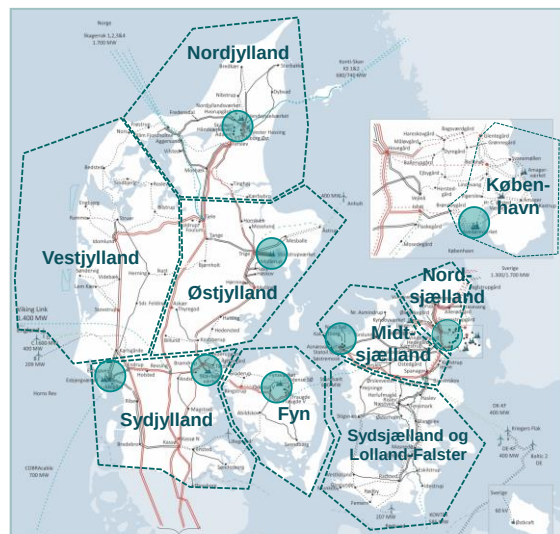
Figur 0.4: Nogle af Danmarks styrkepositioner i forhold til PtG/PtX.

PTG/PTX-SAMSPIL MED EL, GAS OG VARMENET

En effektiv sektorkobling vurderes i analysen at være et meget effektivt virkemiddel til at udnytte den fluktuierende el. Ved sektor-kobling forstås her en tættere teknisk og markedsmæssig integration mellem el-, gas- og varmesektoren.

Integration af PtG med elsystemet giver nye muligheder for fleksibel og effektiv drift af systemet

Konverteringsprocesser ved PtX producerer typisk højtemperatur varme (damp), som fleksibelt kan anvendes både i PtG-processen og til dampturbine således, at anlægget ved behov kan levere regulerkraft og systembærende egenskaber for elsystemet og spidslast elkapacitet. Med muligheden for meget fleksibelt at levere systembærende egenskaber til elsystemet reduceres behovet for, at traditionelle termiske kraftværker skal stå "varme" i standby for at levere disse ydelser i timer med lave elpriser. Flexibiliteten ved drift af PtG i elsystemet giver samtidig potentielt mulighed for at øge udnyttelsen af transmissionsnettet betydeligt, hvis



Figur 0.5: Fleksible energiværkers drift analyseres i netregioner.

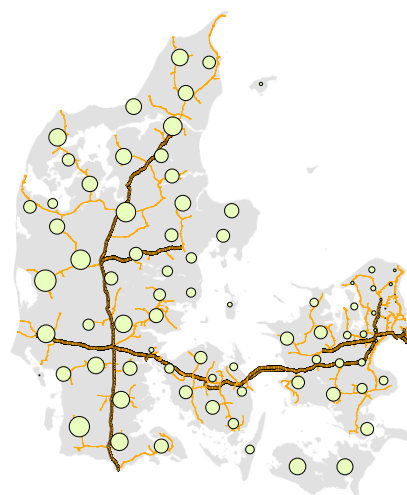
Dok. 17/01970-51

anlæggene kan yde regulerkraft, der kan erstatte den traditionelle reservede netreserve (N-1 princip). Herved kan PtG potentielt på lige fod med andet fuldt fleksibelt elforbrug udnytte den kapacitet i transmissionsnettet, der i dag holdes fri til at håndtere fejl og havarier på enheder.

Integration af PtG med gassystemet giver effektiv forsyningssikkerhed

Gassystemet er centralt i forhold til en effektiv økonomi og forsyningssikkerhed med energiværkerne. De decentrale energiværker producerer relativt store mængder biogas (bionaturgas), som skal distribueres mellem centrale og decentrale anlæg til spidslast elkapacitet, industriel procesvarme, tung transport, gas-to-liquid-anlæg og LNG-anlæg.

Driften af gasforbrugende og -producerende anlæg varierer henover året, og fra år til år, afhængigt af klima (graddage, vind/sol-elproduktion). Gassystemets adgang til meget stor lagerkapacitet og internationalt samspil med det europæiske gasnet er derfor en vigtig forudsætning for at sikre den nødvendige fleksibilitet og lagerkapacitet, hvis Danmark får en udvikling med energiværker, som det i dag kendes fra de



Figur 0.6: Biogas-potentiale opgjort på kommuner.

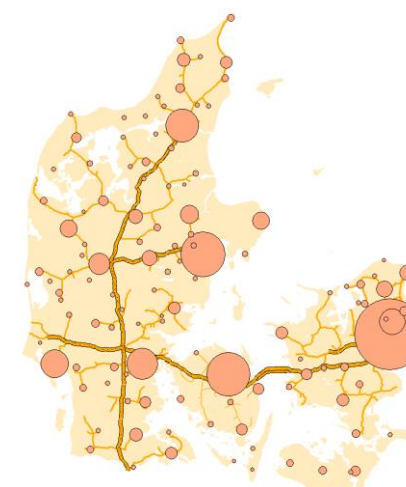
store, nye datacentre.

Danmarks placering i forhold til forekomster af salthorste giver potentiale for gaslagring af både metan og brint. Analysen viser, at et arbejdslager af brint i en lokal kaverne, kombineret med adgang til de store eksisterende metan-gaslagre, kan være hensigtsmæssigt. Disse perspektiver undersøges videre i forhold til Danmarks internationale rolle i regionen omkring Nordsøen. Produktion af PtG offshore og ilandføring og forædling af brinten i danske anlæg kan være en mulig variant.

Samspil med Danmarks fjernvarmesystemer er vigtigt for økonomien

Samspillet med fjernvarme er centralt for den konkurrence-dygtighed, som PtG/PtX-anlæg placeret i Danmark kan have. Adgang til et varmemarked er relativt centralt i denne sammenhæng.

Danmarks "fjernvarmegrundlag" danner grundlag for en PtG/PtX-aktivitet svarende op til 3-5 GW PtG på lang sigt.



Figur 0.7: Forbrug af fjernvarme (lys rød).

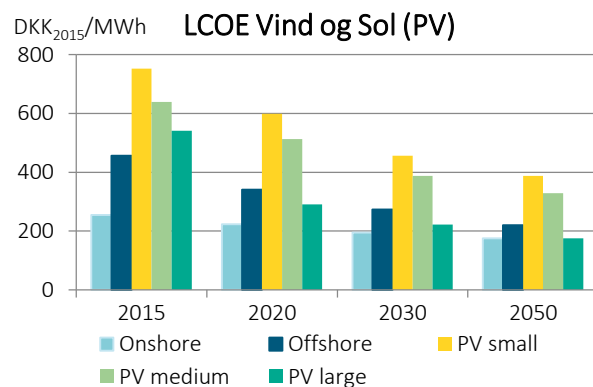
SAMSPIL MELLEM STORSKALA LØSNINGER OG DISTRIBUTUEDE RESSOURCER

Kraftige prisfald på solceller og batterier kan på længere sigt få mange mindre forbrugssteder til at fungere som både forbruger og producent af el. Samspil mellem denne "offgrid"-tendens og udvikling af storskala løsninger som et stærkt internationalt elnet og PtG/PtX er derfor vurderet.

Udviklingen med energikonverterende anlæg (herunder PtG/PtX), der forædler de store potentialer med vedvarende energi i Nordsøregionen, er typisk større anlæg i effektklassen fra 10-1.000 MW. Det er anlæg, som kræver et stærkt elnet. Udviklingen med kraftige prisfald på solceller (PV) og batterier (Li-Ion-batterier) og mikro KV-anlæg åbner samtidig op for en højere grad af decentral elproduktion med helt små anlæg ned til husholdningsstørrelse (1-10 kW) og potentielt en afkobling fra nettet.

Dette åbner naturligt spørgsmålet, om disse to udviklingsretninger (big scale og small scale) understøtter eller modarbejder hinanden.

Analysen viser, at med de forventede prisfald på batterier og solceller (jf. teknologikatalog og Bloomberg-analyser /4,10/) så kan en kraftig udbygning med solceller og batterier i slutforbruget blive både samfunds- og privatøkonomisk hensigtsmæssigt frem mod 2035.



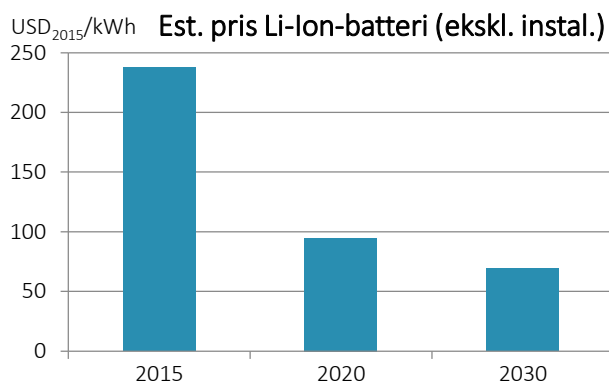
Figur 0.8: Produktionspris (LCOE) for vindkraft og solceller.

Dok. 17/01970-51

Analysen viser, at ved en typisk husholdning kan et anlæg med 6-12 kW solceller og et batteri i størrelsesordenen 10-30 kWh meget vel blive en standardløsning på det længere sigt. Et lager af denne størrelse rækker kun til et begrænset antal timer, og kan således primært bruges til døgnvariationer mellem produktion fra solceller og forbrug til bolig og opladning af elbil. Herved får batteriet et stort antal "cycles", og investeringsomkostning pr. "lagret" kWh bliver acceptabel.

Lagring af energi fra solceller (via batterier) over en længere periode og henover sæsonvariationen, således at boligen kan være "offgrid", vedbliver med at være en meget dyr løsning i forhold til at forsyne boligen fra elnettet i perioder med lav produktion fra solceller (vinter). Dette gælder også ved et fortsat kraftigt prisfald på batterier. Dette skyldes, at hvis batteriet bruges til sæsonlagring, får det kun én cycle pr. år, og omkostningen til lagring bliver uforholdsmæssig høj.

Fx ved en batteripris på langt sigt (efter 2035) på 50 \$/kWh vil omkostningen til en sæsonlagring stadig være over 30 kr./kWh. Da vindkraft-produktionsprofilen meget fint supplerer solcelleprofilen, jf. figur 0.10, vil det være mere hensigtsmæssigt at kombinere vind og sol end at lagre sol til om vinteren.



Figur 0.9: Prisudvikling for batterier (small scale).

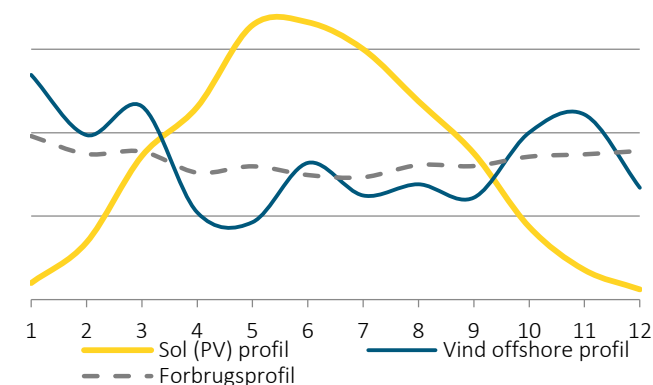
Samtidig viser analysen, at der opstår behov for at fraføre en stor "overproduktion" af el fra de distribuerede solceller henover sommerperioden. Samlet set falder forbruget af el fra nettet markant, men "eltransporten" (import + eksport) øges ift. en reference uden solceller.

Der synes således at være potentiale for et godt samspil mellem de distribuerede ressourcer og storskala løsninger, der kan omsætte overproduktion fra solceller om sommeren til bl.a. PtX.

Ved en meget kraftig udbygning med solceller og elbiler kan der opstå perioder med flaskehalse i elnettet. Det kan dels ske, når store mængder solcelleproduktion skal fødes op i systemet fra decentrale prosumers, eller når et stort antal elbiler samtidigt ønsker at lade pga. lave priser på el på TSO-niveau.

For at sikre en effektiv udnyttelse af den stigende andel af distribuerede ressourcer (solceller, batterier, elbiler, små varmepumper) er der behov for øget samspil mellem TSO/DSO-markedsløsninger.

Det vil derfor være et fokusområde at analysere og videreudvikle systemløsninger, som sikrer et godt samspil mellem TSO/DSO-niveauet.



Figur 0.10: Årsprofil (gennemsnit pr. måned) for produktion fra solceller og havvind og klassisk elforbrug.

F&I-INDSATSER TIL AT UNDERSTØTTE DANSK POTENTIALE FOR SEKTORKOBLING

Analysen peger samlet set på, at Danmark med sin strategiske placering i Nordsøregionen med fordel kan gennemføre en kraftig elektrificering af varme og transport og være et potentielt område for energiforædling (PtG/PtX). Analysen viser, at en sådan udvikling med sektorkobling mellem el, gas, flydende brændstoffer og varme kan give en omkostningseffektiv reduktion af CO₂ i de kommende årtier. Men der er behov for en række F&I-indsatser (forskning, udvikling, demonstration og innovation) for at realisere potentialet.

Elsystemdrift

Mange af de nødvendige "komponenter" er i dag kommercielle eller prækommercielle. Men sektorintegration kræver udvikling af systemløsninger, hvor komponenterne med markedstiltag integreres effektivt.

- Markedsløsninger til TSO/DSO-integration
De distribuerede ressourcer (DER's) giver på længere sigt adgang til en meget stor fleksibilitet. Denne fleksibilitet er værdifuld i forhold til driften af det overordnede elsystem (transmission). For at realisere denne værdi uden at risikere flaskehalse i dele af elsystemet er der behov for fortsat udvikling af markedssamspillet mellem storskala løsninger og de distribuerede løsninger (TSO/DSO-kobling).
- Sikker systemdrift uden roterende anlæg i regionen
Danmark kan i dag i længere perioder drive elsystemet uden centrale værker. Stærke udlandsforbindelser er en del af denne løsning. Der er behov for fortsat udvikling, hvis en hel region fx området omkring Nordsøen skal drive elsystemet stabilt uden roterende anlæg. Dvs. systemsikkerhed når både produktion og forbrug i meget høj grad er tilsluttet via konverter. Dvs. et system med lav inert i og kortslutningseffekt.
- Netdriftsprincipper der kan udnytte prosumers som reserve
Udvikling af driftsprincipper således, at både store og små prosumers kan understøtte en højere udnyttelse af transmissionsnettet.

Gassystemdrift, systemviden om nye typer af VE-gasser

Udviklingen med en meget højere andel af distribueret produktion af VE-gas (herunder biogas og hydrogen) kræver øget viden om håndtering af disse typer af gasser. Herunder:

- Driftsviden ved VE-gas
Yderligere drifts-/viden- og erfaring om håndtering af nye typer VE-gasser som brint og syntesegas, CO₂ mv. Herunder øget viden om transport, lagring og anvendelse i anlæg.
- Tilslutningsprincipper VE-gas
Udvikling af nye tilslutningsprincipper og infrastrukturløsninger for klynger af energianlæg, hvor der kan være lokal gasinfrastruktur med andre typer af gasser.
- Markedsløsninger til VE-gas
Samspillet mellem VE-gas og naturgas i nettet forudsætter en øget F&I mht. markedsløsninger, VE-certifikater mv.
- Teknologiudvikling af bioforgasning
Udvikling af bioforgasning til at producere en rensset forgasningsgas, som kan kombineres med PtG og derved sikre, at biomassen kan levere den nødvendige kulstof til storskala produktion af højværdiprodukter.

Integreret energiproduktion (el, gas, varme)

Samspillet med varmesektoren er afgørende for en effektiv økonomi. Der er behov for øget viden om systemintegration med varme.

- Systemintegration PtG/PtX med varmesektoren
En del af komponenterne i PtG/PtX er markedsmodne. Men der er behov for mere viden vedr. de integrerede løsninger. Herunder udvikling, demonstration og driftserfaring med systemløsninger således, at der opnås højere virkningsgrader, en effektiv termisk integration og lavere omkostninger til både investering og drift.

RAPPORTENS FORMÅL OG TILGANG

FORMÅL OG BAGGRUND FOR ANALYSEN

– ANALYSE AF EL/GAS SYSTEMPERSPEKTIVER I EN INTERNATIONAL RAMME

Formålet med denne rapport og de bagvedliggende analyser er at vurdere udviklingsveje, hvor ny teknologi og systemløsninger anvendes i samspil med marked og infrastruktur. Dette bidrager til at kunne træffe robuste valg vedrørende planlægning af el- og gassystemerne.

Danmark er i dag globalt set blandt de førende lande, når det vedrører et energisystem, som effektivt kan indpasse vedvarende energi. Analyser fra World Economic Council i 2016 (World Energy Trilemma Index) /7/ og fra Verdensbanken i 2017 (Regulatory Indicators for Sustainable Energy) /8/ peger begge på, at Danmarks energisystem ligger nr. 1, når der samlet måles på omkostningseffektivitet, forsyningssikkerhed og vedvarende energi. Denne position er bl.a. andet opnået ved at have effektive markeder for energi, en veldrevet el-/gasinfrastruktur og ikke mindst en proaktiv indsats for løbende at udvikle og tilpasse infrastruktur og markeds løsninger, så de passer til den udvikling, som kan imødeses.

De kommende årtier peger på store ændringer i energisystemet i landene omkring Danmark. De brede globale aftaler (COP21) om omstilling til energiforsyning med lav drivhusgasemission og EU's visioner om at være førende i grøn energi, kombineret med en hurtig udvikling på mange teknologiske områder (solceller, batterier, el til transport osv.), skaber nye muligheder i de kommende årtier for energiforsyningen.

Energinet har ansvaret for udvikling af el- og gasinfrastrukturen. Herunder ansvaret for, at udviklingen sker under hensyn til effektiv indpasning af vedvarende energi, så de politiske visioner for omstilling til vedvarende energi kan realiseres omkostningseffektivt og med fastholdt høj forsyningssikkerhed.

For at understøtte den fremadrettede planlægning af el- og gassystemet, så det både er effektivt dimensioneret og samtidig forberedt til at forløse det økonomiske potentiale

og de teknologiske muligheder, har Energinet analyseret mulighederne for det danske elsystem i tre europæiske energiscenarier, som beskriver mulige udviklinger i de kommende årtier. Formålet er at sikre, at Energinet kan træffe robuste valg i forhold til udvikling af infrastruktur og marked.

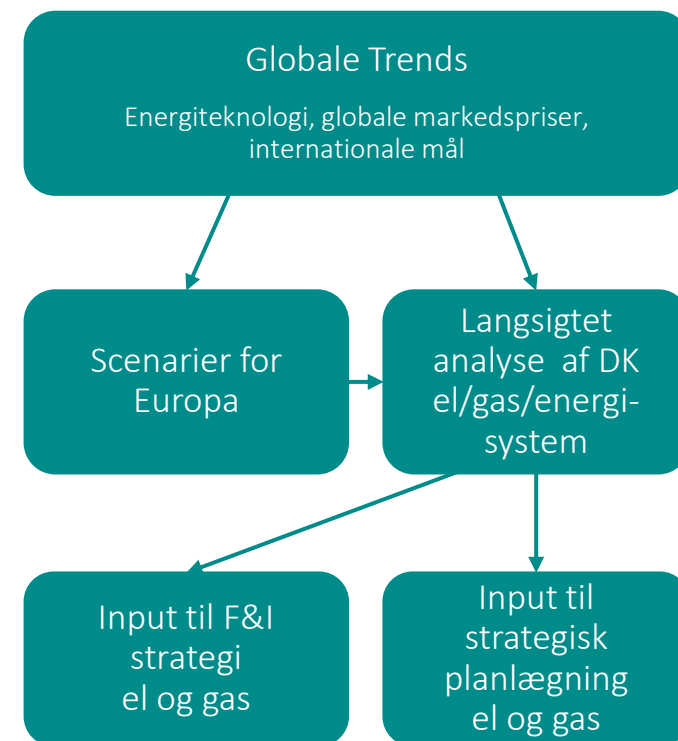
Derved også at Danmark har mulighed for at fastholde en stærk position som førende, når det vedrører systemløsninger, som omkostningseffektivt kan indpasse vedvarende energi og samtidig fastholde et højt niveau af forsyningssikkerhed.

Rapporten lægger vægt på at vurdere systemperspektiver i forhold til tre internationale (EU) scenarier, således at:

- Energinet kan gennemføre langsigtet robust og effektiv planlægning af el- og gassystemet.
- Energinet kan gennemføre udvikling af markeds løsninger for el og gas.
- Der kan identificeres indsatsområder i forhold til forskning, udvikling, demonstration og innovation (F&I) til el- og gassystemet.
- Der identificeres strategiske valg for at realisere et omkostningseffektivt energisystem.

Det vurderes som helt centralt, at udviklingen sker på markedsbaserede vilkår. Forløbene skal alene ses som en illustration af, hvad der er økonomisk effektivt og teknisk realiserbart i forskellige scenarier og således kan gennemføres i en markedsbaseret omstilling.

Ved at se på tre fremtidige omgivelsescenarier identificeres både de mere usikre og de mere sikre "no regrets"-valg i systemudvikling.



Figur 0.11: Hovedforløb i analysen. Analyse af globale trends inkl. teknologiudvikling og de europæiske scenarier indgår som rammebetingelse for langsigtede analyser af el- og gassystemerne. Resultatet anvendes som input til F&I-strategi og strategisk planlægning for el- og gassystemerne.

ANALYTISK TILGANG VED ANALYSE OG MODELLERING

I analysen ses på hele "kæden" fra internationale scenarier for Europa, modellering af effektflow og værker i Danmark og et samspil med lokale prosumers.

Trin 1: Modellering af internationale scenarier i BID-modellen

De internationale scenarier danner ramme for brændselspriser, CO₂-priser, kapacitet på vind, sol og kraftværker i Europa. Og med simuleringen af Europa fremkommer internationale elpriser for Danmark. Der simuleres tre grundscenarier og et antal variationsstudier af Europas forsyning, hvor forskellige virkemidler som ellagring, power-to-gas og generel forstærkning af elinfrastruktur undersøges. Derudover undersøges en variant, hvor en større andel af Nordsøens offshore-potentiale anvendes og en relativt mindre andel onshore-vind.

Trin 2: Modellering af det danske energisystem (el, gas, varme, transport, industri)

Her indgår en mere detaljeret modellering least cost-optimering af anlæg og modellering af effektflow i transmission. De store værker modelleres relativt detaljeret mht. integration mellem el-, gas- og varmesystemerne i Energinets Sifre-Adapt-model, jf. endvidere /12/.

- Det danske energisystem er i analysen inddelt i energiregioner og under hver region et antal fjernvarmenet. I alt otte energiregioner indgår i analysen, hvor energiflow og netbegrænsning mellem regioner kan analyseres i forhold til elnet og delvist i forhold til gasnet.
- I hver region er der etableret værktøjer. De enkelte værktøjer modelleres. Energiværkerne modelleres med detaljering, som tilstræber at repræsentere dynamikken i forhold til samspil mellem el, gas og varme på centrale og decentrale energiværker. Der modelleres både klassiske centrale og decentrale kraftvarmeverker og mere fleksible "energiværker", hvor power-to-gas, forgasning af biomasse og produktion af el, varme og brændstoffer modelleres. Jf. endvidere bilagsrapport om modellering /1/.

Trin 3: Separate analyser af samspil med prosumers (Sifre-Adapt)

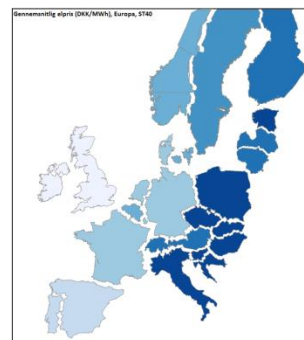
Prosumers, der er placeret på mindre spændingsniveauer, er modelleret separat i en Sifre-Adapt investeringsmodel. Det er analyseret, i hvilket omfang der kan leveres samspil mellem disse prosumers og det overordnede system.

For analyserne trin 1-2-3 beregnes energiflow og omkostninger for alle enheder. Modellen Sifre-Adapt giver mulighed for at omkostningsminimere driften og at foretage least cost-anlægsinvestering mhp. at minimere samlede drifts- og investeringsomkostninger.

Tre europæiske scenarier

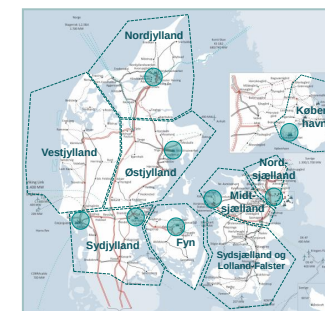
Tre EU-scenarier med:

- Brændselspriser
- CO₂-priser
- Vind/sol/kraftværker
- Elektrificering, transport og varme
- Klassisk elforbrug
- Reference infrastruktur
- Reference batterilagring
- + Variationer med:
- Vind Nordsø
- Ellagring
- Infrastruktur
- Power-to-gas



Trin 1: Modellering af internationale scenarier (time) i BID-model.

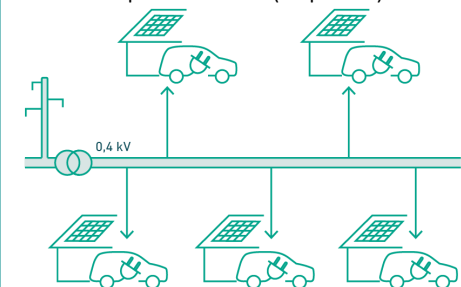
El/gas net og anlæg i DK



- Forenklet infrastruktur (regioner) i basisnet 2030
- Forbrug af energitjenester fra fremskrivning fordelt på regioner

Trin 2: Modellering i nationalt energisystem.

Detaljeret modellering af prosumers (separat)



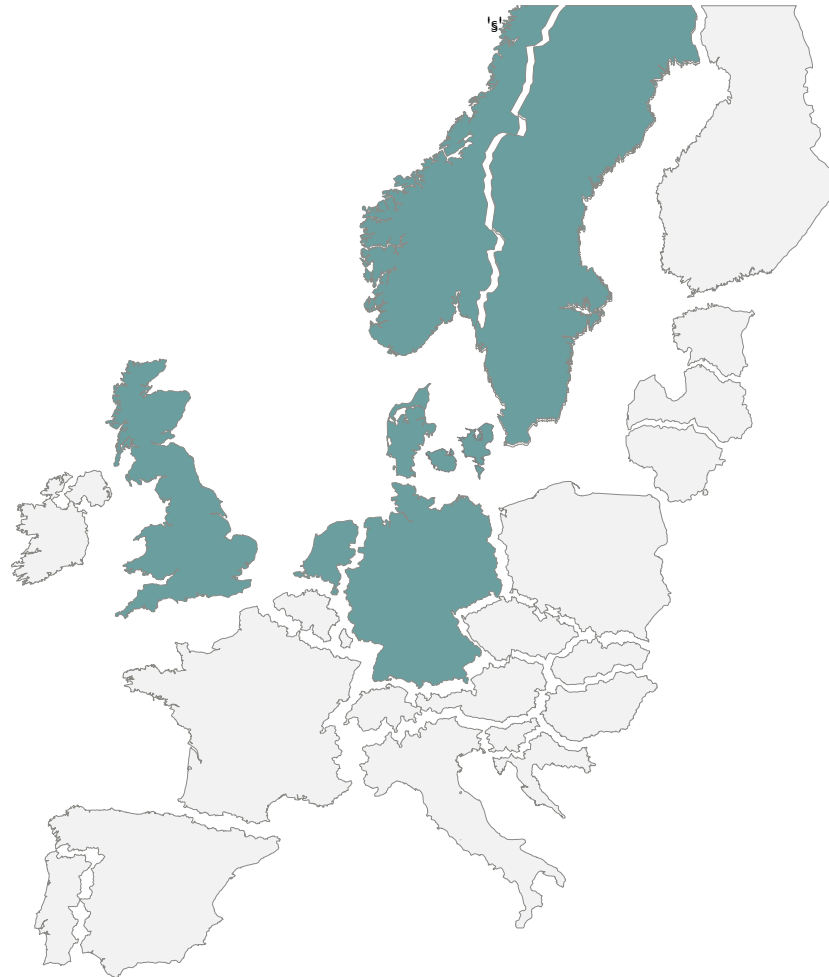
Trin 3: Modellering af distribuerede prosumers.

Internationale europæiske scenarier danner grundlag for rammerne omkring Danmark med brændsels-, CO₂- og elpriser. Scenarierne og variationsstudier er modelleret i BID-modellen. Det danske energisystem (el, gas, varme, biofuel, transport) og delområder i nettet er mere detaljeret modelleret i Sifre-Adapt-modellen. Modellen giver mulighed for optimering af drift og investering ud fra priser i teknologikataloget.

Samspillet med mindre forbrugere med solceller, batterier og elbiler er separat modelleret i Sifre-Adapt

Figur 0.12: Analytisk tilgang fra europæiske scenarier via DK-net og frem til distribuerede ressourcer i distributionsnet.

INTERNATIONALE SCENARIERAMMER



Globale trends med megabyer, fokus på ren energiforsyning og nye markedsmodeller til at integrere energi og andre sektorer med brug af IT-platforme påvirker hele omstillingen af energisystemet. Teknologiuudviklingen understøtter kraftigt denne trend med en fortsat faldende pris på VE-elproduktion, energilagring og konvertering.

Inden for de seneste år er der sket en kraftig udvikling i mange teknologier inden for energiområdet. Samspillet mellem den digitale udvikling og udvikling af energiteknologier danner grundlag for en udvikling af både centrale og distribuerede løsninger til energiproduktion og forsyning.

Teknologierne påvirker indbyrdes hinanden og en skarp opdeling er ikke mulig. I denne sammenhæng er det valgt at opdele områder i fem klynger.

1. Digitalisering i hele værdikæden
2. Effektelektronik, batterier og solceller
3. Distribuerede energiresourcer (DER's)
4. VE-gas-teknologier (inkl. H₂) og CCS/CCU*
5. Varme/køle-teknik

Nogle af de helt centrale elementer inden for disse kategorier fremgår af figur 1.1. Jf. endvidere OECD-analyse omkring udviklingstrends /11/.

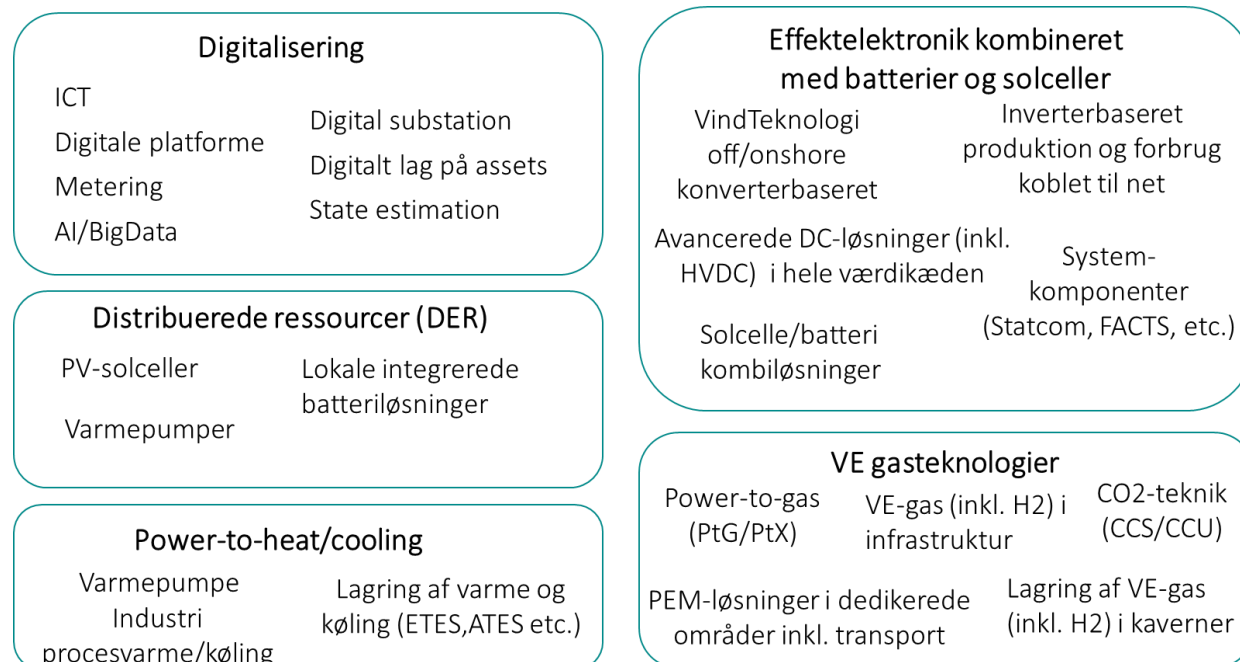
Digitalisering i hele værdikæden

Digitaliseringen åbner mulighed for, at information er tilgængeligt og kan udnyttes på tværs af hele energisystemets værdikæde.

- Internet-of-things (IoT): Selv små forbrugsenheder kan med et minimum af omkostninger være på nettet og dermed direkte agere på de markedsplatforme, som udvikles.
- Computerregnekraft, kommunikation og datalagring falder fortsat markant i pris og åbner for helt nye muligheder.
- Big data-teknologier giver nye muligheder for at databehandle en meget stor mængde data og lave tilstandsestimering af el- og gassystemerne.
- Artificial Intelligence (AI) giver mulighed for at løse meget komplekse driftsoptimeringsopgaver meget hurtigt og løbende øge vidensbasen for at håndtere fejlsituationer mv.
- Nye målings- og systemovervågningsteknologier som PMU/WAMS og energimåling med høj tidsopløsning giver mulighed for at måle tilstanden i energisystemet og optimere driften. Dette giver sammen med digitale anlæg i elforsyningen (digital substations) nye muligheder for at udnytte de digitale informationer i energisystemet til optimeret drift.

De digitale teknologier giver samlet set mulighed for at drive elsystemet mere økonomisk effektivt, hvor driften kan komme tættere på den fysiske kapacitet af anlæg, og hvor omkostninger til drift reduceres ved at bruge alle enheder til at levere systemydelser og fleksibilitet.

*) CCS/CCU (Carbon Capture and Storage og Carbon Capture and Utilization) Teknologier hvor CO₂ fra fossile eller VE-baserede kilder (industri, biogas mv.) fraskilles og deponeres eller genanvendes til produktion af VE-brændstoffer.



Figur 1.1: Clusters af udviklings-trends som påvirker energisystems udvikling.

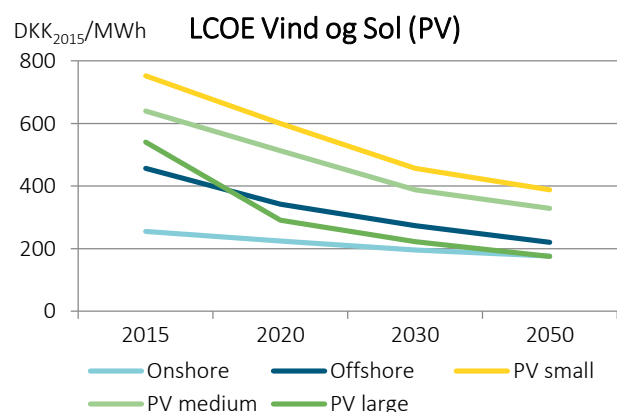
GLOBALE TRENDS: PRISFALD PÅ VE-EL, BATTERIER OG EFFEKTELEKTRONIK

Markante prisfald inden for solceller, vindmøller, batterier og effektelektronik har de senere år åbnet nye muligheder for elsystemet. Udviklingen påvirker både storskala løsninger med mere avancerede DC-løsninger i transmission (HVDC-VSC) og distribuerede individuelle løsninger med solceller og batterier.

Produktionsomkostning til VE-el fra sol og vind falder fortsat

Omkostningen til VE-elproduktion fra vind og sol er de seneste år faldet meget markant. Offshore-vindkraft forventes frem mod 2030 at nå under 300 DKK/MWh som årlig gennemsnitsomkostning (LCOE).

Tilsvarende forventes et fald i omkostningen til elproduktion fra landvind til under 200 DKK/MWh, og for elproduktion fra storskala solceller til under 250 DKK/MWh (LCOE). Dette skal ses i forhold til, at fossil elproduktion (LCOE) fra naturgas i 2030 typisk koster 450-800 DKK/MWh (uddybes nærmere under scenariebeskrivelse). Det er således ikke et spørgsmål om adgang til konkurrencedygtig "rå" VE-energi, men udfordringen er lagring, konvertering og effektiv indpasning af energien.



Figur 1.2: Årlige middelmomkostninger til energiproduktion (LCOE) ved produktion af el fra vindkraft og PV (solceller) /4/

Omkostning til batterilagring af el falder markant

Inden for de seneste år er prisen på batterier, i særdeleshed Li-Ion-teknologien, faldet meget markant. I 2010 var prisen ca. 1.000 \$/kWh, og denne pris er faldet til under 200 \$/kWh i dag. Prisen forventes fortsat at falde, således at den langsigtet når ned mod 70-100 \$/kWh. /10/.

Effektelektronik på alle spændingsniveauer falder i pris

Udvikling af transistor-teknologi på alle spændingsniveauer har medført et markant fald i omkostningen til at konvertere el mellem AC/DC og at lave DC-systemløsninger på alle typer af spændingsniveauer fra 0,4 kV til 400 kV.

På lavspændingsniveau medfører dette at invertere til at håndtere distribueret elproduktion er nede på en pris på under 2.000 DKK/kW. På mellemspændingsniveau og højspændingsniveau er løsninger med transistorbaseret DC (HVDC-VSC) en standard, som helt afløser tidligere mere ufleksible thyristorløsninger.

Udviklings-trends i storskala elsystemløsninger

Transmissionsløsninger, som tidligere var AC-baseret med synkron-generatorer, transformere og AC-forbindelser, kan i højere grad løses med DC-teknologi og effektelektronik. Og i AC-nettet kan effekten styres mere dynamisk med effektelektronik. Denne udvikling i effektelektronik styrker muligheden for, at store produktionsanlæg som vindkraftanlæg og PV-anlæg kan bidrage med systemydelser til nettet, noget der tidligere primært er leveret fra termiske kraftværker. Tilsvarende kan store fleksible anlæg som varmepumper, power-to-gas og Utility Scale-batterier mv. potentielt levere systemydelser. I takt med at traditionelle kraftværker får færre driftstimer, kan DC-teknologien i konverterbaseret produktion (solceller, vindmøller mv.) og konverterbaseret forbrug være de anlæg, som leverer systembærende egenskaber.

Ved offshore-vindkraftanlæg kan formaskede HVDC-systemer være en løsning, som giver mere fleksibilitet til at kombinere international eltransmission med ilandføring af vindkraft (multiterminal HVDC-løsninger).

Disse muligheder kan kun realiseres ved en kraftig udvikling af styring, marked og kommunikation og knytter sig således helt tæt til en effektiv udnyttelse af digitaliseringens potentialer.

Udviklingstrends i distribuerede energisystemløsninger

De kraftige prisfald på solcelleanlæg og batterier til lagring ved den individuelle forbruger har inden for de seneste år gjort det privatøkonomisk rentabelt at opsætte solcelleanlæg med batterier til lokal ellagring.

For mindre solcelleanlæg forventes nye løsninger, hvor solceller integreres i hele tagfladen (Solar Roof), for alvor at ramme markedet inden for få år. Integrerede løsninger med effektiv batterilagring og integration med ladning til elbil og varmepumpe/klimaanlæg er i stærk udvikling og analyseres som en del af samspillet.

El til transport

Bilproducenternes generelle satsning på el til transport (EV og PHEV), kombineret med prisfald på batterier og effektelektronik, medfører, at elbilen inden for de næste 5-8 år forventes at være fuldt konkurrencedygtig med traditionelle biler med forbrændingsmotor. En række bilfabrikanter (bl.a. Nissan, Renault, Daimler) arbejder med løsninger, hvor elbilen kan integreres med nettet AC/DC med V2G-løsninger vehicle to grid, og ladeffekter AC på op til 43 kW og ladeffekter DC på op til 350 kW. En "styrbar" effekt på ladning af elbiler kan derfor frem mod 2035 forventes at være på langt over 10 GW for hele DK i de timer, hvor en stor del af bilerne er tilsluttet nettet mhp. ladning. Det er således meget store regulerbare effekter set i forhold til en kraftværkskapacitet på ca. 4 GW.

Globale trends: VE-gas teknologier til nye typer sektorkobling

Udviklingen inden for produktion af brændstofbaseret energi (gas, flydende brændstoffer) har i mange år været tæt bundet til olie/raffinaderisektoren. Inden for de seneste år har markante prisfald i teknologier, der binder el og brændstoffer sammen, dannet grundlag for nye typer af sektorkobling.

Power-to-gas, brændselsceller og brint har i mange år været dyre teknologier og været henvist til nicheområder, som har kunnet betale for den relativt dyre teknologi.

Inden for de seneste år har nogle store internationale udbud af elektrolyseanlæg (PtG), bl.a. i Frankrig, medført markante prisfald på disse typer af teknologier. I takt med at prisen på produktion af VE-el fra vindkraft og solceller samtidig falder, åbnes markedsvinduer for nye typer af sektorintegration.

Det er et særligt skisma, at elektrolyse af vand giver hydrogen som energibærer, og denne hydrogen ikke har et stort markedsgrundlag. Konvertering af hydrogen til mere let-håndterbare brændstoffer som methanol, methan, DME, ammoniak, diesel og benzin mv. er derfor en helt central problemstilling.

Med undtagelse af ammoniak så kræver de andre brændstoffer adgang til kulstof. Enten som CO₂ eller som fx kulstof fra biomasse. Samspillet mellem PtG og den videre forædling kræver derfor kulstof fra en anden kilde.

Samspil med biomasse, agro- og affaldssektoren eller CCS fra industri osv. bringer derved behov for nye typer af sektorintegrationer i spil.

- CO₂ fra biogas og termisk forgasning
- CO₂ fra industrier (CCU)
- CO₂ fra air capture

Samspillet med biomasse åbner samtidig mulighed for, at de næringsstoffer, som er i biomasse og affald, kan recirkuleres.

Power-to-heat/cooling teknologier

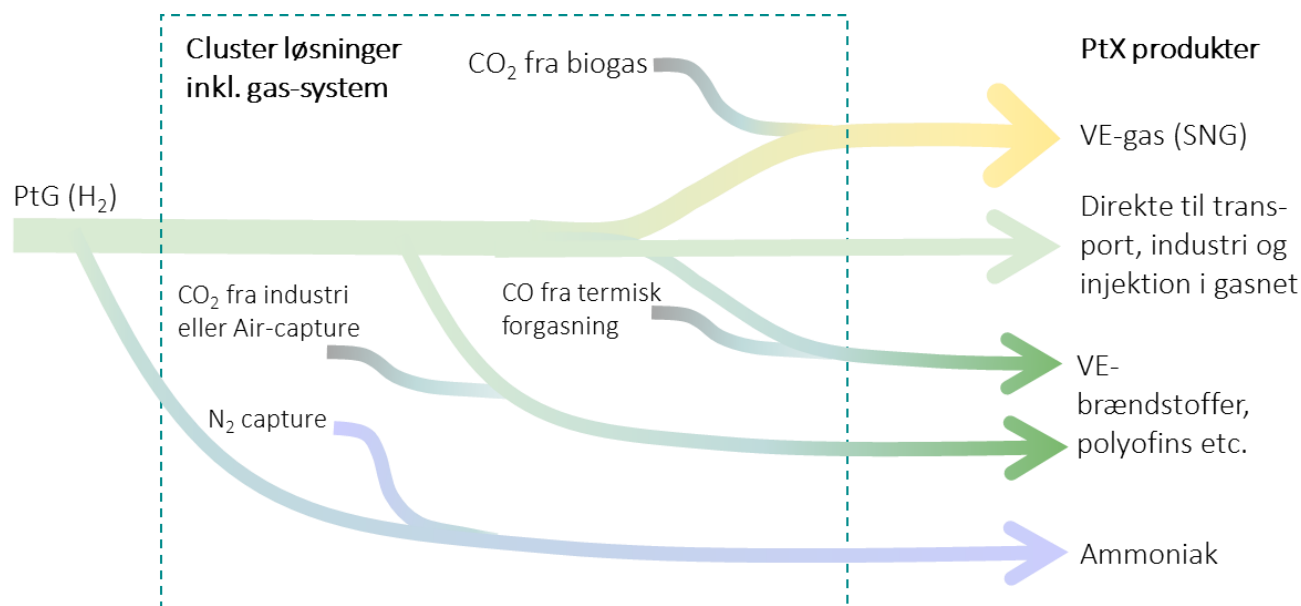
Processer, der forædler el ved konvertering til energiprodukter, har typisk en kraftig udveksling af varme. Kobling mellem el, energikonvertering og varmesektoren enten direkte eller via varmepumpeteknologi og varmelagre er derfor centralt for at sikre en effektiv anvendelse af el og en god fleksibilitet til den fluktuerende elproduktion.

Produktion af el til varme ved varmepumper er en teknologi som har været anvendt i årtier. Inden for de senere år har udviklingen medført at løsninger til produktion af varme ved højere temperaturer (op til 150-170 grader) med varmepumpe er en teknisk mulighed.

Dette kan medføre et paradigmeskifte i forhold til produktion af procesvarme til industri.

Samspil med fjernvarme er reelt en mulighed, hvor en proces-varmepumpe giver det sidste temperaturløft fra fjernvarmens 70 grader til fx en fødevarmeprocess, som kræver 110 grader. Lagring af varme ved høj temperatur er ligeledes et udviklingsområde, som har vigtige perspektiver for et fleksibelt energisystem.

I Systemperspektiv 2035 indgår en række vurderinger af potentialet for disse nye teknologier (2. del og 3. del), og i 4. del er der en oversigt over centrale F&I-indsatser for at realisere potentialet effektivt i fremtidens energisystem.



Figur 1.3: Eksempler på sektorkobling fra elsektoren via PtG til gas og en række øvrige energiprodukter.

EUROPÆISKE SCENARIER PEGER PÅ MASSER AF VIND OG SOL

Det internationale europæiske samarbejde mellem El- og Gas-TSO'er. ENTSO-E/G har udarbejdet scenarier, som helt eller delvist realiserer EU's visioner for reduktion af klimagasser de kommende årtier.

Den globale Paris COP21-aftale og EU's målsætning om at levere en omstilling, der imødekommer visionerne i Parisaftalen, er en del af grundlaget for tre ENTSO-E/G internationale scenarier.

Energinets scenarieanalyse tager afsæt i internationalt scenariearbejde i samarbejdsorganisationen for El-TSO'er (ENTSO-E) og Gas-TSO'er (ENTSOG), der i 2017 har udarbejdet tre nye scenarier, som dækker perioden frem til 2030 og 2040.

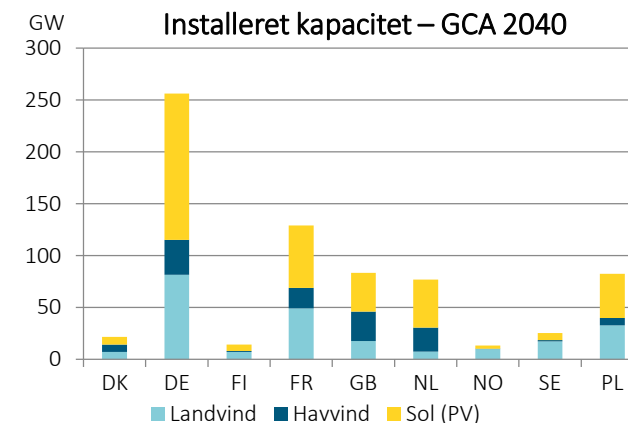
De tre scenarier udspænder et udfaldsrum af ambition for reduktion af drivhusgas i Europa og grader af internationalt samarbejde.

- **Global Climate Action: (GCA)**
Et internationalt stærkt samarbejde om reduktion af drivhusgasser. I dette scenarie er EU "on track" med reduktionsmålet frem mod 2050.
- **Distributed Generation: (DG)**
Et scenarie hvor decentral elproduktion, herunder solceller, mikrokraftvarme, lokal batterilagring mv., er bærende. I dette scenarie er EU "on track" med reduktion af drivhusgasser.
- **Sustainable transition: (ST)**
Et scenarie hvor relativt billig fossil energi (olie og gas) medfører en markant omlægning fra kul til gas. I dette scenarie er EU "almost on track" med mål for reduktion af drivhusgasser.

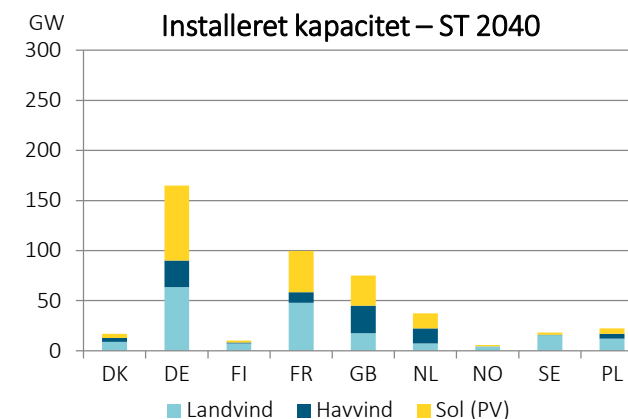
Der er i alle tre scenarier behov for en massiv investering i vindkraft og solceller i Nordeuropa i de kommende årtier, hvis EU skal levere reduktionsmål på drivhusgasser i forhold til reduktionsmål for 2030 og 2040. I Nordeuropa er der adgang til meget store vindkraftressourcer. Inden for offshore-vind har særligt Nordsøen et stort potentiale for at levere VE-el. Denne ressource er central for landene omkring Nordsøen.

- Danmark er placeret centralt i forhold til vindkraft og ligger i et knudepunkt mellem vandkraft i Norden og det europæiske kontinent, hvor Tyskland har visioner om at etablere store mængder elproduktion fra både vind og sol. Uanset Danmarks udbygning med vind/sol bliver regionen præget af store mængder fluktuerende energi, men også af at der er god markedsværdi i at forbinde Nordens vandkraft med det europæiske kontinent og de store ressourcer af vindkraft og sol.
- Denne internationale udvikling medfører i alle tre scenarier, at elprisen i Danmark er relativt konkurrencedygtig i forhold til mange andre lande i Europa. Særligt i forhold til et fleksibelt elforbrug. Dette udgør en styrke i forhold til elektrificering af varme, transport og power-to-gas.
- Driften af elsystemet i Nordeuropa bliver præget af mange timer, hvor elproduktionen primært baseres på vindkraft, sol og vandkraft. Markeds- og driftsløsninger og energiproducerende anlæg, som matcher disse betingelser, er derfor helt essentielle.

En mere detaljeret beskrivelse af scenarierne fremgår af baggrundsnotatet "ENTSO-E/G TYNDP18-scenarier": Scenarierne eksisterer fortsat i en høringsversion, og justeringer kan forekomme, indtil den endelige version foreligger, kilde /2/.



Figur 1.4: Elproduktionskapacitet for vind og sol i Global Climate Action scenariet (GCA) i 2040. Danmark udgør ift. de øvrige Nordsølande en relativt lille andel af produktionskapaciteten for vind/sol.



Figur 1.5: Elproduktionskapacitet for vind og sol i Sustainable Transition scenariet (ST) i 2040. Danmark udgør ift. de øvrige Nordsølande også her en relativt lille andel af produktionskapaciteten for vind/sol.

MEGET HØJ ANDEL EL FRA VIND OG SOL KRÆVER FLERE FLEKSIBLE VIRKEMIDLER

I Nord- og Vesteuropa forventes der massiv udbygget med vind/sol, særligt i Global Climate Action (GCA) scenariet. I GCA-scenariet for 2040 medfører dette mange timer med en væsentlig større elproduktion end forbrug.

Særligt landene i Nord- og Vesteuropa udbygges i alle tre scenarier markant med vind og sol. I GCA-scenariet for 2040 er der ca. 2.000 timer, hvor produktionen fra vind og sol i DE, NL, DK og UK er større end elforbruget. Dertil kommer, at mange termiske kraftværker ikke med det antagne scenarieforløb kan nedreguleres, hvis effektoverskuddet kun forekommer i nogle timer. Dette medfører, at produktionen fra vind, sol og "must-run"-kraftværker overstiger elforbruget i ca. halvdelen af årets timer jf. figur 1.6.

Udbygningen med vind/sol i Østeuropa fx Polen, Tjekkiet, Slovakiet frem mod 2040 er i GCA moderat i forhold til Vesteuropas udbygning. Udfordringen med overproduktion af VE-el er således væsentlig mindre i Østeuropa, jf. figur 1.7, hvor Polen vises som eksempel.

På mellemlangt sigt kan en udbygget eleksport fra Nord- og Vesteuropa til disse områder være en mulig løsning. På langt sigt må det dog af rent økonomiske årsager forventes, at disse lande også udbygger med VE, i særdeleshed med solceller (PV).

I scenariet Distributed Generation (DG) er kapacitet fra vind i Nordsøen mindre, og kapacitet fra solceller (PV) er mere homogent fordelt i Europa. Dette scenarie har derfor i mindre grad dette Vest-Øst-perspektiv.

En væsentlig del af kraftværkerne i Europa antages i scenariet at være grundlast kraftværker. Dvs. værker med relativt lave driftsomkostninger og høje start/stop-omkostninger. Det vedrører både værker på kul/bio/gas og atomkraftværker. Samtidig sikrer disse værker, at der kan leveres systembærende egenskaber til elsystemet. Herunder regulerkraftydelse, spinning reserve, inert, spændingsregulering og kortslutningseffekt. Samtidig kan disse værker være nødvendige af hensyn til interne flaskehalse i elnettet.

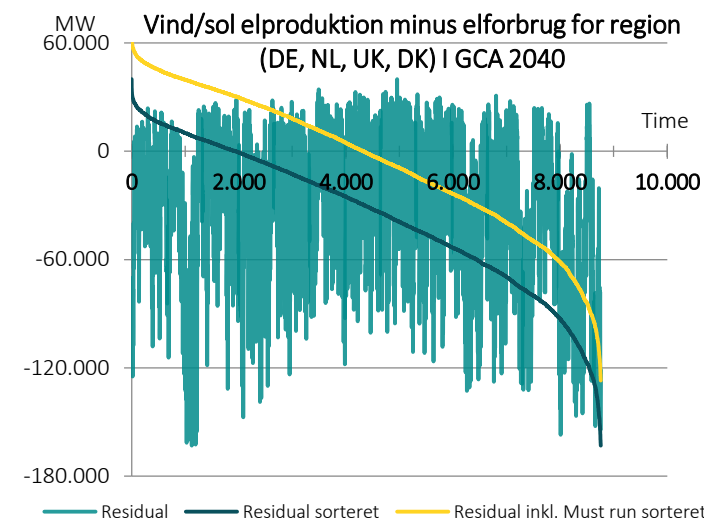
Den manglende mulighed for at nedregulere "grundlast-værker" i perioder med høj elproduktion fra vind/sol (og lave elpriser) medfører, at elproduktionen fra vind og sol ofte må reduceres, mens termiske kraftværker kører videre med et brændselsforbrug og højere driftsomkostninger som konsekvens.

Omstilling af Europas kraftværker til mere fleksibel drift, så de i timer med stor elproduktion fra vindkraft og sol (PV) nedreguleres, er teknisk muligt, men ikke helt enkelt. Dels er det teknisk en udfordring med ombygning/etablering af anlæg, der kan dette, og dels er disse anlæg i dag vigtige for levering af systembærende egenskaber som regulerkraftydelse, spændingsregulering, inert, kortslutningseffekt mv. En stor del af disse egenskaber kan dog leveres fra fleksible elforbrugende anlæg, hvis de udvikles teknisk, og markedsdrift og netregler understøtter dette.

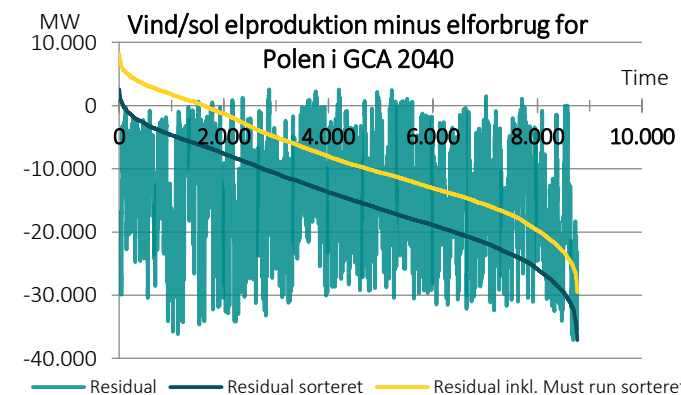
Hvis landene omkring Nordsøen ønsker at udnytte regionens enorme vindkraftpotentialer, som delvist realiseres i GCA-scenariet, vil der formentlig være hensigtsmæssigt både at styrke transmissionsforbindelser mellem regioner (fx til nordisk vandkraft og Østeuropa), udvikle europæiske kraftværkers evne til at nedregulere og nyttiggøre den vedvarende, billige elproduktion i andre sektorer. Herunder højværdi energiprodukter, jf. analyser med power-to-gas.

Regionale forskelle mellem udbygning med vind/sol medfører i GCA-scenariet, at eksport af el fra/til Østeuropa kan være et vigtigt virkemiddel, som kan supplere integration med vandkraft og regional anvendelse af el til højværdi energitunge produkter.

Der er desuden behov for at kunne nedregulere grundlast kraftværker i timer med høj vind/sol-elproduktion og lave elpriser.



Figur 1.6: Residual elproduktion for landene i Nordsøregionen (DE, NL, GB, DK) beregnet som vind/sol-elproduktion fratrasket elforbrug for Global Climate Action (GCA) scenariet for 2040. Varighedskurven viser forbruget med/uden bidrag fra termiske værker, der ikke reguleres ned i kortere timeintervaller med overproduktion.



Figur 1.7: Residual elproduktion (beregnet som vind/sol-elproduktion fratrasket elforbrug) i Global Climate Action (GCA) scenariet for 2040 for Polen.

VURDERING AF VIRKEMIDLER VED MEGET HØJ VIND/SOL ANDEL I NORDSØREGION – ELLAGRING, ELEKSPORT ELLER ELANVENDELSE TIL BRÆNDSTOF, INDUSTRI OG SERVICE

Analysen viser, at frem mod 2030 kan elsystemet i Nordeuropa i et vist omfang balanceres med en kraftig udbygning af infrastruktur sammen med en øget fleksibilitet i forbrug og produktionsanlæg. Men i perioden efter 2030 er der behov for nye typer af virkemidler som eksempelvis sektorkobling for at håndtere udfordringen med store mængder VE-el i Nordsøregionen.

Vindkraft og solceller oppebærer en relativt god afregning af produktionen frem mod 2030. Men i perioden efter 2030 udbygges produktion af vindkraft og solceller i Nord- og Vesteuropa særligt i scenariet Global Climate Action med så megen kapacitet, at produktionen i mange timer overstiger forbruget i hele regionen. Det betyder, at elpriserne presses ned i ganske mange timer af året.

Der sker således et markant paradigmeskifte i elprisen i perioden efter 2030 i dette scenarie. Afregningsprisen ved Energy-only for produktion fra vind og sol reduceres markant. Til gengæld bliver der relativt god økonomi i systemløsninger, der fleksibelt kan forbruge og evt. lagre energien.

Der er meget overordnet analyseret tre tiltag i GCA-scenariet.

- Der er i referencen ikke udbygget net i perioden efter 2030. Der er derfor analyseret en forstærkning af infrastruktur i Europa, regnet generelt med faktor 2 i forhold til kapaciteten i 2030.
- En meget kraftig udbygning med korttidslagere, eksempelvis batterier, CAES eller pumped storage. Udbygningen svarer til, at DK har ca. 20 GWh ellager svarende til 4-5 timer lagre af en middel forbrugseffekt.
- En udbygning med power-to-gas som drives med en udkobling, hvis elprisen er over 375 DKK/MWh. Der er regnet med en effekt svarende til, at Danmark har ca. 1 GW elektrolysekapacitet. Dvs. en effekt svarende til 15-20 pct. af middel elforbrugseffekten i 2035.

Resultatet af de tre typer af tiltag fremgår af figur 1.8.

En kraftig udbygning med elinfrastruktur reducerer timer med meget lave elpriser væsentligt, jf. figur 1.8. Men virkemidlet efterlader dog fortsat rigtig mange timer med lave elpriser. Med den stigende andel af fluktuerende VE-elproduktion (vind/sol) vil det i højere grad være vandkraft, som er det marginale produktionsanlæg, der sikrer balancen mellem forbrug og produktion. Da vandkraftanlæggene samtidig har årlig tilførsel af energi, som de ønsker at udnytte, kan en øget produktion fra vind og sol i regionen medføre, at vandværdien bliver lav. Der er således knyttet en usikkerhed til beregning af vandværdien.

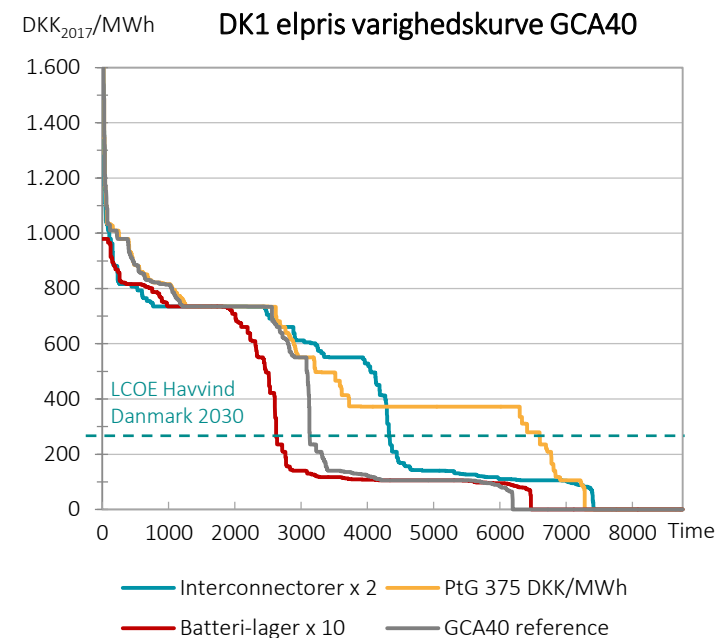
Etablering af korttids ellagre (eksempelvis ved batterilagring) reducerer timer med høje elpriser, men kun i begrænset omfang timer med nulpriser.

En kraftig udbygning med power-to-gas kan signifikant øge prisdannelsen på el. Dette tiltag er således et ret effektivt tiltag i forhold til at håndtere perioder med meget høj elproduktion i hele Nordsøregionen.

Produktionsomkostningen (LCOE) for offshore-vind ligger i 2030 iflg. teknologidata på under 300 DKK/MWh. PtG kan således være med til at sikre markedgrundlag for udbygning af offshore-vindkraft ved den lave (375 DKK/MWh) PtG-indkøbspris.

Ved en kombination af virkemidlerne kan der opnås en samlet god effekt.

I GCA-scenariet (GCA) får elprisen et væsentligt fald i mange timer, hvis ikke der gennemføres tiltag med forstærkning af infrastruktur, korttidslagere, eller som særligt effektivt virkemiddel etableres power-to-gas.



Figur 1.8: Varighedskurver for elprisen vist for DK1 (Vestdanmark) i Global Climate Action (GCA) scenariet. Referencen i 2030 og 2040 viser, at elprisen kan blive relativt lav i mange timer i 2040, hvis ikke der gennemføres tiltag. Effekt af tiltag i form af batterilagere, forstærket infrastruktur (ICL) og power-to-gas er overordnet analyseret. Der knytter sig stor usikkerhed til analysen, men trenden viser, at power-to-gas kan være et meget effektivt virkemiddel til at øge prisdannelsen på el.

POWER-TO-GAS (PTG) I DANMARK SET I ET INTERNATIONALT PERSPEKTIV

Power-to-gas (PtG) kan være et effektivt virkemiddel i forhold til integration af VE i Nordsøregionen. Danmark er set med internationalt perspektiv relativt godt placeret med konkurrencedygtige priser på VE-el, høj forsyningssikkerhed og adgang til fjernvarme, som kan udnytte overskudsvarme fra anlæg.

Power-to-gas (elektrolysedelen) har generelt et stort potentiale, særligt i GCA- og DG-scenarierne. Hvis kun enkelte lande etablerer power-to-gas, vil elprisen være særligt gunstig (lav), og VE-gas vil kunne produceres for en relativt lav pris. Se figur 1.9 øverst, th.

Hvis der udbygges markant med power-to-gas i Europa (nederste plot, th.), øges elprisen væsentligt.

Anvendelse af elektrolysegassen kan bl.a. ske ved:

- Injektion i naturgasnet (relativt begrænsede mængder op til 10-20 pct.).
- Konvertering til metan, hvis der er en kilde med CO₂ eller CO til stede. Eksempelvis biogas, syntesegas fra termisk forgasning af biomasse eller CO₂ fra industriel proces.
- Konvertering til flydende VE-brændstof (methanol, diesel, benzin mv.). Denne del kræver også adgang til en CO₂ eller CO-kilde.
- Produktion af industrielle produkter som ammoniak mv.

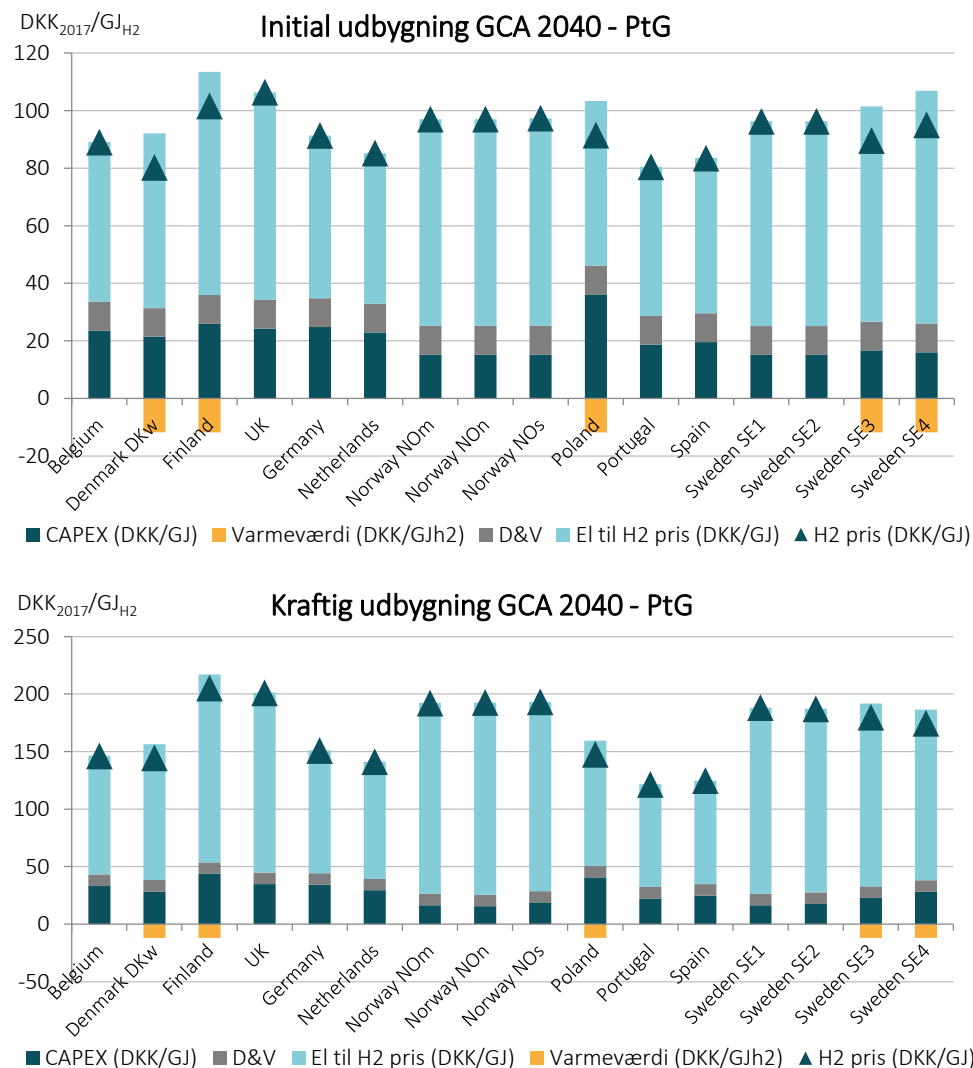
Som figur 1.9 øverst, th. illustrerer, så er Danmark relativt konkurrencedygtig i forhold til produktion af power-to-gas og videre forædling (PtX). Bl.a. indgår her muligheden for, at overskudsvarme kan leveres til fjernvarmenettet og derved udgøre en bi-indtægt.

I forhold til adgang til kulstof (CO₂ eller CO) så er Danmark også gunstigt stillet med relativt stor produktion af biogas og med potentiale for termisk forgasning af biomasse. Her vil det være relativt mere vanskeligt for Norge at få adgang til kulstof, medmindre der etableres et anlæg med termisk forgasning.

Selve elektrolyseprocessen giver en begrænset udledning af varme, hvis det er alkalisk elektrolyse. Det er dog, set i forhold til den samlede PtX-proces, en mindre del.

Set i forhold til fordelene ved samspil med fjernvarme er det relevant at se på hele PtG/PtX-processen. Termisk forgasning og den videre behandling af denne gas til fx flydende brændstoffer (PtX) i samspil med PtG giver en meget stor mængde varme. Og her vil adgang til et fjernvarmenet være gunstigt og give Danmark en komparativ fordel ift. de fleste andre lande.

Se endvidere en uddybende beskrivelse i afsnittet om "Energiværker" på side 26.



Figur 1.9: Omkostninger til produktion af elektrolysegas (H₂) for de forskellige lande i GCA-scenariet. Øverst fremgår omkostninger ved initial udbygning (dvs. first mover). Nederst fremgår omkostninger ved en kraftig udbygning af PtG i landene. I opstillingen er anvendt alkalisk elektrolyse. SOEC-elektrolyse giver en højere virkningsgrad og lidt lavere produktionsomkostning. Varme er kun vist for elektrolyseprocessen. Derudover kommer ved PtX-delen typisk en væsentlig større konverteringsvarme.

SYSTEMPERSPEKTIVER FOR DANMARK



ENERGIPRISER OG RESSOURCEGRUNDLAG FOR ANALYSE AF DANMARK I 2035

Frem mod 2035 forventes den internationale energipris inkl. CO₂-omkostning at stige i alle scenarierne. Samtidig falder omkostninger til elproduktion fra vindkraft og sol. Danmark har et relativt stort potentiale for offshore-vind som kan blive konkurrencedygtigt til den fossile elproduktion, hvis den kan indpasses effektivt.

Denne 2. del af baggrundsrapporten tager udgangspunkt i en optimeringsanalyse af det danske energisystem i 2035 ud fra de internationale randbetingelser i hvert af de tre TYNDP 2018-scenarier.

Grundlaget for brændsels- og CO₂-priser baserer sig på de tre TYNDP 2018-scenarier. Som følsomhed er der desuden benyttet brændselspriser fra Energinets Analyseforudsætninger 2017, der i 2035 svarer til IEA World Energy Outlook, New Policies-scenariet.

Analysen har sit hovedfokus på 2035. Men for at vurdere sigtelinjer fremad er der foretaget en gennemregning af mulige forløb i Danmark frem til 2050. Til dette benyttes lidt konservativt antaget 2040-brændselspriser.

Produktionsomkostninger for VE-el ud fra vindkraft og solceller er inden for de seneste 10 år faldet markant. Produktionsprisen for landvind er i dag konkurrencedygtig med fossile alternativer set ud fra samlede omkostninger over levetiden (Levelised Cost of Energy, LCOE). Frem mod 2035 forventes også offshore-vindkraft og storskala solcelleanlæg at være konkurrencedygtig med en

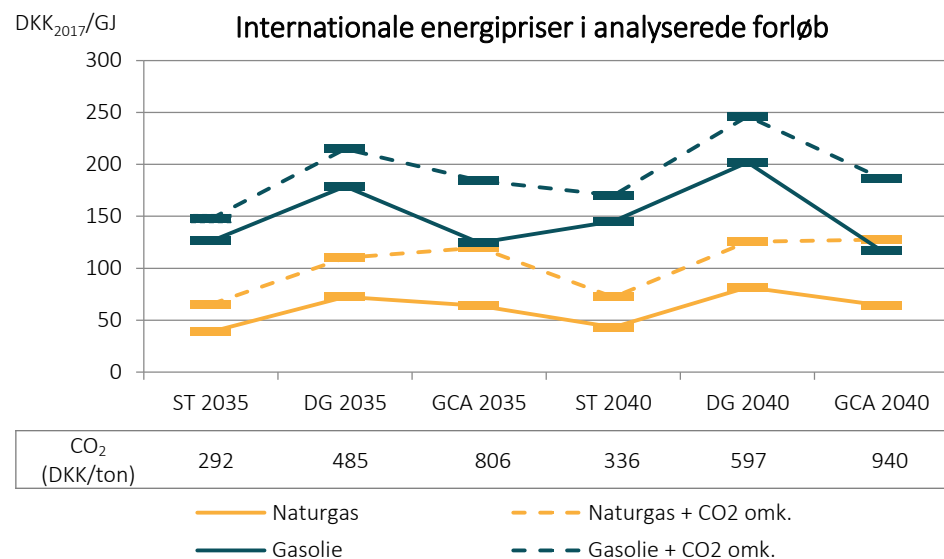
fossil reference beregnet som totale omkostninger over levetiden (LCOE).

De danske ressourcer vedr. elproduktion fra vind, sol og biomasse og de tilhørende omkostninger er illustreret i figur 2.2, vist med LCOE for 2030. Omkostningen for offshore-vind er konkurrencedygtig med fossil reference, hvis man alene ser på produktionsomkostningen (LCOE). Men da produktionen af vindkraft og sol ikke er regulerbar, kan den reelle markedsværdi på produktionstidspunktet være lav.

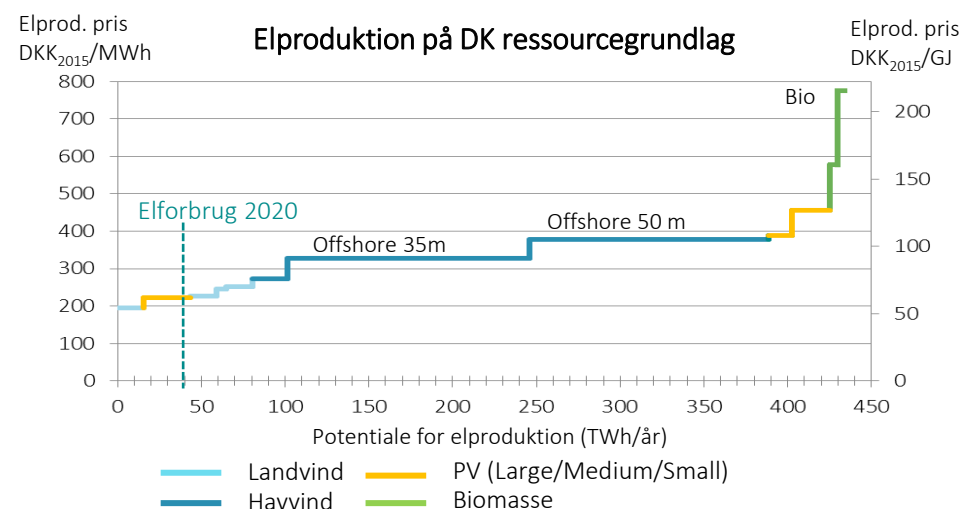
Det danske potentiale for biomasse er nærmere uddybet på side 24. Produktionsomkostninger og samlet potentiale ved at anvende den samlede danske biomasseressource til elproduktion fremgår, af figur 2.2 (grøn linje). Som det fremgår er denne ressource set i forhold til vindkraft en relativt begrænset ressource.

Markedsværdien af flydende brændstoffer (fossil referenceværdi inkl. CO₂) er (jf. figur 2.1) i intervallet 150-250 DKK/GJ. Til sammenligning er den rene LCOE for land og offshore-vind for en del af de danske vindressourcer under 80 DKK/GJ, jf. figur 2.2.

Men der er væsentlige system- og konverteringsomkostninger for PtG/PtX, så en effektiv systemløsning og potentielt med udnyttelse af spildvarme (til fjernvarme) er afgørende for at realisere den værdi, der kan være ved PtG/PtX-konverteringen. Disse forhold analyseres nærmere i det følgende.



Figur 2.1: Brændsels- og CO₂-priser anvendt i analyse.



Figur 2.2: Elproduktionsomkostninger og ressourcer for vind, sol og biomasse i DK. Ved biomasse er antaget 3000 årlige driftstimer

BIOMASSE- OG BIOAFFALDSRESSOURCE I DANMARK

Biomassen har en vigtig rolle for en effektiv indpasning af VE-el, da biomasse og bioaffald kan levere nødvendigt kulstof til PtG/PtX-processerne. Adgang til bioressourcer er derfor central i optimeringsanalysen af det danske energisystem i 2035.

I analysen er der som grundantagelse forudsat, at der på det lange sigt maksimalt anvendes en mængde biomasse svarende til den nationale ressource.

Grundlaget for biomasse til biogas er baseret på publikationen "Kortlægning af hensigtsmæssig lokalisering af nye biogasanlæg i Danmark", SEGES/Agrotech /13/. Halm kan anvendes både til biogas og termisk forgasning. I denne analyse er halmen primært anvendt til biogas, og dele af fiberresten fra halmen er anvendt til termisk forgasning.

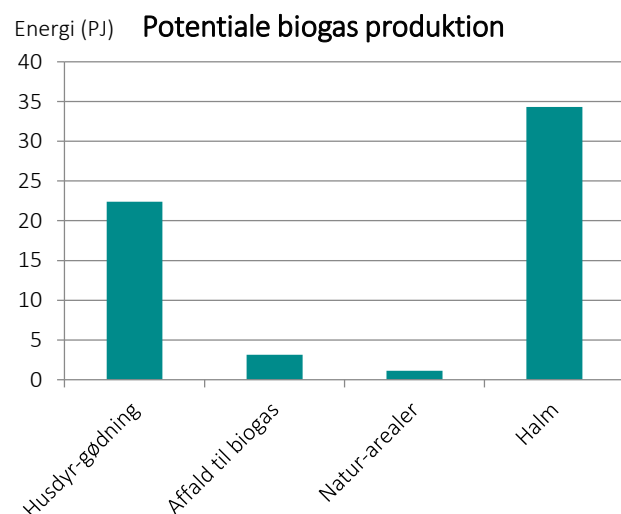
Potentialet for flis, træ, fiber mv., som ikke er egnet til biogasanlæg, men kan anvendes i kedler og til termisk forgasning, er baseret på publikationen "Scenarier for biomasseleverance fra skov- og landbrug i 2020" /14/. Ud fra biomasse til biogas mængden er estimeret en andel af "fiberresten" fra anaerob forgasning (biogas), som kan anvendes til kedel og termisk forgasning. Der antages her 10 PJ. Endelig er der en tilsvarende andel af affald, som kan anvendes til termisk forgasning, jf. figur 2.4.

Herudover er der antaget et mindre forbrug af bio-restprodukter og affald, således at det langsigtede nationale biomassepotentiale er 185 PJ.

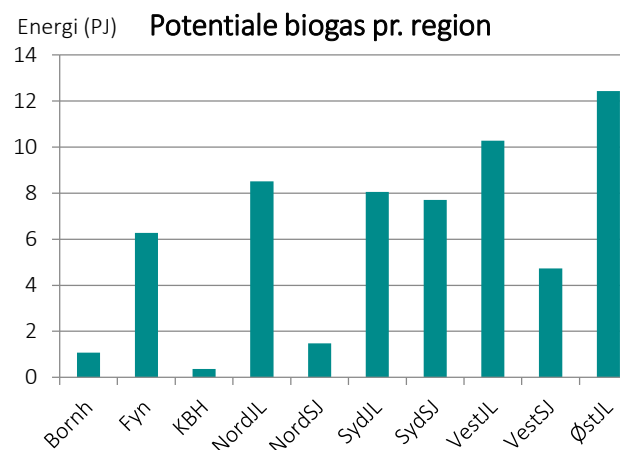
I analysen disponeres der med, at der i 2035 kan være et forbrug på op til 250 PJ biomasse, da der i overgangsperioden kan være en del biomasse KV-anlæg, som

ikke fastholdes på det helt lange sigt.

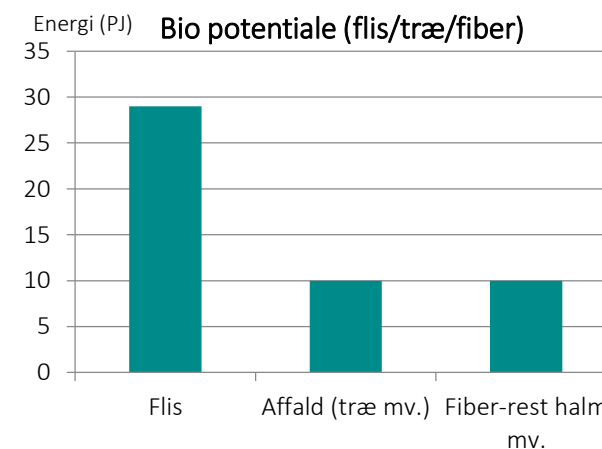
Der er i analysen desuden udarbejdet følsomhedsberegninger med en betydelig import af biomasse som fødekilde til fremstilling af højværdi VE-produkter via PtG/PtX. Hvis en stor del af disse højværdi energiprodukter bliver eksporteret til et internationalt marked, kan man argumentere for, at det er helt legitimt, at Danmark bruger mere, end hvad der svarer til det indenlandske biomassepotentiale til denne energiforædlingsproces.



Figur 2.3a: Potentiale for biogasproduktion (methan potentiale som output) fra danske ressourcer. Total for Danmark fordelt på ressource.



Figur 2.3b: Potentiale for biogasproduktion (methan potentiale) fra danske ressourcer. Potentiale fordelt på regioner.



Figur 2.4: Potentiale for træ, flis og træaffald mv. som er velegnet til forbrænding og termisk forgasning.

STYRKEPOSITIONER OG STRATEGISKE MULIGHEDER FOR EL-/GASSYSTEMET I DK

De internationale rammer åbner strategiske muligheder for det danske el- og gassystem.

Danmarks vind/sol udgør på sigt en meget lille andel af den nordeuropæiske produktion. Men Danmark har en række komparative fordele i forhold til at udnytte den internationale udvikling i regionen, som beskrives i de tre internationale scenarier. Nogle af disse fordele omfatter bl.a.:

- I forhold til regionen har Danmark nogle af de billigste vindressourcer både på land og på havet.
- Et udbygget energisystem med integration mellem energisektorer. Herunder er kraftvarme/fjernvarme en styrkeposition i forhold til samspillet med VE-el. Udviklingen i internationale elpriser ændrer væsentligt på grundlaget for den klassiske kraftvarme, men der opstår nye potentielle muligheder for at udnytte overskudsvarme fra energikonverteringsprocesser (bio-to-fuel, power-to-gas, varmepumper mv.).
- Billige restbiomasse- og affaldsressourcer til biogas mv.
- Et effektivt fleksibelt elmarkedssystem og tradition for samarbejde på tværs af energisektorer.

Selvom Danmarks produktion fra vind og sol kun udgør en relativt beskeden andel af Nordeuropas VE-elproduktion, så skiller Danmark sig ud fra de øvrige lande ved at have en meget høj andel af VE-el, samtidig med at elpriser er relativt konkurrencedygtige set ud fra et forbrug af el.

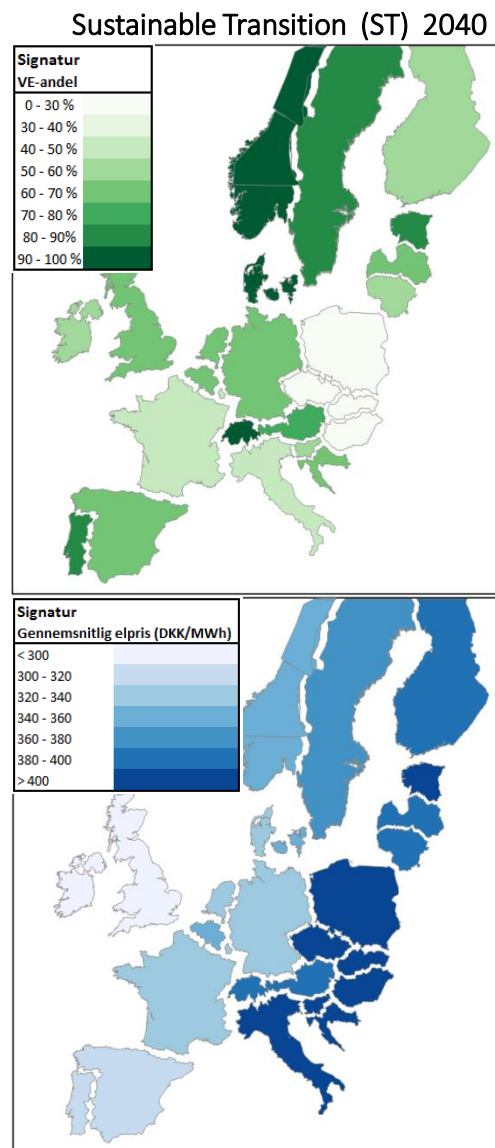
Nogle af de strategiske muligheder for Danmark kan være:

- En ekstra kraftig elektrificering af opvarmning (fjernvarme og individuelle løsninger).
- En kraftig elektrificering af procesvarme til industri og service med brug af højtemperatur varmepumper og gas som backup, således at fleksibel drift i forhold til elsystemet kan opnås.
- Udvikling af "fremtidens energikraftværker" som kombinerer el/bio-ressourcer med markedet for el/brændstof/energiprodukter/varme/elsystemydelse.
- Kombinere internationale transitopgaver for elsystemet med fleksibelt elforbrug som netreserve.
- Markedsværdi af at være en "GreenZone" med konkurrencedygtig og forsyningssikker VE-el, gas og varme. (Trenden kendes i dag fra datacentre, der vælger Danmark bl.a. pga. disse faktorer).

Ovenstående er en samling elementer, som i nogen omfang kan etableres uafhængigt. Men flere af elementerne skal dog ses i en kombination.

Danmarks vindkraft udgør på sigt kun en meget lille andel af Nordeuropas vindkraft.

Men Danmark har nogle styrkepositioner i de europæiske scenarier i forhold til adgang til pris-konkurrencedygtig VE-energi på el/gas/varme.



Figur 2.5: EU-landenes elpriser og VE-andel i Sustainable Transition 2040. Danmark har her relativt lave elpriser samtidig med en høj VE-andel for el.

ENERGIANLÆG ANVENDT I INVESTERINGSANALYSE FOR DANMARK

I analysen indgår en række anlægstyper til produktion af el, gas, VE-brændstoffer og varme. De enkelte anlægstyper er illustreret på side 27 og kort beskrevet i nedenstående.

Der er i modellering af det danske energisystem opbygget en investeringsmodel, hvor investering i et antal "arke" anlægstyper kan optimeres med hensyn til anlægskapacitet og drift ud fra en "least cost"-optimering,

Modellen optimerer her både anlæggenes indbyrdes størrelse og dimensionering af de enkelte komponenter i anlæggene. I den reducerede model analyseres der uden interne netbegrænsninger for el/gas/varme. I den komplette model er anlæggene placeret ud i regioner, hvor elsystemets centrale snit indgår. Herved kan kobling mellem infrastruktur og fleksibilitet i anlæg analyseres.

Centralt energiværk (type 3-værk)

Denne værktype er typisk placeret på en central kraftværks-plads. Anlæggets hovedkomponenter er termisk forgasning, gasturbine og damp turbine og et elektrolyseanlæg,

Input: Input til værket er typisk biomasse/affald velegnet til termisk forgasning, herunder træflis, træpiller, halm, affaldsfraktioner, evt. fiberresten af halm fra biogasanlæg.

Output: Anlægget kan designes med elementer til at producere bioSNG, varme og biofuel (methanol, DME, benzin, diesel), ammoniak mv. Anlægget kan designes til at fraskille CO₂ (mhp. CCR-Carbon capture and recycling).

Anlægget kan designes med varmelager og gaslager. Anlægget er integreret således, at varme kan integreres mellem de forskellige processer. Biomasseforgasningen og den katalytiske produktion af brændstoffer er exoterme, og denne varme kan fleksibelt bruges som input til elektrolyse eller til damp turbine, og anlægget kan herved levere regulerkraftydelse og systembærende egenskaber.

Anlæggets restprodukt fra forgasning kan returneres til landbrug som gødning med kulstof, fosfor og kalium (CPK)

Decentralt energiværk (type 2-værk)

Denne værktype er et udvidet biogasanlæg, hvor der, ud over kraftvarmeanlæg, også er PtG og produktion af brændstoffer ud fra brint og CO₂ i biogassen.

Input: Input til værket er typisk biomasse/affald velegnet til anaerob forgasning (biogas), herunder gylle, bioaffald, halm.

Output: Anlægget kan designes med elementer til at producere el, bioSNG, fjernvarme, procesvarme og biofuel (methanol, DME).

Anlæggets restprodukt (fra biogasanlæg) kan returneres som gødning. Anlægget kan levere systembærende egenskaber til elsystemet.

Lille varmegærk/blokvarme (type 1-værk)

Lille kraftvarmegærk/blokvarme med kraftvarmeanlæg, varmepumpe, spidslast gaskedel og mindre varmelager.

Gas-to-Liquid-anlæg (GtL) og LNG-anlæg

Anlæg der omsætter methan (biogas, bioSNG eller naturgas) til flydende biofuels (methanol, DME, diesel mv.).

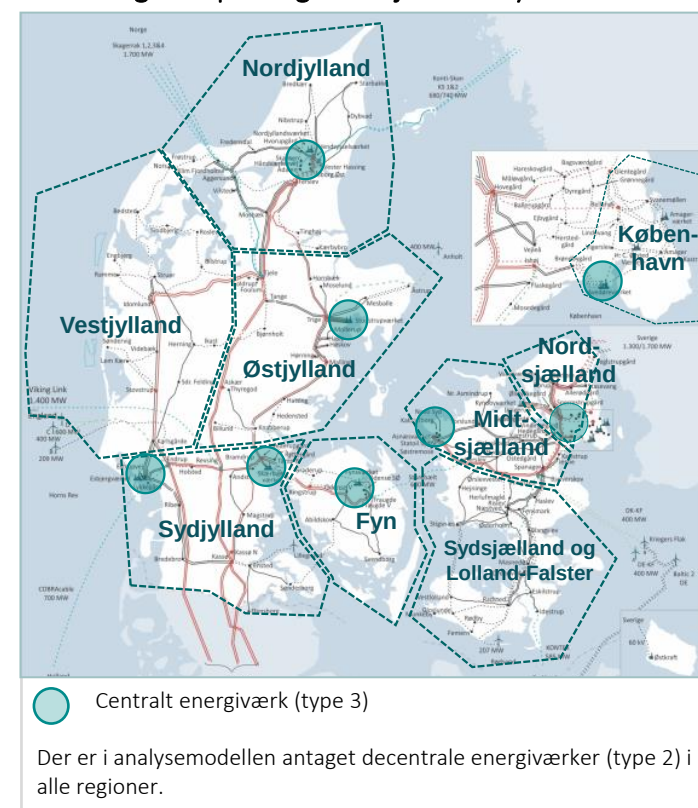
LNG-anlæg nedkøler methan til flydende tilstand, således at det kan bruges som brændstof til skibe og lastbiler. Disse anlægstyper er ikke detaljeret driftsmodelleret.

Vindkraft, solceller og solvarmeanlæg

Ud over ovenstående energianlæg er der mulighed for investering i vindkraft på land, vindkraft offshore og solceller små anlæg (privat husholdning mv.) og store anlæg (markanlæg og store anlæg på servicevirksomheder mv.) og solvarmeanlæg.

De enkelte ark-typer af anlæg (type 1, 2, 3) er fordelt i DK-modellen jf. figur 2.6. I denne model optimeres PtG/PtX anlæg og store varmepumper ift. de enkelte omgivelses-scenarier. Biogas/forgasning er exogent input i DK-modellen og der er exogent angivet udbygning med vind og sol elproduktion, således at elproduktion og elforbrug er i balance for GCA og DG scenariet.

Regionsopdeling i detaljeret analysemodel



Figur 2.6: Overordnet gruppering af centrale og decentrale energiværker i otte regioner i Danmark.

OVERSIGT OVER INVESTERINGSMODEL FOR ØKONOMISK/TEKNISK ANALYSE

Der er i modellering af det danske energisystem opbygget en investeringsmodel, hvor investering i de beskrevne anlægstyper kan optimeres med hensyn til anlægskapacitet og drift ud fra en "least cost"-optimering.

Modellen optimerer her både anlæggenes indbyrdes størrelse og dimensionering af de enkelte hovedelementer i anlæggene. Modellen er ikke som sådan en fremskrivning,

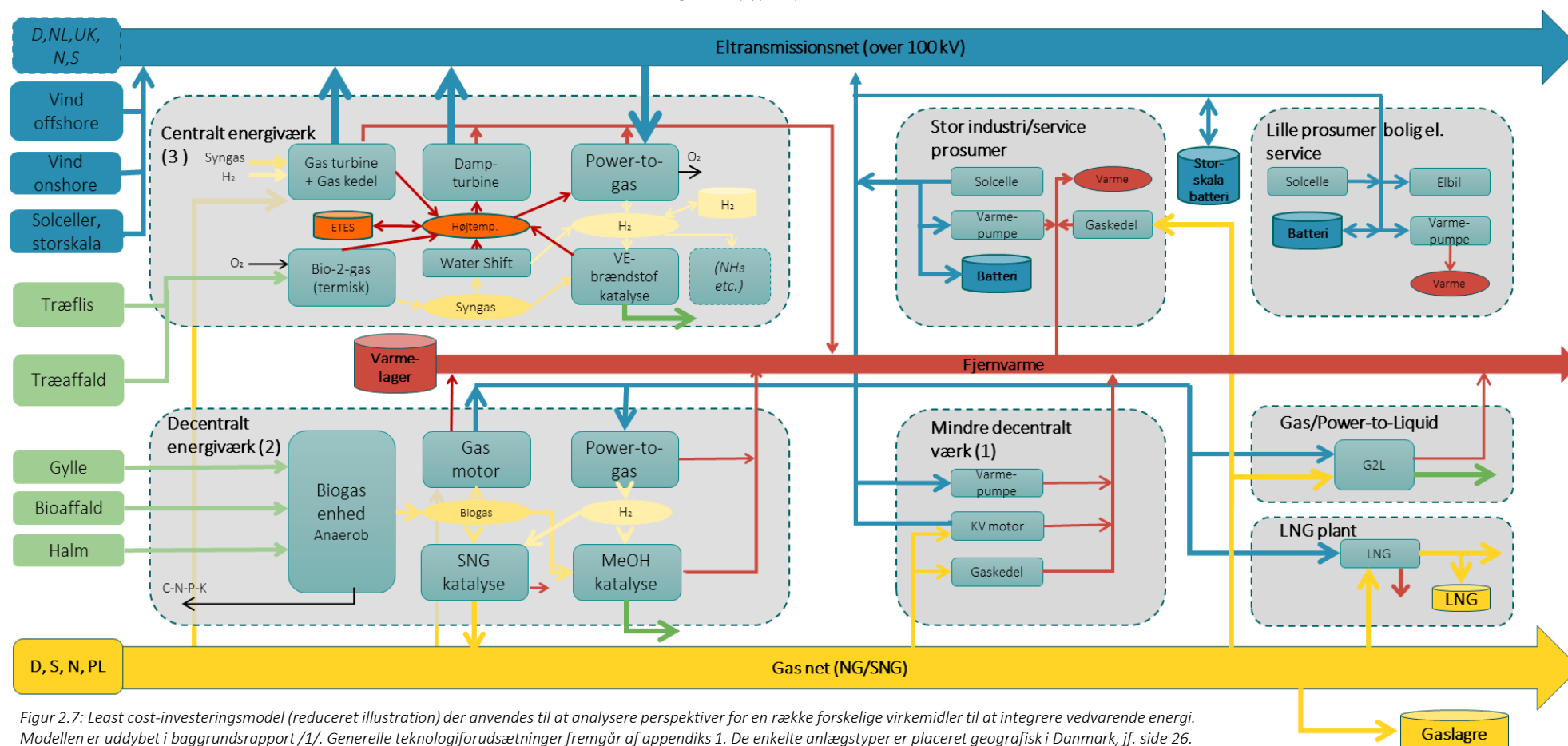
men alene en beregning på, hvad der er mest omkostnings-effektivt under givne rammebetingelser, dvs. priser på teknologi, brændsler, CO₂ og internationalt elmarked.

Modellering af energiproducerende værker er uddybet i baggrundsrapport /1/

I modellen indgår følgende kategorier af anlæg

- Centralt energiværk (type 3)

- Decentralt energiværk (type 2)
- Mindre decentralt værk (type 1)
- Industri/service varme/procesvarme-anlæg
- Vindkraft- (offshore og onshore) anlæg
- Solceller (Individuel, service/industri og markanlæg)
- Gas-to-liquid-anlæg (GtL) og LNG-anlæg (ikke detaljeret modelleret)



Figur 2.7: Least cost-investeringsmodel (reduceret illustration) der anvendes til at analysere perspektiver for en række forskellige virkemidler til at integrere vedvarende energi. Modellen er uddybet i baggrundsrapport /1/. Generelle teknologiforudsætninger fremgår af appendiks 1. De enkelte anlægstyper er placeret geografisk i Danmark, jf. side 26.

ANALYSE AF ENERGIVÆRKER I DANMARK

– POTENTIALE FOR AT LEVERE ELSYSTEMYDELSER, ELSPIDSLAST, BIOGAS/BIOFUELS OG FJERNVARME

Der er analyseret økonomisk potentiale for at etablere kraftværkstyper/energiværker, som er designede til det fremtidige internationale markedsmiljø. Dvs. anlæg som kan nyttiggøre de danske styrkepositioner med billig restbiomasse og et udbygget fjernvarmenet og levere spidslast elkapacitet, hurtig el-effektregulering og systembærende egenskaber til elsystemet. Men det er samtidig hensigtsmæssigt, at det er energiværker, som kan udnytte de mange timer med lave elpriser – fx til at producere brændstoffer til den grønne omstilling på europæisk plan og udnytte højtemperatur restvarme til fleksibel el- og fjernvarmeproduktion, hvorved Danmarks komparative styrker udnyttes.

Der er analyseret på klassiske kraftværker og mere komplekse værker i forhold til levering af:

- Effektbalancering og spidslast elkapacitet ud over det som vandkraft og fleksibelt elforbrug kan levere.
- Systembærende ydelser, inert, kortslutningseffekt og "spinning reserve" til elsystemet ud over det som vandkraft, fleksibelt elforbrug og netkomponenter som synkronkompensatorer, Statcom, SVC mv. kan levere.
- Produktion af VE-brændstoffer (flydende/gasformige) ud fra biomasse, bioaffald og el fra vindkraft/solceller (via power-to-gas).
- Produktion af varme til fjernvarmeanlæg.
- Potentielt produktion/samspil med øvrige energintensive energibærere som kan kobles tæt til energiforsyningen (ammoniak, brint mv.).

Ved de centrale kraftværker er der i de grønne scenarier for 2035 potentielt god økonomi i at producere VE-brændstoffer fra biomasse og fleksibelt at bruge power-to-gas til at supplere biomassen ved brændstofproduktion.

De centrale værker giver herved stor fleksibilitet til elsystemet ved at kunne gå fra stort elforbrug til stor elproduktion inden for kort operationstid samtidig med, at der leveres brændstof, som produkt, til det internationale marked. Værkerne udgør derved en "hot standby" for elsystemet således, at der kan leveres hurtig effektregulering som system- og netreserve.

I analysen er produktionen integreret for at vurdere synergieffekter. Der kan være andre grunde til at etablere anlæggene som separat adskilte aktiviteter. Dette er ikke analyseret nærmere.

Produktion af flydende brændstoffer kræver kulstof, og på langt sigt er der således behov for, at kulstof fra biomassen er tilgængelig som "byggesten" til de store elbaserede brændstofproduktioner.

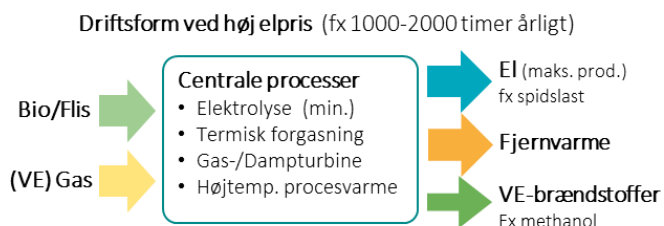
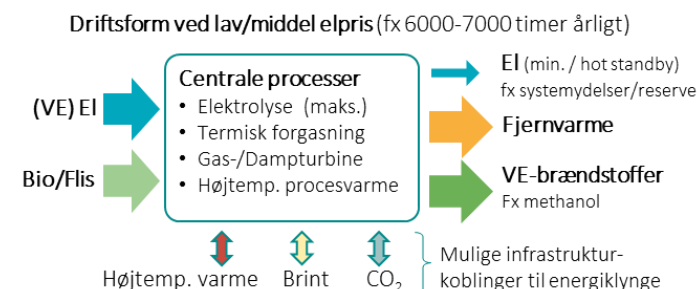
I forbindelse med en business-as-usual-strategi på omstilling af kraftværker til grundlast biokraftvarme er der risiko for lock-in af systemløsninger, som ikke realiserer det fremtidige markedspotentiale, som de internationale scenarier peger på. Dette er et centralt emne i forhold til reinvestering af både centrale og decentrale energianlæg i perioden frem mod 2035. Og det er et centralt emne i forhold til international F&I og et marked for kraftværker og systemløsninger, som matcher en fremtid med stor elproduktion fra solceller og vindkraft.

Der er analyseret på både klassiske kraftværker og integrerede energiværker i forhold til det lange sigt.

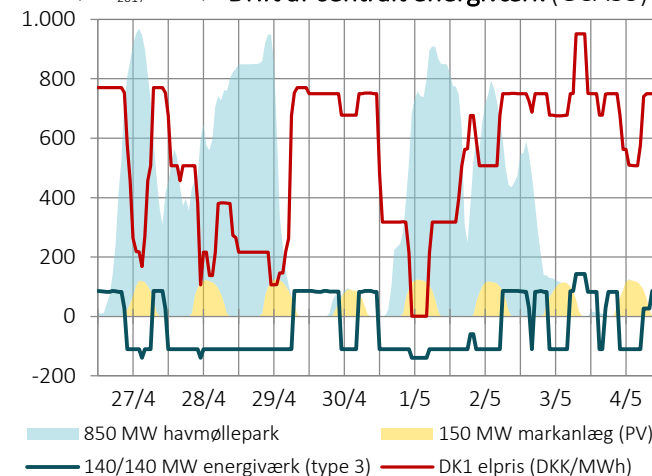
Værker, der kan kombinere power-to-gas og forgasning af biomasse med spidslast elproduktion, får i de to grønne scenarier en positiv business case.

Klassiske grundlast kraftvarmeverker har svært ved at opnå positiv samfundsøkonomi i alle tre scenarier.

Skitse af centralt energiværk



MW / (DKK₂₀₁₇/MWh) Drift af centralt energiværk (GCA35)



Figur 2.8: Drift af energiværker ved lave og høje elpriser.

ANALYSE AF INVESTERING I ENERGIKONVERTERING AF VE-EL TIL VARME OG BRÆNDSTOFFER

Investering i VE-el til varme og brændstoffer er analyseret med modellen. Analysen viser, at det er omkostnings-effektivt at investere i el til varme (varmepumper) til både fjernvarme, industri og individuel opvarmning i alle forløb. I GCA- og DG-scenarierne er det frem mod 2035 også effektivt at investere i PtG/PtX-anlæg. I ST-scenariet er økonomien ved PtG/PtX usikker, hvis der alene skal produceres til fossil referencepris.

Det er i optimeringsmodellen for Danmark analyseret, hvor stor en kapacitet, der investeres i store varmepumper og PtG (elektrolyse) i de forskellige scenarier.

Der er her taget udgangspunkt i de tre ENTSO-E/G-scenarier og Energinets analyseforudsætninger (AF17). Dvs. i alt fire udviklingsforløb med tilhørende internationale priser på energi og CO₂.

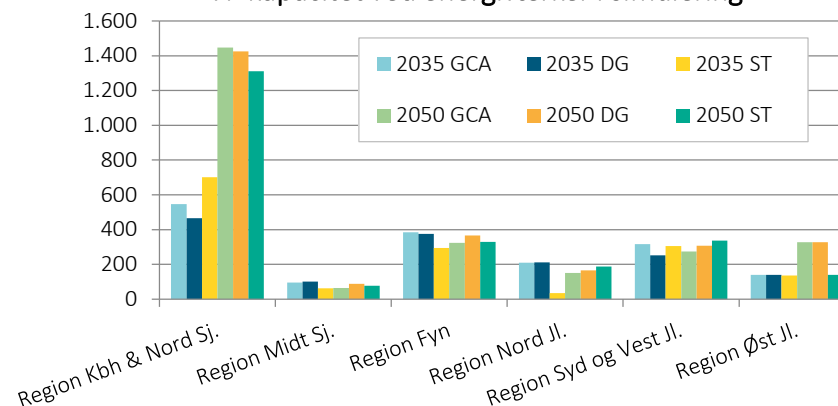
Analysen viser, at investering i store varmepumper er en hensigtsmæssig investering (samfundsøkonomisk) i alle udviklingsforløb, jf. figur 2.9.

Investering i PtG er analyseret både i forhold til type 3-anlæg (store anlæg med termisk forgasning som kan tilføres PtG) og type 2-anlæg (decentrale anlæg baseret på anaerob biogas som opgraderes med PtG). Det antages i analysen, at SOEC-elektrolyse er markedsmoden fra 2030. Dette baseres på teknologidataforudsætninger, jf. /4/.

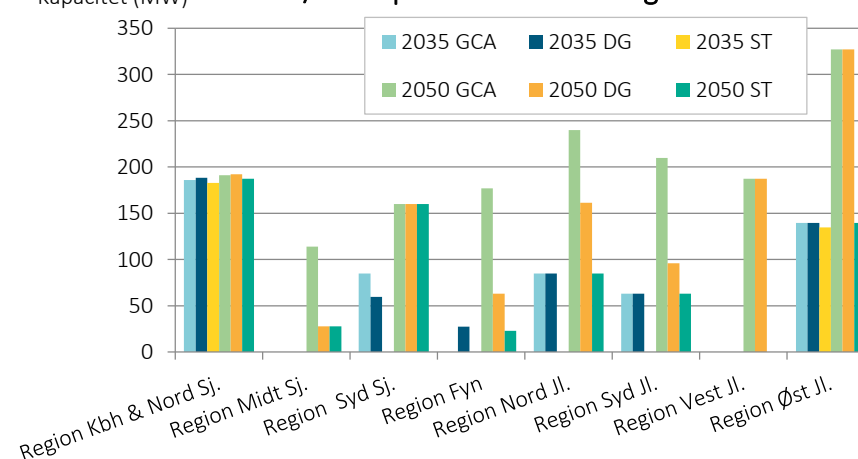
Der er med disse forudsætninger en relativt robust samfundsøkonomi i energiværker (type 3) i GCA- og DG-scenarierne fra 2035, jf. figur 2.9. I ST-scenariet er investeringen mere usikker, og en robust økonomi vil kun være mulig i et marked for VE-brændstoffer, som ligger højere end prisen på den fossile reference.

Prisen på naturgas (inkl. CO₂) er generelt relativt lav i forhold til prisen på flydende brændstoffer. Det medfører, at den "fossile referencepris" for bioSNG (VE-gas med naturgassegenskaber) først efter 2035 er høj nok til at betale for produktionsomkostningerne. Der kan være højere priser på VE-gas (certifikater mv.) end den fossile reference. Bl.a. som følge af iblandingskrav af 2.G VE-brændstoffer og et generelt marked for "grønne brændstoffer". Disse forhold er ikke analyseret i denne beregning.

Kapacitet (MW) VP kapacitet ved energiværker i simulering



Kapacitet (MW) PtG/PtX kapaciteter i simulering



Figur 2.9: Investering i centrale varmepumper i de tre scenarierammer (øverst).

Kapaciteten er beregnet ud fra en samfundsøkonomisk optimering. Nederst investering i PtG (elektrolyse).

ENERGISYSTEM 2035 GCA – ROLLEN FOR EL OG GAS I VÆRDIKÆDEN

Ud fra optimeringen i systemmodelleringen er der opstillet anlægskapaciteter og beregnet årlige flows af energi mellem de enkelte anlægsdele. Sankey-diagrammet på figur 2.10 viser det samlede energiflow for GCA 2035 modelleringen. Elforbruget øges fra i dag ca. 40 TWh til ca. 60 TWh primært som følge af øget forbrug til transport, varme og PtX.

Den økonomiske optimering af energisystemet viser en god samfundsøkonomi ved en fortsat stigende elektrificering af hele energisystemet. Frem mod 2035 er en kraftig udbygning med fleksible varmepumper, fleksibel PtG og ikke mindst en elektrificering af transportsektoren en væsentlig udviklingsretning for elsystemet.

Ved den økonomiske optimering etableres et elforbrug på knap 3-4 TWh PtG i 2035. Den del er baseret på, at udbygningen med PtG begrænses til brugen af biomasse på niveau med det danske potentiale for flis.

Forædling af CO₂ fra biogaspotentialiet med elektrolyse kan derudover øge PtG med ca. 8 TWh. Ved yderligere at forædle international biomasse (importeret) sammen med VE-el (fra Nordsøregionen) og udnytte overskudsvarmen til fjernvarme i Danmark øges PtG-potentialet yderligere med 12 TWh, jf. figur 2.10.

Jf. side 26 anvendes overskudsvarmen fra biofuel-katalysen til PtG, damp turbine (KV) og fjernvarme. Fjernvarmen er således central for økonomien i anlæggets produktion og for Danmarks komparative fordele på området.

I denne beregning er det antaget, at de producerede gasformige biofuels er bioSNG (methan), og flydende biofuels er methanol eller DME. Hvis flere kulstoftunge produkter som diesel produceres, er der behov for en supplerende CO₂-kilde. Eksempelvis CO₂ fra cementproduktion.

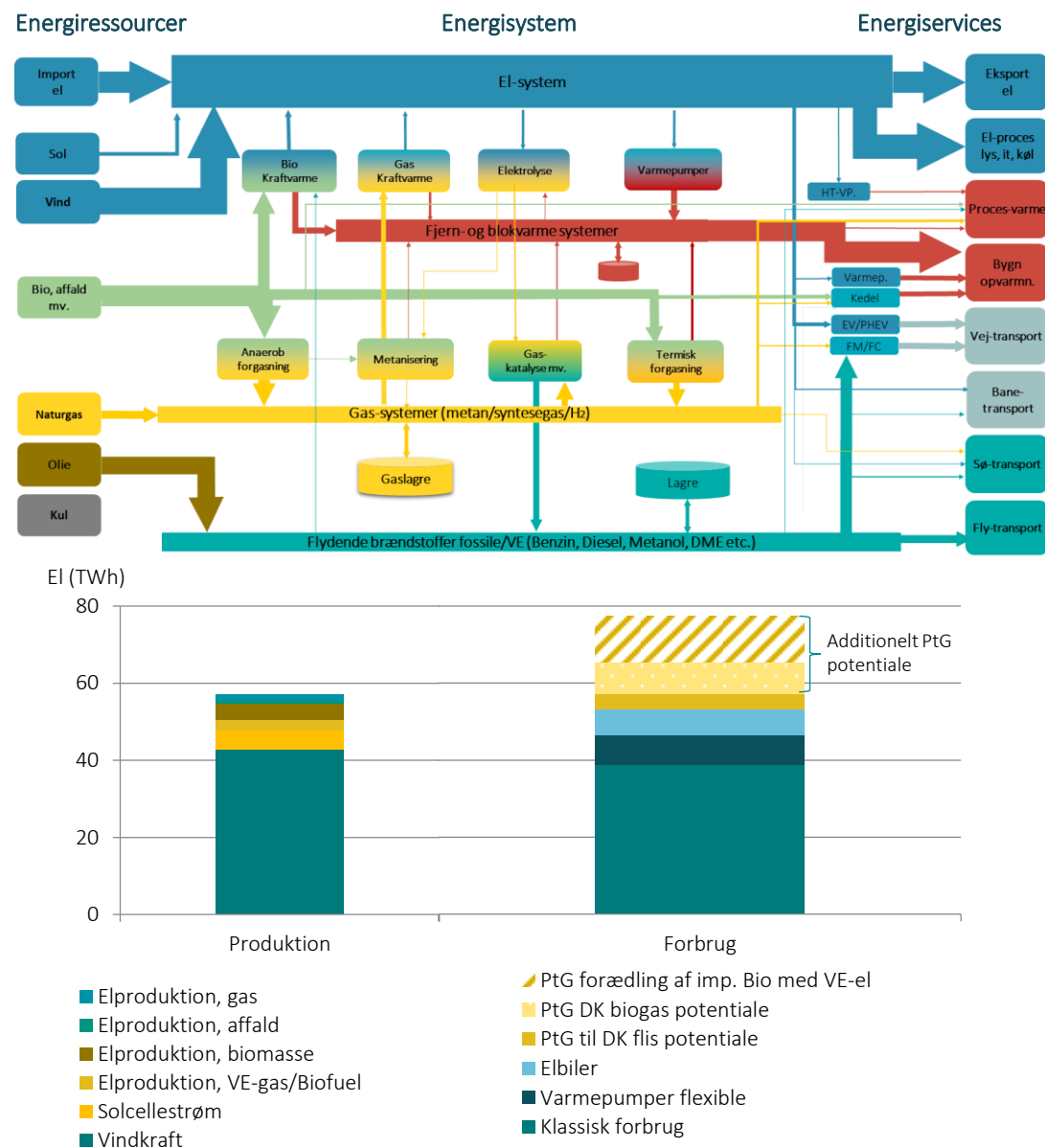
Produktion af ammoniak fra PtG kræver ikke adgang til kulstof, det giver mindre varme (fjernvarme), og det vil give plads til en lidt højere konvertering inden for rammerne af fjernvarmepotentialet. Potentialet for PtG kan således samlet komme over 40 TWh.

Elektrificering, systemintegration inkl. PtG påvirker markant CO₂-udledningen for energisystemet. Ved en reference uden kraftig elektrificering er udledningen i 2035 ca. 25 mio. ton. Ved etablering af energiværker og aktiv elektrificering (inden for samfundsøkonomisk effektivitet) reduceres udledningen til ca. 8 mio. ton/år. Ved at øge med additionalt PtG-potentiale (jf. figur 2.10) reduceres til CO₂-neutralitet. Dette forudsætter dog import af biomasse.

På figur 2.10 øverst fremgår årlig energistrøm for det samlede energisystem beregnet for 2035 i GCA forløbet (Sankey-diagram).

I energiflowet er vist omsætning fra energiresourcer (vind, sol, bio, naturgas, olie) via energibærere (el, varme, gas og flydende brændstoffer) og frem til slutforbruget af energi-services (transport, varme, procesvarme osv.).

Energiflow (Sankey) for de forskellige gennemregnede forløb i 2035 og 2050 fremgår af bilag 1 på side 48-51.



Figur 2.10: Øverst årlig energiflow i det samlede energisystem for GCA 2035-scenariet. Nederst elproduktion og forbrug.

EL-PRODUKTION OG -FORBRUG I DE ANALYSEREDE FORLØB FOR DANMARK

I alle analyserede forløb vokser elforbruget og elproduktionen væsentligt fra de ca. 40 TWh i 2020 til ca. 50-60 TWh i 2035. Det er særligt elforbrug til varme (varmepumper bolig, fjernvarme, industri), elbiler og PtG/PtX, som giver det øgede forbrug.

Analysen har fokus på 2035, men for at vurdere robusthed i udviklingsforløb og sigtelinjer er der gennemført systemberegninger frem til 2050.

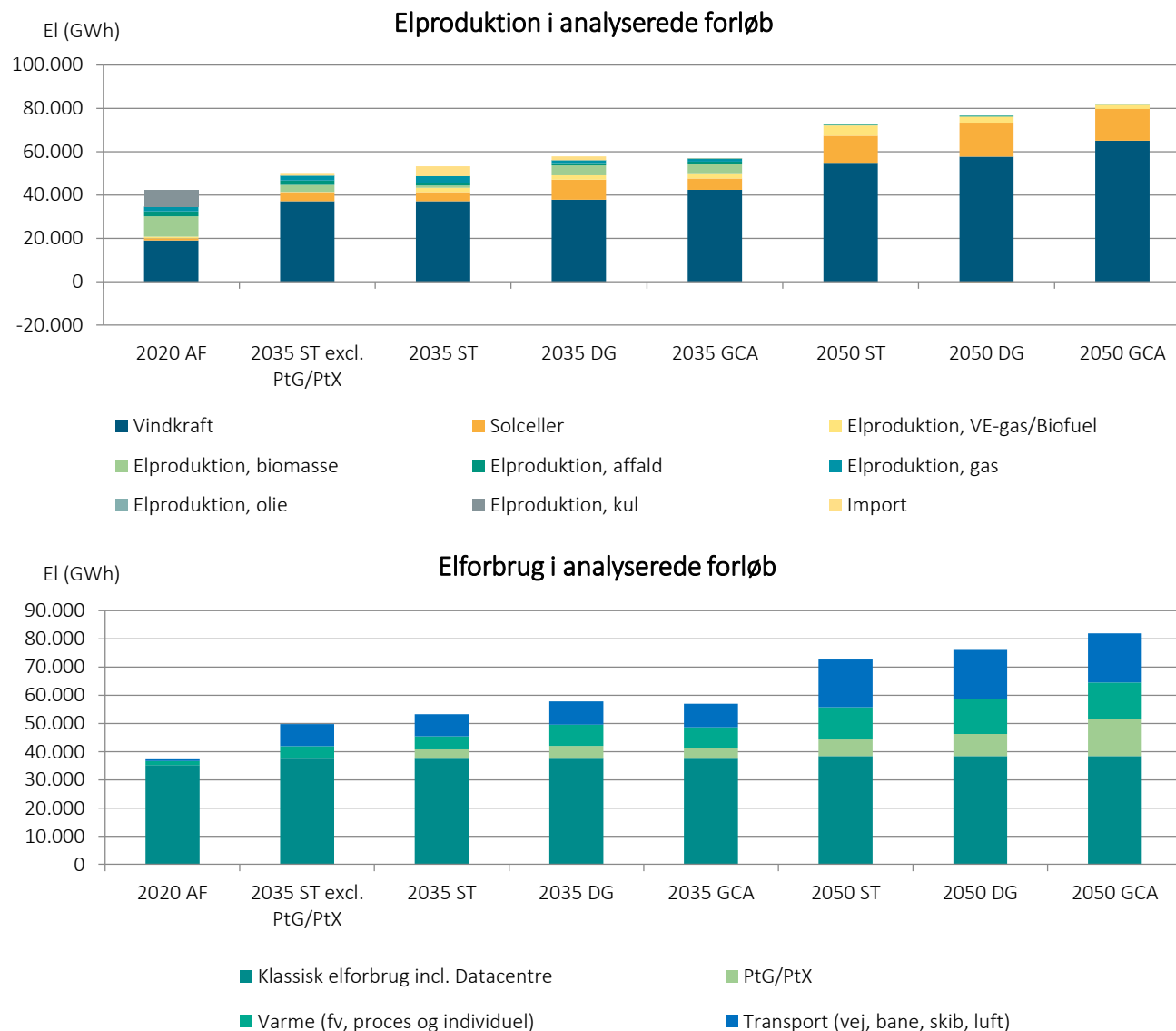
Analysen viser, at det er omkostningseffektivt at elektrificere en væsentlig del af varmeproduktionen i både individuel opvarmning (varmepumper), fjernvarme og industriel procesvarme (højtemp. varmepumper). Ved den industrielle procesvarme er det primært processer op til 130 grader, hvor varmepumper kan dække en del af forsyningen omkostningseffektivt.

El til transport er primært let transport (personbiler, varevogne mv.). På det helt lange sigt er el til kortere distancer ved luftfart vurderet potentiel til elektrificering.

Produktion af energiprodukter ud fra el (PtG/PtX) medfører et forbrug frem mod 2035 på 3-5 TWh. Forbruget kan dog blive væsentlig højere, hvis DK's fulde potentiale for at udnytte fjernvarmesystemet til at øge værdien af PtG/PtX realiseres.

Samlet øges elforbruget frem mod 2035 til intervallet 50-60 TWh. På det helt lange sigt øges elforbruget til intervallet 70-85 TWh.

I simuleringen er der som udgangspunkt antaget, at der investeres i elproduktion (vind/sol) således, at det modsvarer elforbruget. For 2035 ST er økonomien i PtG/PtX mindre robust, hvis produkter skal afsættes til fossil referencepris. For ST-scenariet er derfor vist balancer både med/uden PtG/PtX. Udbygning af vind/sol er for ST-scenariet beregnet svarende til elforbrug uden PtG/PtX.



Figur 2.11: Øverst årlig elproduktion i simulerede forløb opgjort på produktionsformer og brændsel. Nederst elforbrug opgjort på hovedanvendelser i de analyserede forløb.

GAS-PRODUKTION OG -FORBRUG I DE ANALYSEREDE FORLØB FOR DANMARK

Gassystemet får en væsentlig rolle i at forbinde en relativt stor decentral produktion af biogas med gasforbrug til spidslast elkapacitet, procesvarme og tung transport. Der er relativt stor spredning på biogasproduktionen i de analyserede forløb.

I takt med elektrificeringen af varme-forsyningen ændres gassens rolle i de analyserede forløb, set i forhold til gassens rolle i dag. Særligt i GCA- og DG-forløbet bliver forbruget af gas mindre til varmeproduktion.

Samtidig med at forbrug af gas reduceres, øges produktionen af VE-gas. Produktionen af biogas har et meget stort potentiale, hvis de biomasser, som er velegnet til anaerob omsætning til gas, anvendes til biogasproduktion.

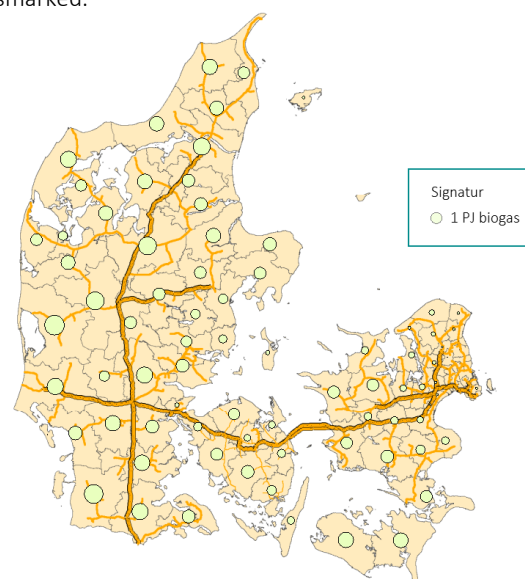
I optimeringen er bioaffald og halm-ressourcen primært anvendt til biogas. Det medfører en relativt stor produktion af biogas i energisystemet. Dertil kommer, at der gradvist efter 2035 bliver økonomi i at methanisere CO₂ fra biogassen.

I GCA forløbet dækker VE-gas produktionen en

I forløbet er der også illustreret et mere moderat udbygningsforløb med biogas (2035 ST ekskl. PtG/PtX). Der er et betydeligt spænd for produktionen af biogas i 2035.

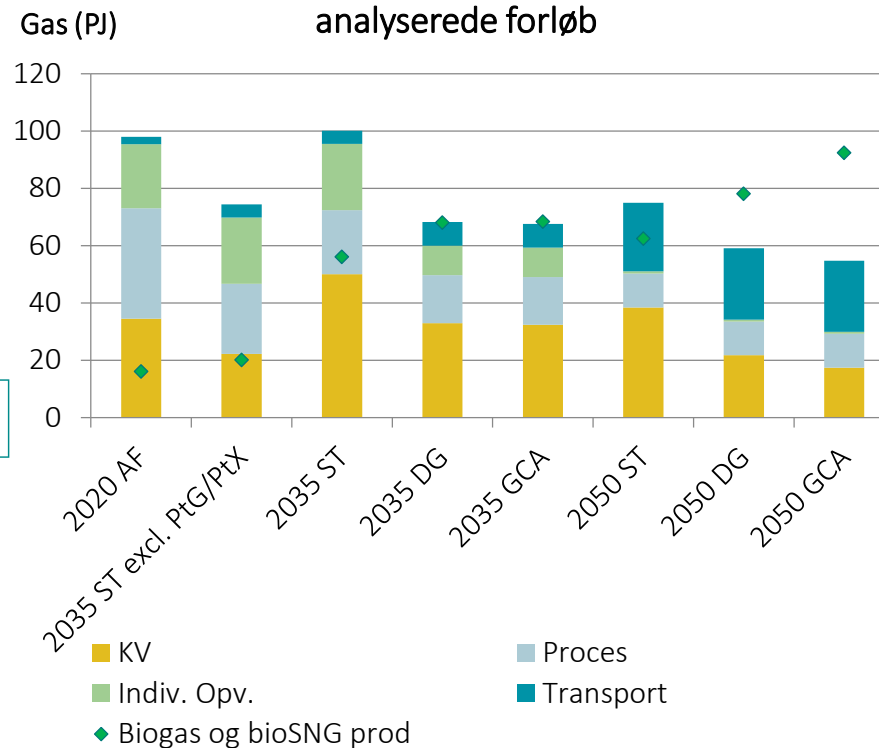
Ved simuleringen af det helt lange forløb (2050), hvor det er økonomisk effektivt at methanisere en stor del af biogassen, overstiger VE-gasproduktionen forbruget.

Denne produktion kan anvendes til forædling til biofuels, hvor der tilsvarende forekommer en mindre import, eller den kan anvendes til eksport mod et internationalt gasmarked.



Figur 2.12: Overordnet gasinfrastruktur og produktion af biogas opgjort pr. kommune.

Gasforbrug og VE-gas produktion i analyserede forløb



Figur 2.13: Årligt forbrug af gas (naturgas og VE-gas) i analyserede forløb. Produktion af biogas og bioSNG inkl. methaniseret CO₂ fra biogas pr. år fremgår.

ENERGIBALANCE I DE ANALYSEREDE FORLØB FOR DANMARK

El- og gassystemets samspil med det samlede energisystem er analyseret. I alle forløb frem mod 2035 er bruttoenergiforbruget reduceret til under 600 PJ. Men der er væsentlig forskel på sammensætningen af energiforsyningen.

De lave brændselspriser på naturgas medfører, at der i ST-scenariet er et væsentlig højere forbrug af naturgas og et lavere forbrug af biomasse.

I ST-scenariet er økonomien i PtG/PtX ikke robust, hvis energiprodukterne (VE-brændstoffer mv.) skal afsættes til den fossile referencepris. Der kan dog (som i dag) være markeder, som har højere betalingsvillighed end den fossile referencepris. Der er derfor beregnet energibalance med og uden PtG/PtX-anlæg i 2035.

I ST-scenariet er det antaget, at en mindre del af procesvarmen produceres fra industrielle varmepumper end i GCA- og DG-scenariet. Dette giver sammen med en større gas KV-produktion og forbrug til individuel opvarming et højere naturgasforbrug.

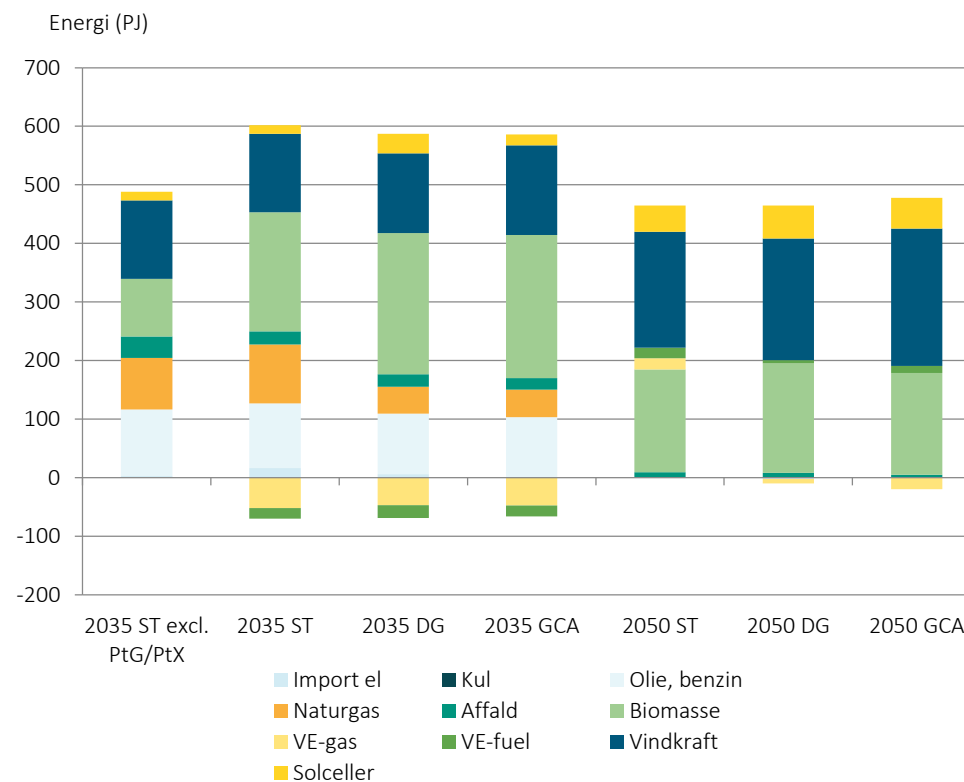
Forbrug af olieprodukter til transportsektoren er væsentligt reduceret i 2035 set i forhold til i dag. Dette skyldes primært, at der i perioden 2025-2035 indføres en relativt stor andel af elbiler til let transport. Der er her antaget et forløb, som er på niveau med Energinets fremskrivning af el til transport.

GCA- og DG-scenariet har på de fleste parametre samme brutto-energiforbrug. Dog er andelen af solceller højere i DG-scenariet, jf. høj grad af distribuerede solceller. Andelen kan i princippet godt være højere end de godt 7 GW, som er i DG-scenariet. Dette vil reducere behovet for offshore-vind. Analysen viser dog, at når solcelleproduktionen overstiger 8-10 GW, falder værdien af produktionen (markedsværdien) væsentligt, da prisen på el "dykker" midt på dagen.

I analysen er der for 2035 en eksport af både VE-gas og VE-brændstoffer fra PtG/PtX-anlæg. Denne mængde kunne alternativt have været anvendt til at substituere fossil olie og naturgas. Hvis der korrigeres for CO₂-indhold i denne eksporterede VE-gas og VE-brændstoffer, er den årlige energirelaterede CO₂-udledning i GCA-scenariet knap 8 mio. ton pr. år. Dette skal ses i relation til, at den energirelaterede udledning i dag er ca. 32 mio. ton CO₂.

Jf. endvidere bilag 1 med de samlede årlige energistrømme (Sankey-diagrammer)

Energibalance i analyserede forløb



Figur 2.14: Årligt netto energiforbrug og eksport af energi i de analyserede forløb.

ANALYSE AF LAGERKAPACITET TIL BALANCERING AF ELSYSTEMET

Der er analyseret investering og drift af lager i energisystemet i 2035. De eksisterende gas- og fjernvarme-lagre har en central rolle også på det lange sigte. Men på sigt kan også batterier og lagring af hydrogen blive vigtige medspillere.

Med udgangspunkt i at der i dag er adgang til lagring af både varme, gas og flydende brændstoffer i det danske energisystem, er der lavet analyser af udbygning med lagerkapacitet i nye typer lager som batterier, hydrogen mv. Prisen på energilagre er meget forskellig, ift. om det er el-, varme- eller gaslagring, jf. figur 2.17, øverst. Denne figur viser kun energidelen af lageromkostningen. Batterier er relativt dyre pr. energienhed, men omkostningseffektive til at levere effekt indenfor timer/døgn, og kan derfor være et vigtigt element i effektbalanceringen af elsystemet. Disse perspektiver er yderligere beskrevet på side 39.

Analysen viser blandt andet, at:

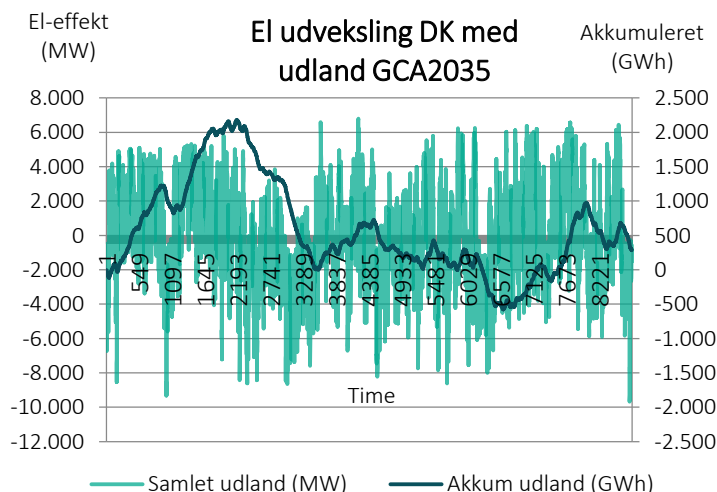
- El-udveksling med udlandet i 2035 (GCA) svarer til et lager på 2,7 TWh jf. figur 2.16, der viser udveksling af el mellem Danmark og udlandet henover et år.



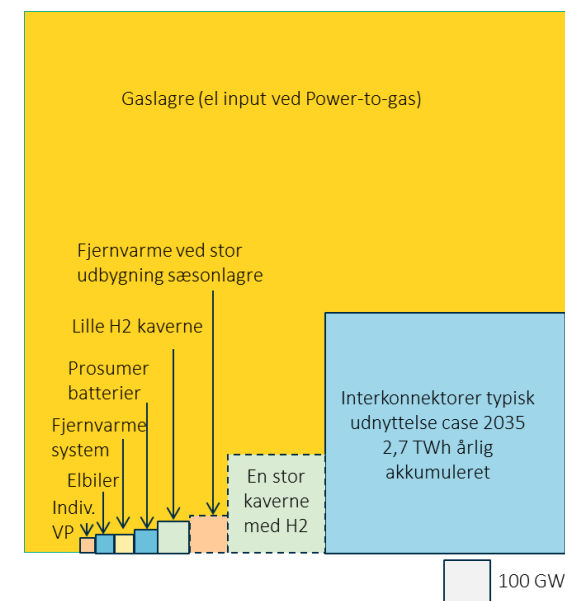
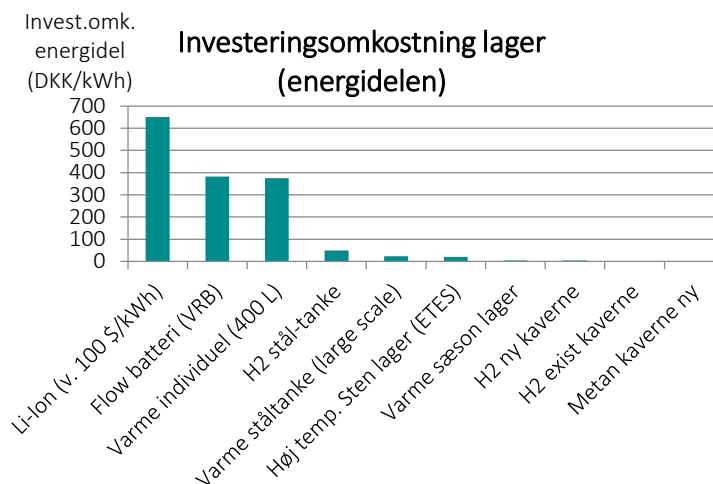
Figur 2.15: Salthorstformationer i Danmark og Europa. (kilde: /15/)

- Fjernvarmelagre og hydrogen kavernelagre er relativt billige, og der er analyseret investering i disse som lagerkapacitet. Mindre "arbejds-lagre" med hydrogen kan være relevant som "buffer" hvis der er adgang til salthorste for etablering af lager for PtG-aktiviteter.
- Danmark har relativt gunstige forekomster af salthorste med områder, hvor der kan etableres kaverner til lagring af gas (jf. figur 2.15). Perspektiver med lagring af brint i kaverner er derfor en styrkeposition. Dette gælder både ift. anlæg på land, men kan også have perspektiv ved storskala offshore-projekter i Nordsøen.
- Batterilagre er med en pris på 100 \$/kWh fortsat er dyrt virkemiddel til storskala energilagring. Perspektiver i forhold til lokale anvendelser er beskrevet yderligere i 3. del af rapporten.

En oversigt over etableret lagerstørrelse i analyseret forløb (GCA) og potentielle lagre (hydrogen og varme som evt. kunne etableres) fremgår af figur 2.17 nederst.

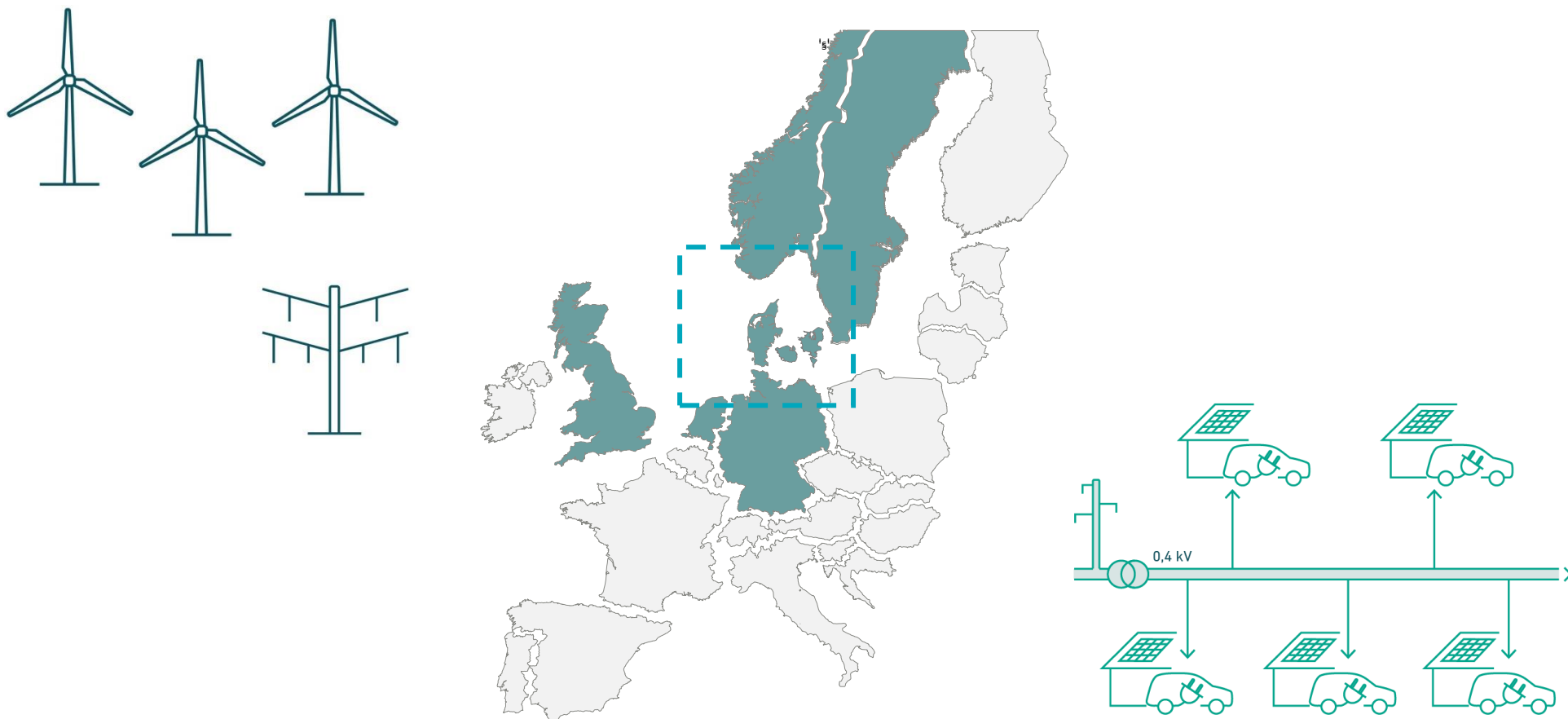


Figur 2.16: Netto eludveksling mellem Danmark og udlandet samt akkumuleret udveksling over året (2,7 TWh).



Figur 2.17 Øverst: Enhedspriser for typer af energilagre. Nederst: Lagerkapacitet vist som arealer i analyse. Lagre med stiple er ikke analyseret, men kan være potentiel øget behov for fleksibilitet.

SAMSPIL MELLEM STORSKALA- OG DISTRIBUTUEDE LØSNINGER



ANALYSE AF UDVIKLINGEN AF DISTRIBUTUERET ELPRODUKTION

Der sker i disse år en kraftig udvikling af decentrale teknologier med solceller og batterier. Det er derfor relevant at vurdere robustheden i energiværker, transmission, store vindkraftparker (onshore og offshore) i forhold til udvikling med distribuerede energiresourcer som solceller og batterier

Både produktionspriser på vindkraft og på solceller er faldet markant inden for de senere år, og dette fald i pris forventes at fortsætte de kommende årtier. Figur 3.2 viser produktionsprisen for VE-el med vind- og solceller. Beregningen er for "Levelised Cost Of Energy" (LCOE), dvs. både faste og variable omkostninger til produktion fordelt over årsproduktionen.

Da de enkelte teknologier har meget forskellige produktionsprofiler, kan værdien af den producerede el være meget forskellig. Onshore-vindkraft (landvind) forventes inden for nogle år at komme ned på 200 DKK/MWh. Og offshore-vindkraft forventes på langt sigt at nå ned under 250 DKK/MWh. Mindre solcelleanlæg forventes på langt sigt fortsat at være markant dyrere end både land- og havvind. Hvorimod store solcelleanlæg (mark) kan få en el-produktionsomkostning (LCOE), som er billigere end havvind og på meget langt sigt på niveau med landvind.

Mindre solcelleanlæg kan producere direkte ved forbrugsstedet og derved undgå omkostninger til tarif og evt. afgift. Med den faldende pris på batterier kan distribuerede løsninger derfor godt få en kraftig udbredelse, selvom de isoleret set vedbliver med at være en dyrere produktionsløsning end landvind og storskala solcelleanlæg.

For at afdække samspillet mellem de centrale og distribuerede løsninger er der gennemført en investeringsanalyse af distribueret elproduktion.

Prisen på batterier til distribueret ellagrning er i dag over 200 \$/kWh. Men på langt sigt kan den pris forventes at komme ned på og under 100 \$/kWh. Jf. figur 3.2 nederst.

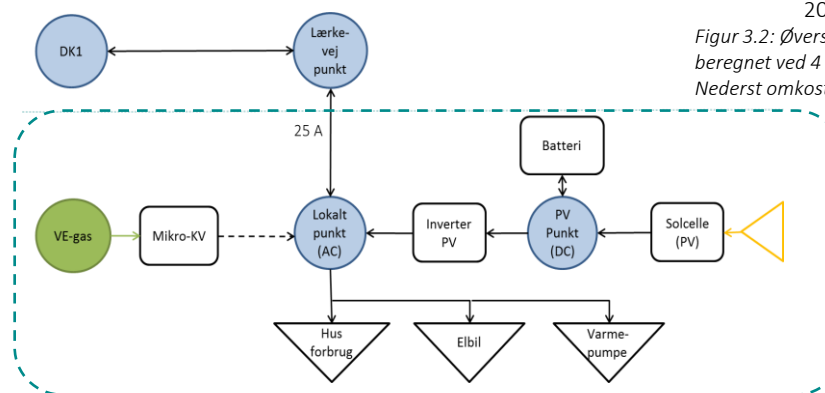
Der er gennemført analyser af investering i distribueret produktion (Prosumers) ud fra disse teknologipriser på solceller og batterier, med udgangspunkt i investering til 2030.

I investeringsmodellen er der mulighed for at optimere de forskellige dele af anlægget (solcelle, batterilager, inverter, netkapacitet). Derudover kan der investeres i et mikro-KV-anlæg på gas (PEM-cellebaseret), jf. figur 3.1.

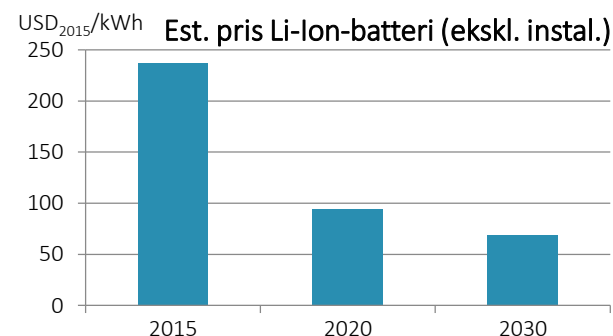
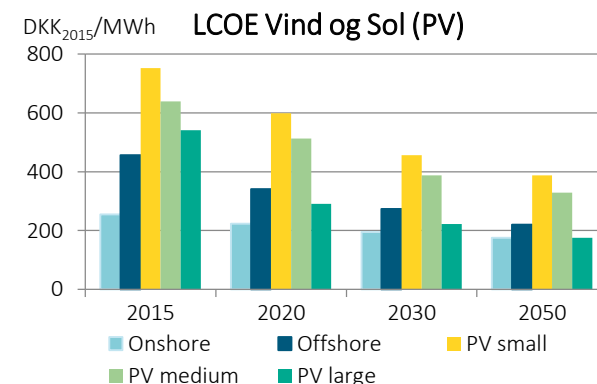
I modellen er der antaget flere huse med forbrug placeret på afgrensnings 0,4 kV, og modellen kan derved tage højde for evt. flaskehalse, som kan forekomme i net.

Analysen er en del af en større udredning omkring distribueret produktion og beskrives her relativt kortfattet.

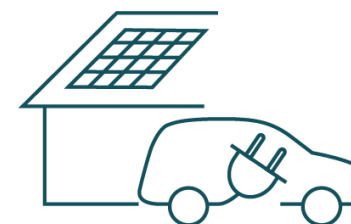
Der antages typiske forbrug af el til klassisk elforbrug og opladning af elbil, jf. figur 3.3 på flg. side.



Figur 3.1: Model for analyse af distribueret elproduktion.



Figur 3.2: Øverst; antagne omkostninger til elproduktion fra vind/sol beregnet ved 4 pct. diskontering over levetid for anlægget. Nederst omkostninger til Li-Ion-batterier baseret på teknologidata.



STORT POTENTIALE FOR SOLCELLEPRODUKTION MED BATTERILAGER

De faldende priser på solceller og batterier kan medføre, at et 12 kW PV-anlæg med 15-25 kWh batteri kan blive meget udbredt. Rollen for elnettet i forhold til prosumeren bliver i højere grad at aftage el fra prosumeren i sommerperioden og levere el i vinterperioden.

Analysen af investeringer i distribueret elproduktion viser, at der både privatøkonomisk og samfundsøkonomisk kan være potentiale for en kraftig udbygning med solceller og et lokalt batteri.

En typisk bolig (hus) med en elbil investerer i de gennemførte eksempler i op til 12 kW solcelleanlæg. Det er i praksis, hvad der typisk er plads til på en bolig (hus), og i beregningen er dette antaget som en øvre grænse. Man kan dog godt tænke sig, at flere af bygningens flader bruges til solceller, og effekten vil således kunne være højere under denne antagelse.

Der investeres typisk i et batteri på 15-25 kWh ved huset til stationær ellagring. Ellageret fungerer således som et time/døgn-lager, hvor overskudsproduktion lagres midt på dagen og anvendes til husets og elbilens forbrug sidst på dagen.

I analysen er der antaget en batteripris på 100 \$/kWh. Der er lavet følsomhedsanalyser af, hvad en lavere batteripris vil medføre for investeringen i batterier. Analysen viser, hvis batteriprisen sænkes meget markant (med en faktor 10), øges investeringen i lokale batterier til 50-70 kWh. Lageret fungerer således fortsat primært til at udjævne døgn-peak eller produktion over enkelte dage.

Der investeres typisk i 3-6 kW inverterkapacitet til elnettet. Batteriet bruges dermed primært som buffer fra solcellen, således at maksimum elproduktion fra solcellen ikke føres ud til elnettet. Der er antaget en omkostning på 2.000 DKK/kW konvertereffekt. Hvis denne pris halveres, øges investeringen i konverter til størrelsesordenen 5-8 kW.

Omsætning (transport) fra hus til DSO-nettet (køb + salg) øges samlet set lidt i forhold til en reference uden solceller og batterier. Det skyldes, at prosumeren bliver nettoeksportør af el i sommerperioden og nettoimportør af el i vinterperioden.

Jf. figur 3.4 (flg. side), der viser produktion af el fra solcelle (PV) og import/eksport af el fra nettet til prosumeren.

En decideret offgrid løsning, baseret alene på batterier, er selv med en faktor 10 lavere batteripris ikke en økonomisk effektiv mulighed. Det er meget dyrt at lagre el fra sommer til vinterperiode, da batteriet for en stor del af kapaciteten kun får en cycle pr. år. I praksis koster alene batteriafskrivningen af "sæsonlagret" el ca. 60-80 DKK/kWh. Derved vil det alt andet lige være meget billigere at kombinere det distribuerede anlæg med et elnet end at lagre el til vinterperioden.

Hvis der gives mulighed for at investere i en lille mikro-KV-enhed er offgrid en reel mulighed inden for økonomisk rækkevidde. Da forbrugeren har et batteri, er det tilstrækkeligt med en meget lille mikro-KV-enhed (under 1 kW).

Det kunne eksempelvis være en lille PEM-brændselscelle på naturgas eller VE-gas. Denne har dog et par væsentlige ulemper i forhold til en omkostningseffektiv omstilling til vedvarende energi:

En stor "overproduktion" af PV-produktion bliver nedreguleret i sommerperioden. Der går således en relativt stor mængde VE-el "tabt". Om vinteren bruges en del gas på gas mikro-KV'en, typisk i timer hvor der er meget vindkraft i systemet.

Omkostningen til offgrid løsninger med mikro-KV er ca. en faktor 2 højere end referencen med tilslutning til elnet.

Der kan opstå perioder med flaskehalse i det lokale net på 0,4 kV-afgreningen ved kraftig udbygning med solceller og elbiler. Det kan dels opstå om sommeren, hvor der produceres mere el fra solceller, end der kan transporteres væk i DSO-nettet. Og det opstår dels om vinteren, hvor lave elpriser får alle elbilerne til at lade samtidigt.

I modellen håndteres disse flaskehalse med en "dynamisk tarif". Det antages således, at der er en "Smart Grid-løsning" implementeret til at håndtere en begrænset netkapacitet i de timer, hvor der er flaskehalse.

	H.1	H.2	H.3	H.4	H.5	H.6	H.7	H.8	H.9	H.10
Årsforbrug klassisk el (MWh)	4.7	3.1	3.1	4.1	4.4	4.8	5.00	5.3	5.6	5.6
Årsforbrug elbil (MWh)	5.2	0	7.0	5.2	5.2	5.2	3.0	3.0	5.2	5.2
Batteristørrelse elbil (kWh)	80	0	80	80	80	80	40	80	40	80
PV (kW)	12,0	5,1	12,0	12,0	12,0	12,0	11,7	11,1	12,0	12,0
Batterilager (kWh)	23,3	9,2	25,9	24,1	23,9	24,9	12,9	11,2	12,9	13,8

Figur 3.3: Beregnet Investering i solcelleanlæg og batterianlæg i 10 "typiske" boliger (huse) i 2030. I beregningen er privatøkonomiske betingelser antaget.

DRIFTEN AF SMÅ PROSUMERS I 2030 CASE

Udbygning med solceller, batterier og elbiler påvirker drift og markedet markant i forhold til i dag. Batterierne fungerer som en daglig "buffer", men der kan blive behov for et Smart Grid til at håndtere driften af de store distribuerede elkapaciteter.

Ved investeringen i et typisk anlæg op til 12 kW (2030) udgør årsproduktionen mere end det årlige forbrug til bolig og elbil. Og i en stor del af året (sommerhalvåret) er der en meget stor nettoeksport af el fra boligen til nettet.

Figur 3.4 (øverst) viser i en typisk bolig årsproduktionen fra solceller og netto import/eksport fra bolig henover året (timeværdier) og den akkumulerede handel med nettet. I anlægseksemplet (hus 1, jf. figur 3.3) har boligen et årsforbrug på 4,7 MWh og et forbrug til elbil på 5,2 MWh.

Fra marts til oktober er boligen for en typisk dag netto-eksportør. Men i vinterperioden importeres fra nettet.

Samspillet med elnettet øges ift. en reference uden solceller, men det er en meget ændret profil, prosumeren udviser i forhold til traditionelt forbrug.

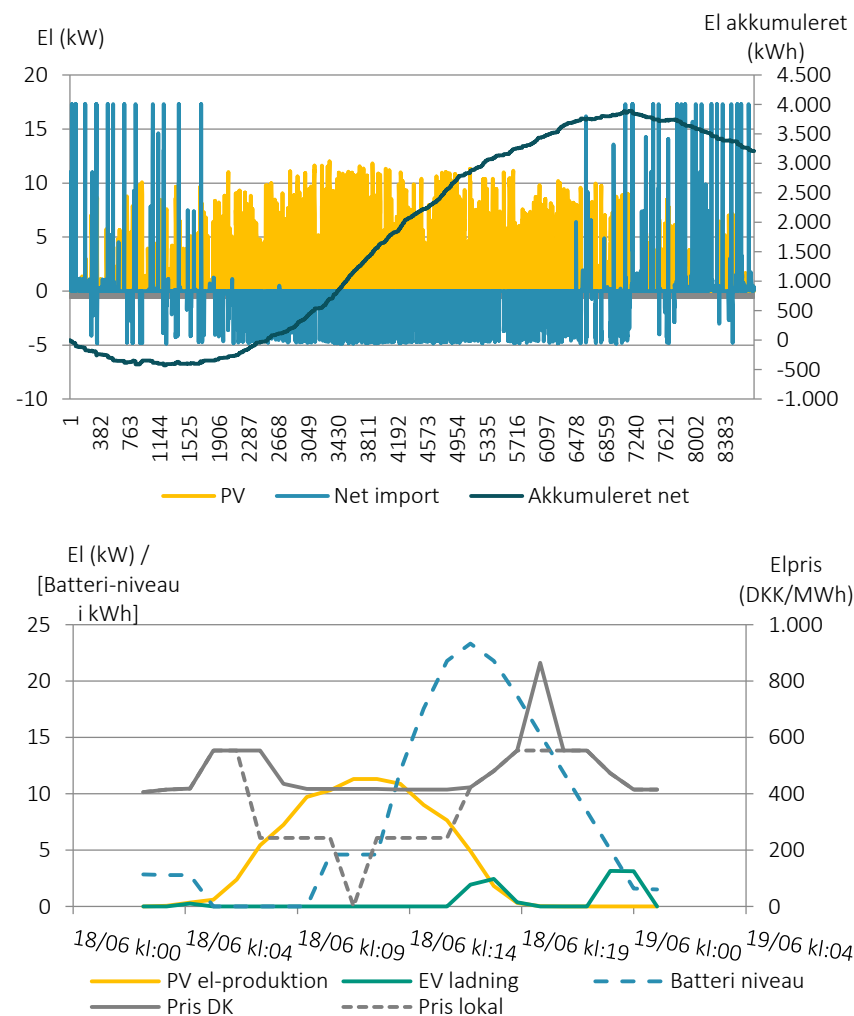
Hvis boligen skulle være offgrid og alene forsynes med batterier, ville det (jf. figur 3.4 øverst) være nødvendigt at fjerne (nedregulere) en stor del af PV-produktionen i sommerperioden og derudover – afhængigt af "overkapaciteten" af solceller – investere i 0,5-1,5 MWh batteri svarende til en investering på ca. 0,3-0,9 mio. kr. ved en lav fremtidig pris på 100 \$/kWh. Et sådant batteri svarer til ca. 50-150 "Tesla wall's" standardbatterier, som i dag er på markedet.

Figur 3.4 (nederst) viser et driftsforløb for en bolig ved en typisk sommerdag. Batteriet (23 kWh) fyldes op i perioden fra kl. 9.00 til kl. 17.00, hvor elprisen pga. stor solcelleproduktion i hele regionen er relativt lav.

I perioden fra kl. 17.00-23.00 aflades batteriet til brug for klassisk elforbrug, ladning af elbil og eksport til elnettet. Batteriet får herved en rolle som daglig buffer.

I perioder, hvor elproduktionen fra PV er maksimal, kan der opstå "lokale" flaskehalse i forhold til afsætning af hele solcelleproduktionen på nettet. Og en type af Smart Grid-løsning med fx dynamisk tarif kan være nødvendig for at allokere den begrænsede kapacitet. Dette er i figuren illustreret med lokal dynamisk tarif (betegnes Pris lokal i figur 3.4).

Denne Smart Grid-løsning kan ligeledes i vinterperioder uden solcelleproduktion være nødvendig for at allokere netkapacitet i timer med meget lave elpriser (fx vinternætter). I disse timer vil alle tilsluttede elbiler typisk ønske at anvende den billige el fra nettet, og det kan også derfor være nødvendigt med en "Smart Grid-løsning" til at allokere den begrænsede kapacitet i nettet.



Figur 3.4: Øverst: Årlig produktion fra solcelleanlæg (PV) og samspillet med elnettet. Udveksling til elnettet pr. time og som akkumuleret værdi henover året fremgår. Nederst: Produktion fra solcelleanlæg i bolig henover et typisk sommerdøgn. Opladning af stationært batteri og forbrug til opladning af elbil fremgår.

KOMBINATION AF STORE OG SMÅ PROSUMERS GIVER HØJ FLEKSIBILITET

De store prosumers med energiværker, som fleksibelt kan bruge el til at producere brændstoffer og varme eller producere el, giver adgang til meget store energilagere. De små prosumers med batterier giver adgang til meget stor regulerbar effekt til time/døgn-optimering. Kombineres disse forskellige typer ressourcer effektivt, kan der opnås høj fleksibilitet og høj forsyningssikkerhed for el og energisystemet.

De store prosumers, der agerer i et marked med adgang til gaslagre og lagre af flydende brændstoffer, giver mulighed for at lagre meget store mængder energi til en lav omkostning. Investeringsprisen ved storskala lagring af gas (methan) og flydende brændstoffer ligger under 1 kr./kWh. Jf. figur 3.5 øverst. Etablering af et nyt kavernelager til brint koster ca. 4 kr./kWh. Til sammenligning er prisen for lagring af el i batterier 650 DKK/kWh, og den kan langsigtet forventes at nå ned på ca. 400-500 kr./kWh.

Prisen på lagring af varme er for storskala (sæsonlagre) ca. 4 kr./kWh og for store ståltanke ved fjernvarmeværker ca. 20 kr./kWh.

Batterierne, placeret ved prosumers, er således en faktor 100 dyrere pr. energienhed end de centrale løsninger. Men de distribuerede løsninger har til gengæld en styrke i at være placeret lokalt, hvor forbrug og produktion forekommer. Dertil kommer, at pris pr. effektenhed er betydeligt lavere, og round-cycle efficiency er meget høj (90 pct.).

Analysen peger på, at kombinationen af batterier til distribueret håndtering af driftstid og daglige ubalancer sammen med fleksible energiværker kan give en god fleksibilitet på både mellemlangt og helt langt sigt (2035-2050).

Batterierne hos mindre prosumers udgør op til 20 GWh i det investeringsoptimerede eksempel. Dertil kommer fleksibilitet i elbiler, som giver 20-50 GWh. Disse kan dog typisk kun optage effekt, hvorimod levering af effekt (V2G-løsninger) stadig er et relativt usikkert virkemiddel.

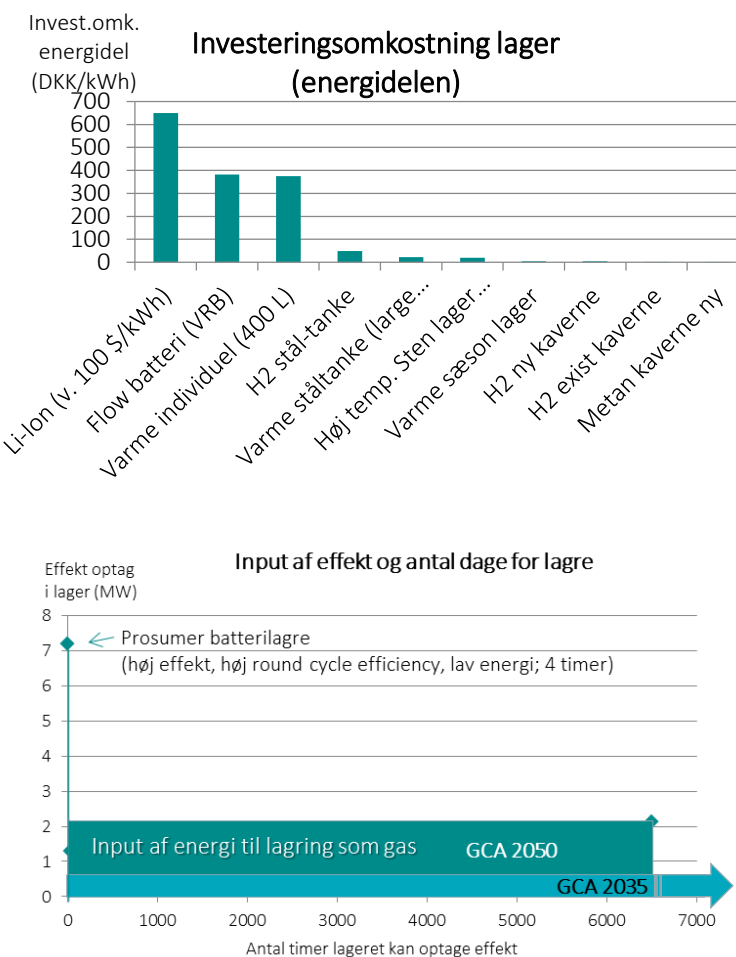
Den regulerbare effekt af batterilagere udgør i det beskrevne prosumerscenarie ca. +/- 5-8 GW. Dertil kommer elbilerne, der udgør en indkoblingseffekt på 15-25 GW på det meget lange sigt. Jf. figur 3.5 (nederst).

I supplement til de små prosumers kan de centrale og decentrale energiværker (brændstof- og varmeproducerende) indpasse el uden tidsmæssig begrænsning, da der leveres til et brændstofmarked med international afsætning. Dertil kommer, at lagrene af gas udgør 11.000 GWh energi.

I analysen er der for 2035 (GCA og DG) etableret ca. 800 MW PtG-kapacitet og i 2050 ca. 2.200 MW PtG -kapacitet. Produktionskapacitet for el energi- og kraftværker er samlet ca. 3.500 MW. Både spidslast og PtG-kapacitet kan dog udvides efter behov/marked.

Det er således potentielt en meget stor, hurtigt regulerbar batterieffekt, som er til rådighed i nogle timer, som kan kombineres med anlæg hvor energi kan lagres/afsættes i meget store mængder.

Kombination af disse enheder giver en "fast-fill/slow-fill" kombination, som kan give meget høj forsyningssikkerhed og fleksibilitet.



Figur 3.5: Øverst: Omkostninger til lagring af energi ved forskellige teknologityper. Nederst: Dækningsområde med el-effekt og energi som distribuerede ressourcer og energiværker giver.

HØJ FLEKSIBILITET MULIGGØR BEDRE UDNYTTELSE AF ELNETTET

Kombination af fleksibiliteten i centrale og distribuerede ressourcer giver adgang til meget stor momentan effektreserve i elsystemet, jf. figur 3.5. Denne effektreserve kan på længere sigt anvendes til at øge udnyttelsen af elnettet med nye driftsprincipper.

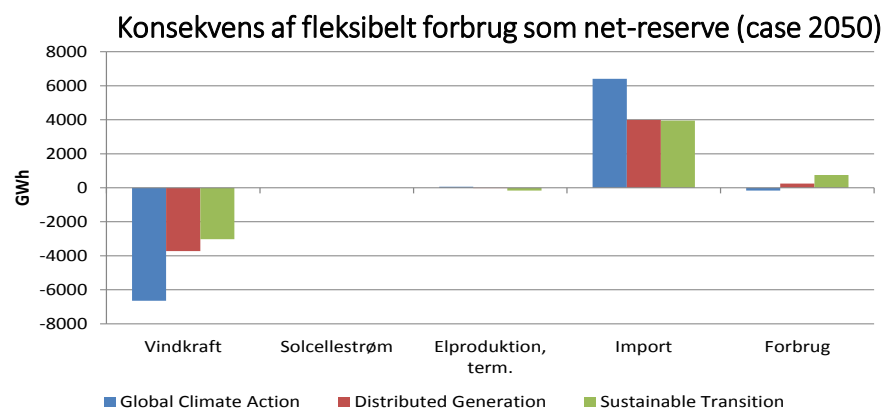
Det danske transmissionsnet drives af sikkerhedsmæssige grunde altid således, at udfald af en enhed i nettet (transmissionsforbindelse, transformer) eller i produktionen (kraftværk mv.) ikke må føre til ustabilitet eller afbød i elforsyningen. Princippet betegnes (N-1), og netreserve sikres typisk ved, at der er reserveret ledig kapacitet i elnettet, så energien kan føres frem ved udfald af enhed. Udvikling med stigende mængder konvertertilsluttet fleksibelt forbrug og de beskrevne typer af energiværker, jf. side 26, åbner mulighed for at lade disse enheder indgå som supplerende netreserver, hvis disse enheder kan reagere hurtigt.

Det skal pointeres, at princippet først har potentiale, når der foreligger de beskrevne anlægstyper og markeds-/driftskoncepter, der understøtter dette, er udviklet. Dvs. princippet har først et stort potentiale i perioden fra 2030 og fremefter.

Udbygning med relativt store mængder PtG kræver stor kapacitet i elnettet i forhold til transport af offshore-vindkraft, landvind og solcelleproduktion frem til PtG-anlæg.

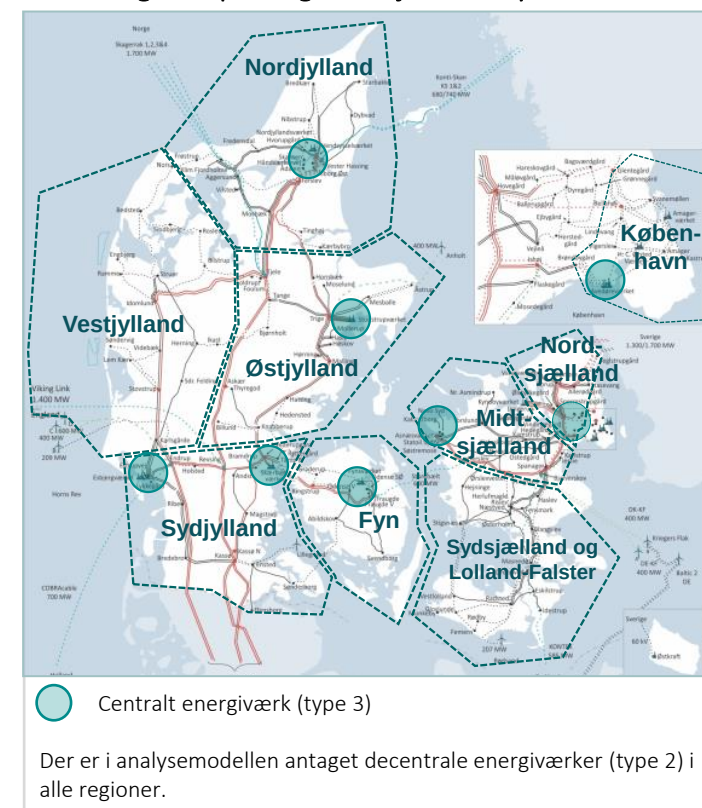
Det er analyseret, i hvilket omfang de nye typer af anlæg, herunder hot-standby-energiværker, kan øge udnyttelsesgraden af transmissionsnettet. Analysen viser, (jf. figur 3.6) at på langt sigt med store mængder vindkraft kan princippet have væsentlig betydning for netkapaciteten og behovet for nedregulering af vindkraft med et fastholdt 2030-elnet. I perioden efter 2030, hvor der i optimeringen investeres i PtG, har det relativt stor betydning, om dette princip bringes i anvendelse.

Analyse af flow i nettet er illustreret yderligere i bilag 4.



Figur 3.6: Forskel i produktion, import og forbrug mellem drift af elnettet, hvor kapaciteten udnyttes maksimalt ud fra princip om at bruge energiværker og fleksibelt forbrug som netreserver og drift med traditionel N-1 netreserve. I analysen er det kun vindkraft, der er drevet som nedregulerbar produktion, og solcellestrøm er ikke her regnet som nedregulerbar.

Regionsopdeling i detaljeret analysemodel



Figur 3.7: Regioner med kritiske snit inden for DK1 og DK2 hvor der er regnet med kapacitet ved henholdsvis klassisk N-1 netreserve og mulighed for at lade energiværker (jf. figur) og fleksibelt forbrug udgøre netreserve. Beregningen er indikativ, og der er behov for en mere detaljeret netberegning for at vurdere værdien af princippet med fleksibelt elforbrug som netreserve mere præcist. Se endvidere beskrivelse af driftseksempel på side 27. Se endvidere beskrivelse af netstruktur /9/.

FORSKNING, UDVIKLING, DEMONSTRATION OG INNOVATION (F&I) FOR AT REALISERE POTENTIALER

FORSKNING, UDVIKLING, DEMONSTRATION OG INNOVATION (F&I)

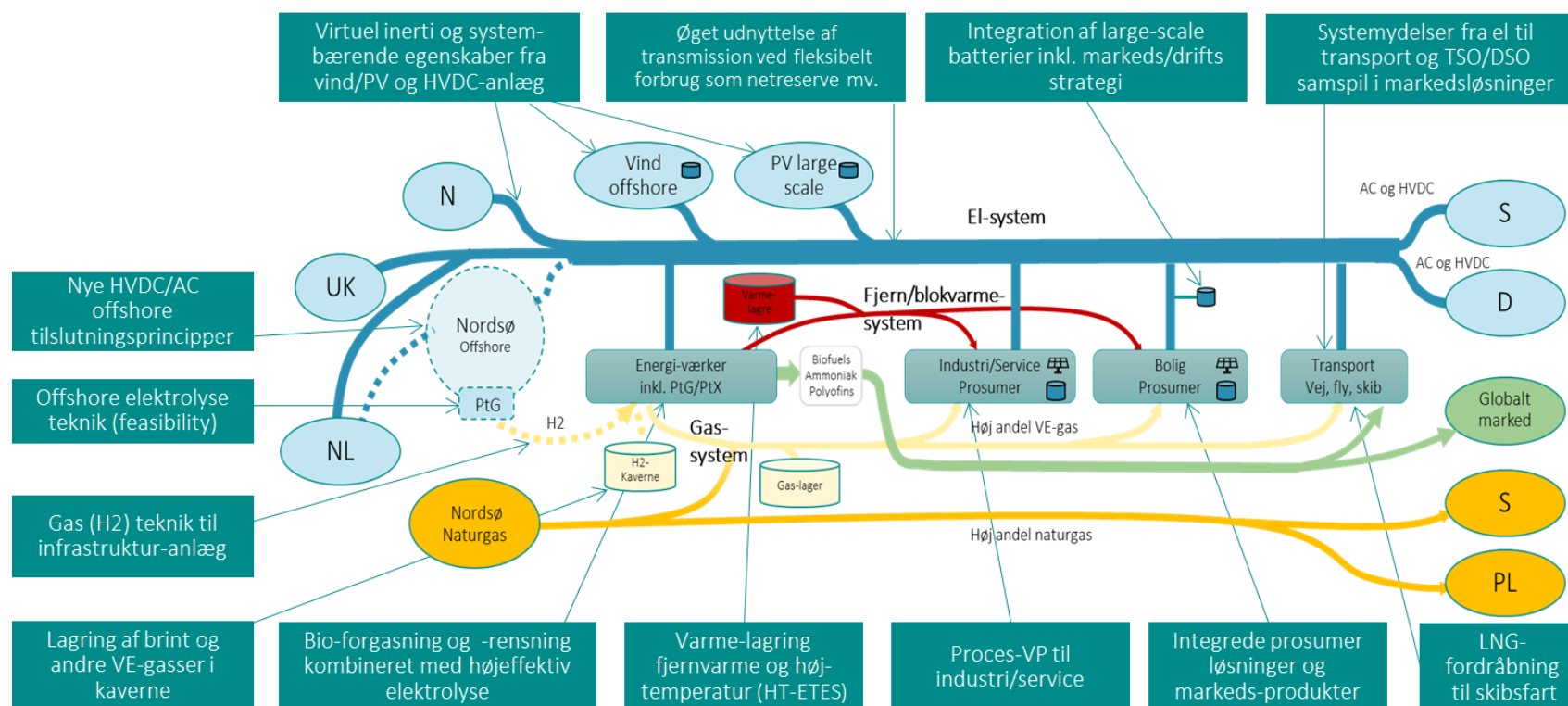
– GRUNDLAG FOR EN OMKOSTNINGSEFFEKTIV GRØN OMSTILLING

Analysen peger samlet set på, at Danmark, ud fra sin regionale placering i Nordsøområdet, kan være en central medspiller i forhold til indpasning af Nordsøens energiresourcer. En kombination af storskala systemløsninger og distribuerede systemløsninger knyttet sammen i et markedsbaseret Smart Grid-system er vigtigt for disse muligheder. En del af de teknologiske "komponenter" er i dag markedsmodne eller prækommercielle. Men der er behov for udvikling af system-integrationsløsninger og udvikling af en række specifikke komponenter for at realisere potentialet.

En oversigt over en række kerneområder i forhold til det integrerede energisystem fremgår af figur 4.1. En stærk og effektiv infrastruktur på el og gas er en del af "rygradene" i systemet, hvor de meget store Nordsøvindressourcer ilandføres i de omkringliggende lande samtidig med, at landene bindes tættere sammen i elinfrastruktur. Den elbaserede ilandføring kan på længere sigt potentielt blive suppleret af gasinfrastruktur med afsæt i PtG-produktion offshore eller onshore. Energiværker i Danmark kan med adgang til fjernvarmemarkedet udføre en relativt energieffektiv konvertering af energi fra Nordsøen (ilandført som el eller brint) til andre energiproduktioner (PtG/PtX).

Disse storskala løsninger kræver dog, jf. figur 4.1, en række udviklingsindsatser.

Prosumers i industri/service og boligsegmentet kan med varmepumper, lokale energilagre og evt. hybridforsyning gas/el give fleksibilitet til energisystemet. Også her skal udvikles på marked/drift. Transportsektorens elektrificering og delvis hybridisering giver stor effektregulering til elsystemet, men også udfordringer ift. forsyning og markedshåndtering. De enkelte indsatser under sektorerne er nærmere uddybet på de næste sider.



Figur 4.1: Nogle indsatsområder (forskning, udvikling og innovation) relateret til langsigtet energisystem systemudvikling.

F&I – SYSTEMLØSNINGER TIL EL

Den markante ændring af rammerne for elsystemet i de kommende årtier medfører et behov for en række forsknings, udviklings og innovationsaktiviteter, for at de nødvendige systemdriftsløsninger føres over mod et kommercielt udviklingsniveau.

Systemydelse og inerti fra vindkraft, PV og fleks. forbrug

Med udvikling af vindkraft og solceller i hele Nordsøregionen øges behovet for at kunne nedregulere termisk elproduktion i mange driftstimer. Det har derfor værdi at kunne drive elsystemet uden roterende masse, men hvor konverterbaserede anlæg leverer systembærende egenskaber som frekvens- og spændingsregulering og virtuel inerti til at sikre systemstabilitet. Dertil kommer, at de centrale værker i regionen i dag er "master" i systemet og fastholder frekvensen. Men i takt med at de centrale værker nedreguleres i mange af årets driftstimer, og et stort antal decentrale enheder dominerer produktionen, er der behov for at sikre "takten" i elsystemet på andre måder end den traditionelle, der i dag anvendes for at sikre systemsikkerheden. Nye teknologier (PMU/WAMS) kan være med til at sikre systemoverblikket i forhold til driften af dette system.

Markedsgørelse af effekttilstrækkelighed i elsystemet

I alle scenarier udbygges der markant med mere vind- og solcelle-elproduktion, som har meget lave marginale elproduktionsomkostninger. Denne udvikling presser elprisen i markedet ned og presser dermed indtægtsgrundlaget for termisk elproduktion som spidslast. Det skal undersøges, hvordan Energy-Only-modellen sikres til at være robust; også på det lange sigt med disse meget store mængder vind/sol i hele regionen

Netforstærkning og øget udnyttelse af netressourcer

I alle scenarier øges behovet for elnetkapacitet i Danmark og i Europa meget markant. Der er derfor behov for at bruge nye teknologiske muligheder til at sikre en maksimal udnyttelse af det eksisterende og udbyggede elnet. Løsninger, som beskrevet med brug af fleksibelt elforbrug som netreserve, kræver udvikling af markeds- og driftsprincipper. Men også teknologier som Dynamic Line Rating, probalistisk netreserve, dynamisk styring af netflow med en mere aktiv brug af konverterbaseret produktion og forbrug kræver udvikling.

I forhold til at sikre en optimal balance mellem omkostninger til vedligehold og drift af anlæg er Asset Management-løsninger meget centrale. Her er IT/digitalisering inkl. Big data- og AI-teknologier centrale i at sikre viden til omkostningsoptimeret udnyttelse af assets.

Distribuerede energiresourcers (DER's) hastige udvikling øger behov for TSO/DSO-samspil

Traditionelt har det været elproducerende anlæg (kraftværker) og udlandsforbindelser på højere spændingsniveau, som har leveret balancering af elsystemet fra døgn, timer og helt ned til ms med systembærende egenskaber. Men en meget markant teknologisk udvikling og prisfald på teknologier som solceller (PV), batterilag (BS), elbiler (EV), jf. figur 3.2, og individuelle varmepumper ændrer radikalt på, hvor den regulerbare effekt fremover er placeret i elsystemet. Allerede i 2025 kan den regulerbare kapacitet fra distribuerede ressourcer i Danmark være højere end den samlede kraftværkskapacitet. Dette stiller helt nye krav til, at elsystemet markeds- og driftsmæssigt kan håndtere disse mindre og distribuerede ressourcer; herunder markeds- og driftsløsninger, hvor TSO/DSO-niveau har et

effektivt samspil. Timeafregning og adgang til regulerkraft-markedet vil være helt centralt for at få adgang til fleksibiliteten i disse distribuerede ressourcer. Men det vil samtidig være en ny type udfordring, at distributionsnettet ikke er dimensioneret til, at fleksible enheder placerer deres elforbrug i timer med lave elpriser. Der skal derfor bygges et Smart Grid-lag på den eksisterende infrastruktur, så den tilgængelige kapacitet kan udnyttes, men samtidig at flaskehalse, som vil opstå i DSO-nettet, håndteres markeds-mæssigt effektivt. Herved bliver samspillet mellem TSO-markedsløsninger og DSO-markedsløsninger en ny type udfordring, der skal løses. IT/digitalisering inkl. Big data-metoder, metering (inkl. mikro-PMU) og nye markedsmodeller kan være en central del til at sikre disse systemløsninger.

Omkostningsreduktioner for tilslutning af offshore-vind

I alle scenarier udbygges offshore-vindkraft meget markant. Der er behov for udvikling af koncepter, hvor de store Nordsø-vindkraftressourcer omkostningseffektivt kan tilsluttes og integreres i et internationalt elnet, hvor ilandføring af Nordsøregionens offshore-vindkraft kombineres med international markedsintegration. DC-teknologier på mellemspændingsniveau er i en kraftig udvikling, og nye tilslutningsprincipper, hvor AC og DC kombineres på nye måder i disse nye "knodepunkter", kan være en del af løsningen.

F&I – SYSTEMLØSNINGER TIL GAS OG SAMSPIL MED VARME

Gassystemet har en central rolle i forhold til at sikre produktion af brændstoffer fra de store VE-ressourcer i regionen. Samtidig er gassystemet centralt i at sikre adgang til low-carbon VE-brændstoffer og et stort energilager til balancering af sæsonmæssige udsving i VE-elproduktionen. Disse dele kræver dog F&I på en række områder.

Tilslutningskoncepter for el og gas

Udviklingen i alle tre scenarier med meget store vindkraftressourcer i Nordsøen åbner nye muligheder for at forædle Nordsøens VE-ressourcer ved at kombinere power-to-gas (PtG) med CO₂ fra biogas mv. til produktion af gasformige og flydende energiprodukter (PtG/PtX). Disse aktiviteter medfører behov for at udvikle nye tilslutningskoncepter mod både el- og gassystemet. For gassystemet kan der være tale om tilslutning af energiklynger med andre VE-gastyper (biogas, syntesegas, brint). Den kraftige teknologiudvikling inden for eldrevne brændstofprocesser (alkalisk elektrolyse, brændselsceller, elbaseret reforming af methangas mv.) er væsentlige i forhold til disse muligheder. Løsningerne kan være placeret onshore eller offshore.

Distribueret produktion af VE-gas og håndtering af nye gastyper

Danmark har et højt potentiale for både biogas og power-to-gas, og her er andelen i en række områder over 80 pct. på årsbasis, og i mange perioder af året er andelen over 100 pct. Herved ændres gassystemets situation fra et top-down flow (fra Nordsøen frem til slutforbrug) til at blive decentral produktion, som skal fødes op i systemet. En effektiv håndtering af disse situationer medfører behov for F&I af både markeds løsninger og tekniske driftsforhold med henblik på at håndtere de store mængder decentral VE-gasproduktion.

LNG fordråbningsanlæg til VE-gas

LNG (liquefied natural gas) er i forhold til flydende brændstoffer et omkostningseffektivt brændstof til skibsfart, både som VE-baseret (fordråbet VE-gas) og fossilt (fordråbet naturgas). I forhold til skibe, der tankes i dansk farvand, er der tale om relativt mindre fordråbnings LNG-anlæg. Der kan derfor være en udviklingsindsats med at få integreret disse anlæg med det danske gas- og evt. varmesystem (udnyttelse af spildvarme).

Elektrolyse, bioforgasning og air capture-teknologier

Alkalisk og PEM elektrolyse er faldet markant i pris de senere år. Men der er fortsat et vigtigt udviklingspotentiale i både alkalisk elektrolyse og højtemperatur elektrolyse som SOEC eller højtemperatur alkalisk elektrolyse, der kan udnytte overskudsvarme fra PtX-processer. Udviklingen omfatter både reduktion af omkostninger og forbedring af virkningsgrad.

Der er potentialer for meget store produktioner af PtG (elektrolyse). For at forædle brinten til andre brændstoffer (methanol, methan, DME, diesel mv.) er der behov for kulstof. Her er omsætning af biomasse til gas en nøgle-teknologi. Anaerob omsætning af biomasse til biogas har i de senere år gennemgået en kraftig udvikling. Termisk omsætning (termisk forgasning) er stadig langt fra at være kommercielt moden, og har særligt behov for F&I.

Alternativt til at hente den nødvendige kulstof til at forædle brint med (PtG->PtX) fra biomasse er at hente CO₂ fra luften (air capture). Denne teknologi er fortsat meget dyr og energikrævende. Udvikling af teknologien kan være et alternativ til termisk forgasning af biomasse.

Integration af de beskrevne delkomponenter i PtG/PtX, herunder forgasning, elektrolyse og katalyse til afledte produkter, er et vigtigt udviklingsområde i forhold til en samlet effektiv systemløsning.

Brintlagring i kaverne

Brintlagring i kaverne gennemføres i dag internationalt. Der vil dog stadig være en del læring at hente ift. drift og håndtering af brint i storskala lagring ifm. saltkaverne.

Procesvarmepumper til industri/service

På det helt lange sigt forventes op imod 50 pct. af proces-varmebehovet i industri og service at kunne leveres via elbaserede løsninger (varmepumper mv.), heraf en del som fleksibelt afbrydeligt forbrug via en reserve/backup gaskedel. Anvendelse af varmepumper ved temperaturer over 100 grader C° er fortsat et udviklingsområde og kræver F&I at realisere.

Varme/køle-lagring inkl. højtemperatur varme

Lagring af energi som varme/køling er i forhold til ellagring i batterier meget omkostningseffektivt. En del af overskudsvarmen fra energiværker leveres ved en relativt høj temperatur (300-600 grader), der kan anvendes til elproduktion direkte eller lagres til perioder med høje elpriser. Der er derfor potentiale i at kunne lagre højtemperatur varme. Der pågår i dag projekter med lagring af højtemperatur varme (HT-ETES, smeltet aluminium mv.) Der er potentiale for udviklingsindsatser i dette område.

Indsatsområde	Primære aktører, der kan drive udvikling	Primær værdiskabelse	Mulig betydning for Energinet
Markeds-/driftsløsninger der giver mulighed for, at PtX og andet fleksibelt forbrug kan indgå i N-1 reserve	TSO/DSO + F&U	Elforbrugere	Reducerede anlægsomkostninger; potentielt øgede driftsudgifter
Øgede krav til systembærende egenskaber fra konverterteknologi (solceller, batterier mv.)	Kommercielle aktører + TSO + F&U	Elforbrugere	Reduktion af omkostninger til systemydelser
Forstærket elinfrastruktur mellem nordiske hydroressourcer og VE-ressourcer i Nordsøregionen	TSO	Elproducenter	Bedre muligheder for integration af VE i DK-elsystem og transitindtægt for DK
Infrastruktur forstærket mellem Nordsøregionen og Østeuropa	TSO	Elproducenter	Bedre muligheder for integration af VE i DK-elsystem
Udvikling af systemløsninger til fleksibel drift PtG/PtX-anlæg ift. elsystemet. Flexibilitet som er afbalanceret med værdi af afbrydelighed	Kommercielle aktører + TSO/DSO + F&U	Elforbrugere	Reduktion af omkostninger til systemydelser
Teknisk udvikling af PtG/PtX . Herunder også elektroreforming af NG og bioSNG	Kommercielle aktører + F&U	VE-brændselsproducenter og forbrugere	Øget fleksibelt elforbrug; reduktion af behov for spidslasteffekt. Øget/ændret udnyttelse af gasinfrastruktur
Gassystemudvikling så det understøtter samspil med andre typer gasser (biogas, syntesegas, H ₂)	TSO/DSO + F&U	Gasforbrugere og -producenter	Integration i gassystemet – øget udbud af VE-gasser og øgede transportmængder
Lagring af andre typer energirelaterede gasser end metan i kaverne	Kommercielle aktører + TSO + F&U	Kommercielle VE-gasaktører	Øgede gaslageraktiviteter og øgede transportmængder i gassystemet
Scenarieanalyse som grundlag for F&U-programstrategi, der understøtter nødvendige indsatser og strategisk planlægning	Kommercielle aktører + TSO/DSO + F&U	Bredt – fra kommercielle aktører til TSO/DSO og forbrugere/producenter	Styrket beslutningsgrundlag for investeringer og interne F&U-indsatser
Markedsløsninger TSO/DSO som understøtter, at distribuerede ressourcer (PV, EV, batterier) kan agere fuldt fleksible ift. netdrift på både TSO- og DSO-niveau	TSO/DSO	Elforbrugere	Reduktion af anlægsomkostninger; potentielt øgede driftsudgifter
Investering i nye typer energiværker der integrerer VE-brændselsproduktion med el, gas og fjernvarmesystemerne	Kommercielle aktører	VE-brændselsproducenter og forbrugere + el/gas/-fjernvarmeforbrugere	Færre omkostninger til systemydelser og evt. elnetudbygning. Øget produktion af VE-gasser.
Udvikling af storskala varmepumpeløsninger (fjernvarme/højtemp. procesvarme)	Kommercielle aktører + F&U	Fjernvarmeforbrugere og industri	Færre omkostninger til systemydelser og evt. elnetudbygning. Reduceret gasforbrug

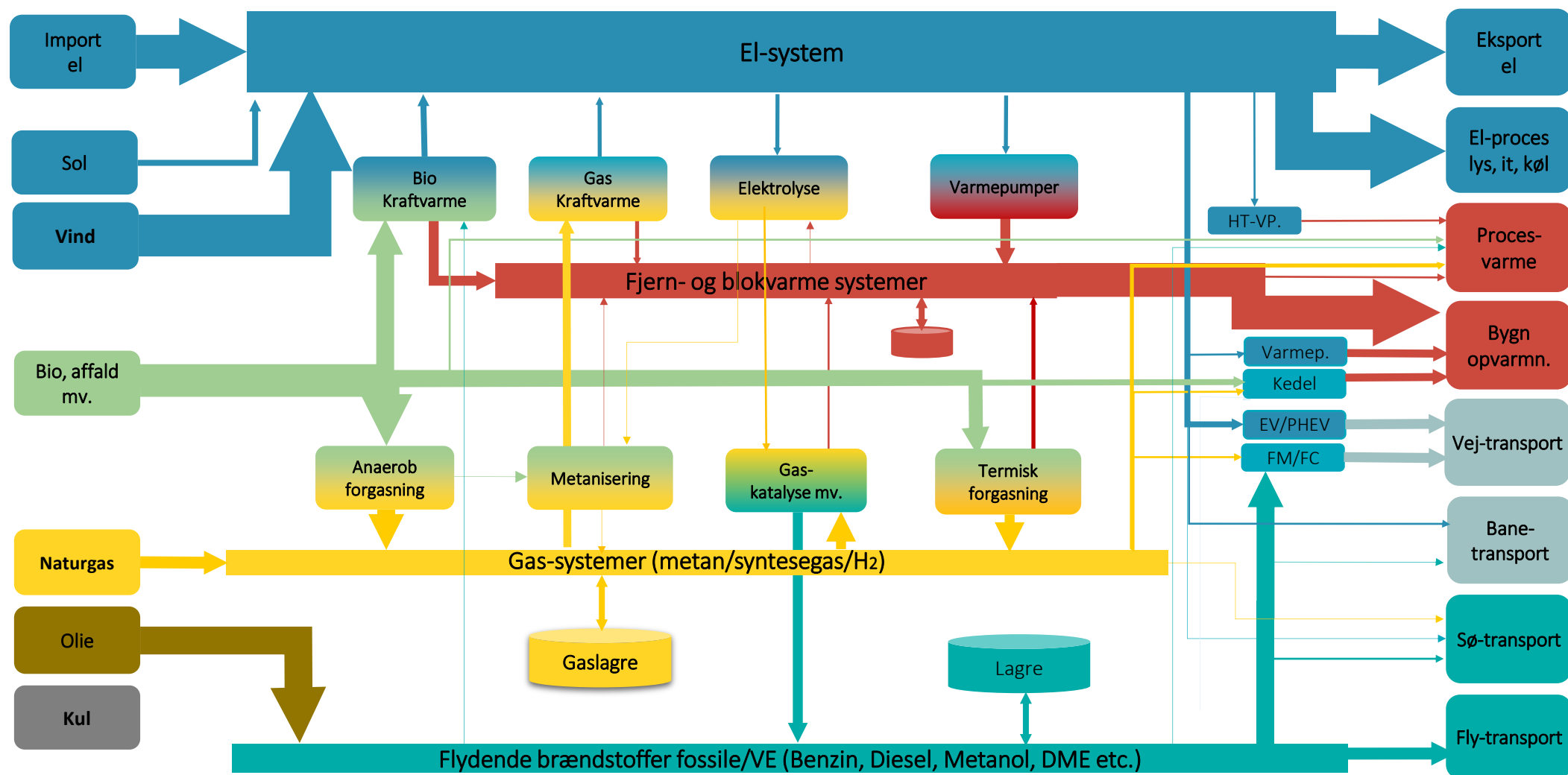
Figur 4.2: Indsatsområder for mere effektiv anvendelse af VE-el i Danmark.

REFERENCELISTE

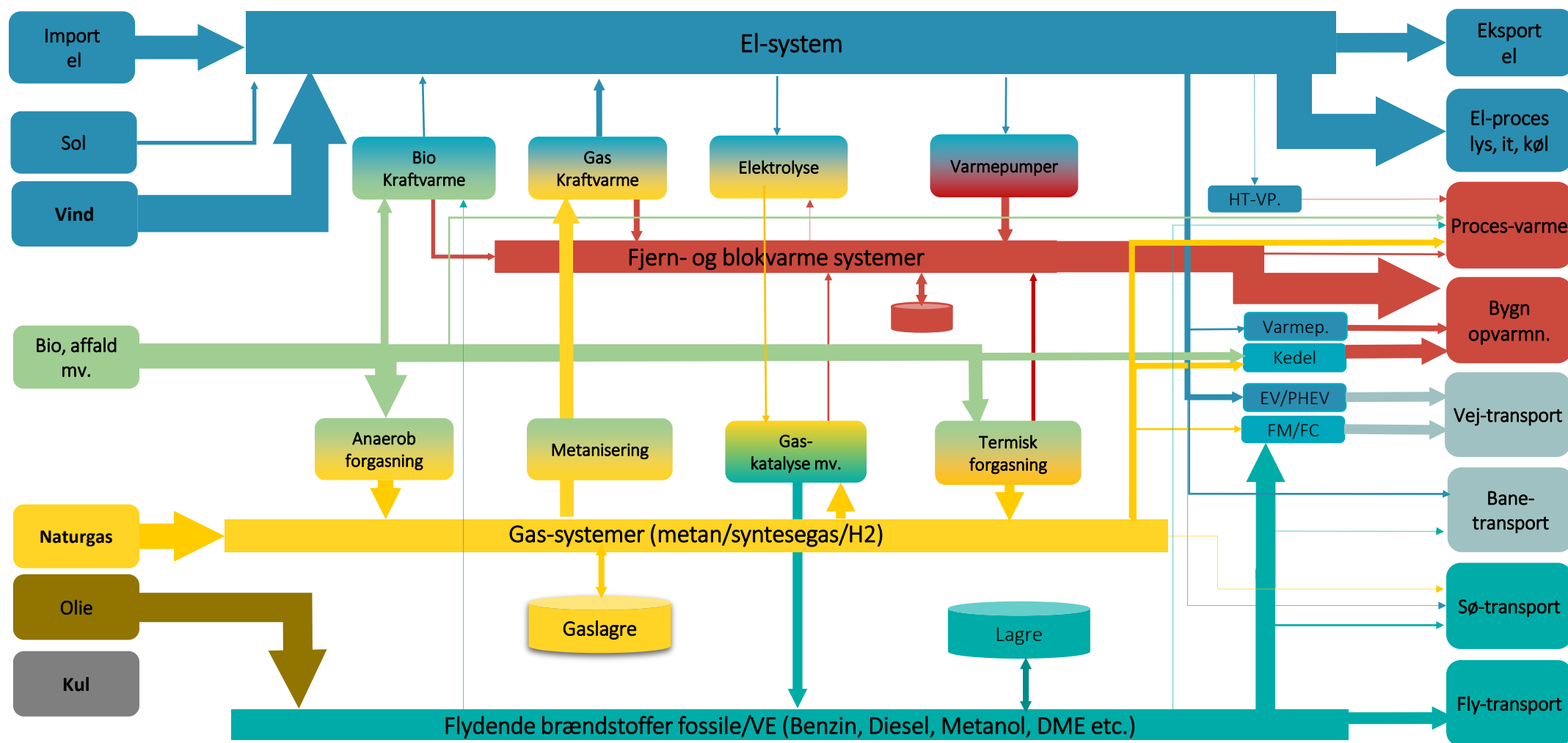
1. Modelling of Energy Plants, bilagsrapport, Energinet, marts 2018
2. ENTSO-E/ENTSO-G TYNDP18 scenario report – main report draft edition (januar 2018)
<http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>
3. TYNDP 2018 – Scenario Report - Annex I: Country Level Results – Draft edition
4. Technology Data for Energy Plants, Energistyrelsen/Energinet, august 2016, Update June, October and November 2017
5. IEA World Energy Outlook, 2017
6. IEA Energy Technology Perspective, 2017
7. World Energy Trilemma Index, World Economic Forum 2016
<https://www.worldenergy.org/publications/2016/2016-energy-trilemma-index-benchmarking-the-sustainability-of-national-energy-systems/>
8. Regulatory Indicators for Sustainable Energy" (RISE), World Bank, 2017
<http://rise.worldbank.org/>
9. Reinvesterings-, udbygnings- og saneringsplan 2017 (RUS17), Energinet 2017
10. Lithium Ion Battery Costs and market, Bloomberg Energy Finance, juli 2017
11. An OECD Horizon scan of megatrends and technology trends in the context of future research policy, Uddannelses- og Forskningsministeriet, februar 2016
12. Sifre-Adapt model dokumentation, Energinet 2018
13. Kortlægning af hensigtsmæssig lokalisering af nye biogasanlæg i Danmark, SEGES/Agrotech, december 2015
14. "Scenarier for biomasseleverance fra skov- og landbrug i 2020, Energistyrelsen, januar 2014,
15. "Gillhaus, A., Horvath, P.-L.: Compilation of geological and geotechnical data of worldwide domal salt deposits and domal salt cavern fields, 2006, Solution Mining Research Institute")

BILAG

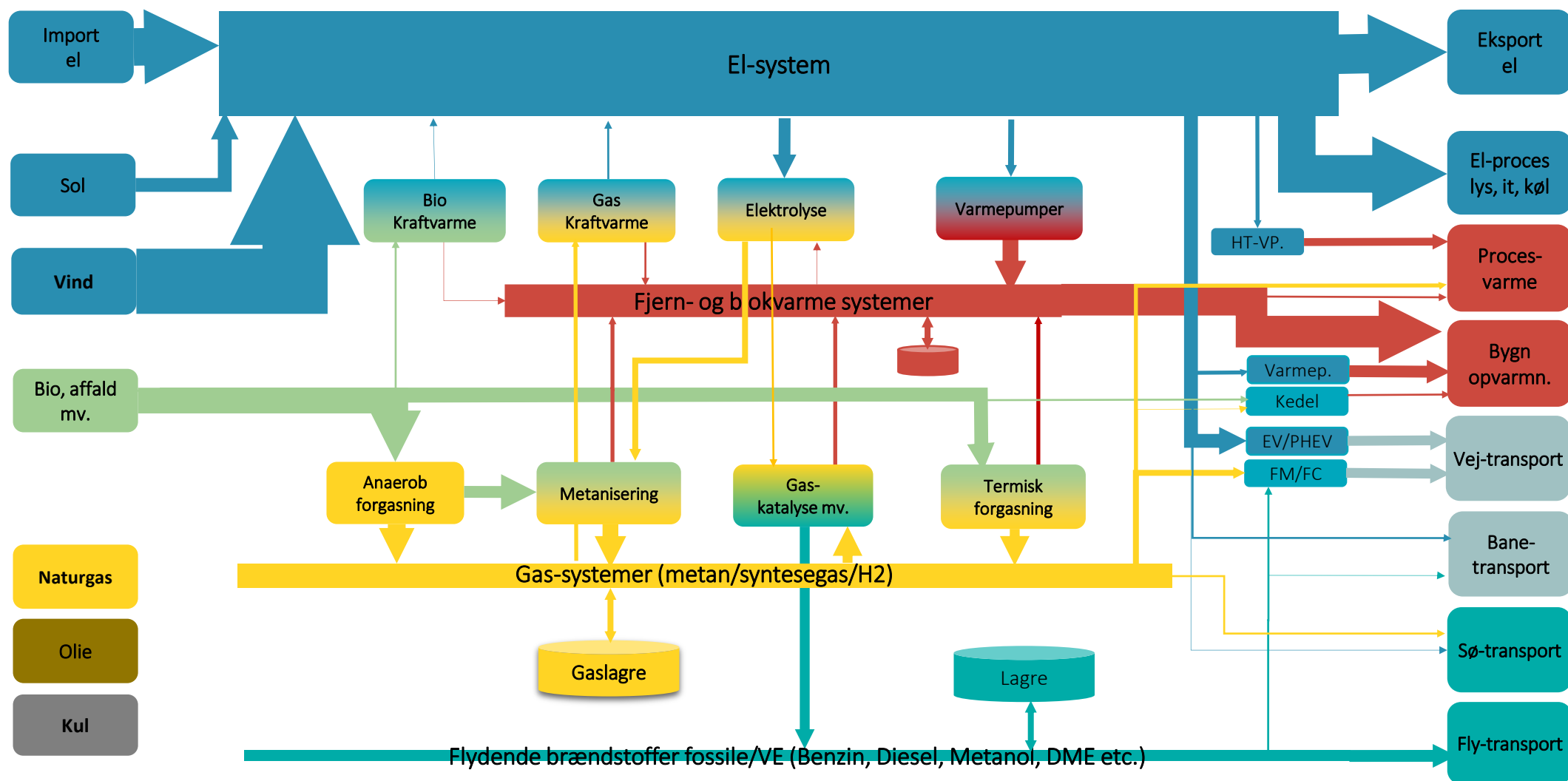
GCA 2035 – ÅRLIGT ENERGIFLOW



ST 2035 – ÅRLIGT ENERGIFLOW



GCA 2050 – ÅRLIGT ENERGIFLOW



EU ENERGY ROADMAP 2020-2050 GRUNDLAG FOR ENTSO-E/G-SCENARIER

– STORE MÆNGDER VIND- OG SOLENERGI SKAL INTEGRERES I ENERGISYSTEMET FOR AT NÅ KLIMAMÅL

EU har med sin "set-plan 2050" visioner om at vise vejen for reduktion af klimagasudledninger, og det påvirker de internationale rammer for Danmark.

Den globale aftale i Paris 2015 (COP21) udgør en bred politisk enighed om at forfølge en udvikling, hvor den samlede drivhusgasudledning ligger på et niveau, således at den globale temperaturstigning ligger på godt under 2 grader.

I hvilket omfang denne målsætning realiseres er usikkert. Men der sker en kraftig teknologisk udvikling på VE-teknologier og samtidig politisk målsætning fra både Europa, Kina og et stort antal teknogilevende stater i USA, som bakker op om at trække i denne retning.

IPPC og IEA har vurderet, at for at realisere 2-graders-målsætningen skal drivhusgasudledningen de kommende årtier reduceres markant. Figur B2.1 illustrerer IEA's udviklingsforløb i tre scenarier. Det mest ambitiøse reduktionsforløb (450 PPM) svarer til en langsigtet begrænsning af temperaturen på 2 grader.

COP21-aftalen om at holde temperaturen komfortabelt under 2 grader giver en udledning, som frem mod 2040 skal ligge under 2 ton/capita.

Dertil kommer, hvis udviklingstakten frem mod 2030 sker langsommere end i 450 PPM-forløbet, skal reduktionen herefter være endnu større. De i dag aftalte forpligtelser (pledges) giver ikke en reduktion, som er på niveau med reduktionsstien, og globalt skal niveauet derfor være i retning af 1 ton/capita i 2040, hvis målet skal nås.

EU har i "Roadmap 2050" angivet en reduktionssti, hvor forpligtelser i 2030 er på 40 pct. reduktion i forhold til 1990. Og i reduktionsstien er fastlagt 60 pct. reduktion i 2040 og 80 pct. i 2050. Elsektoren forventes at levere en markant del af CO₂-reduktionen, jf. figur B2.2. Frem mod 2045 omstilles elsektoren til CO₂-neutral elproduktion i dette forløb.

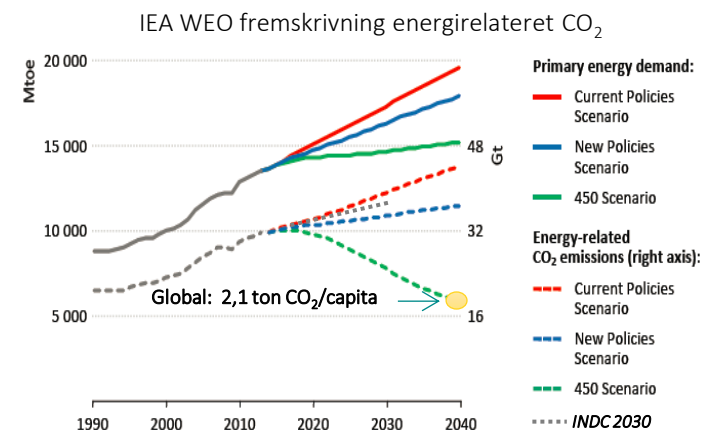
EU er i dette forløb på ca. 2,4 ton CO₂/capita i 2040.

I erkendelse af den meget store udfordring en sådan CO₂-reduktion udgør, er der globalt afsat store midler til forskning, udvikling, demonstration og innovation (F&I) i bl.a. Mission Innovation/Breakthrough Energy coalition*1, EU Horizon 2020 mv.

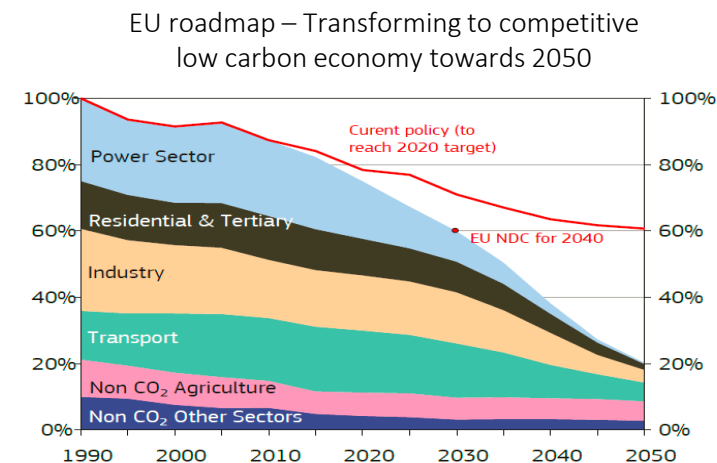
Systemløsninger, der realiserer en sådan omstilling, har potentiale i forhold til hjemtagning af forskningsmidler og internationalt samarbejde (EU Horizon 2020, Mission Innovation etc.).

Danmark er med i disse forskningssamarbejder og har derfor principielt gode muligheder for at deltage og hjemtage internationale forskningsmidler, hvis indsatsen har fokus på løsninger, som kan bane vejen for lavemissions-energisystemløsninger, som der globalt forventes efterspurgt.

*1) Mission Innovation and Energy Breakthrough Coalition <http://mission-innovation.net/>



Figur B2.1: Udvikling i energirelateret CO₂-udledning i tre IEA-scenarier. 450-Scenariet matcher et 2-graders-forløb. Punktet i 2040 er omregnet til CO₂ pr. capita. Forløb ved realisering af indmeldte aftaler (INDC 2030) fremgår. /5/



Figur B2.2: EU-roadmap for omstilling til 80 pct. reduktion af drivhusgasudledning i 2050 ift. 1990-reference. I 2040 er elsektoren næsten CO₂-neutral, samtidig med at den leverer el til elektrificering af en række af de øvrige sektorer.

ENERGIRELATERET CO₂ I UDVIKLINGSRETNINGER

COP21-aftalen fastlægger en meget ambitiøs indsats på omstilling til en energiforsyning med meget lav drivhusgasemission. En realistisk indfrielse af COP21-ambitionen "well below 2 degr." kræver decarbonisering i retning af at komme under 2 ton/capita for fremtidens energisystem frem mod 2040. Samtidig er der et øget globalt fokus på, at energisystemerne ikke med en for ensidig fokus på VE skaber andre problemer af ressourcemæssig karakter.

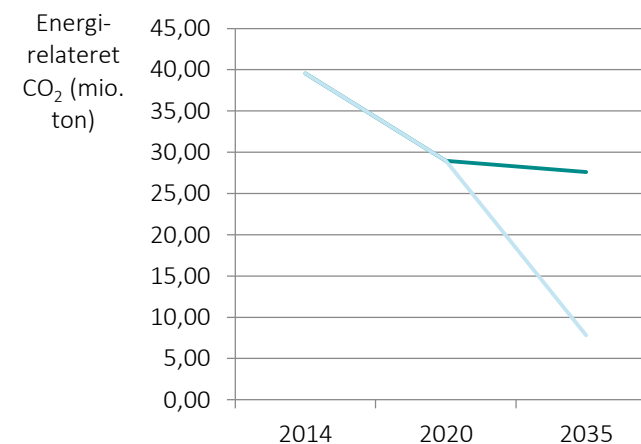
Herved bliver en meget kraftig vækst i vindkraft og sol allerede de kommende 15 år afgørende for at realisere dette, og at man udvikler el- og energisystemsløsninger, der er gearet til at håndtere en så markant omstilling.

Analysen viser, at det er muligt at nå en sådan kraftig reduktion i energirelateret CO₂-emission frem mod 2035, uden at det nødvendigvis har højere samfundsøkonomiske omkostninger end referencen. Men det indebærer nogle strategiske satsninger og en betydelig F&I-indsats.

Analysen viser, at bærende elementer i at realisere et sådant forløb er:

- Kraftig elektrificering af varme og transport (dette er et relativt sikkert valg med begrænset risiko).
- Markeds-/styringsløsninger der bruger digitaliseringen til at knytte marked og fysik tættere sammen i elsystemet og med de øvrige energisystemer (dette er et relativt sikkert valg med begrænset risiko).
- Omstilling af centrale og decentrale kraftværker til fremtidens fleksible energiværker med el-integreret brændstofproduktion, som matcher regioner med stor sol- eller vindandel i elsystemet. Dette er et teknisk sværere valg og kræver F&I. I ST-scenariet har denne løsning en meromkostning at realisere hvis de producerede produkter skal sælges til fossil referencepris.

Ved at kombinere virkemidler fra elektrificering, integrerede energiværker og effektiv markedsdrift kan der potentielt opnås en relativt høj CO₂-reduktion med omkostningseffektive virkemidler, jf. investeringsanalyse i model. Det indebærer en betydelig F&I-satsning at markedsmodne nogle af teknologierne.



— Basis/BAU

— GCA scenariet inkl. elektrificering og energiværker

Figur B3.1: CO₂-emission i reference-forløb ift. GCA-forløbet.

ELNET FLOW I SAMSPIL MED FLEKSIBELT FORBRUG OG ENERGIVÆRKER (UDLAND)

Europas omstilling til store mængder vindkraft og sol påvirker markedssituationen for det danske elsystem.

EU's reduktionsmål for drivhusgasser medfører meget markante investeringer i vindkraft og sol i alle tre ENTSO-E/G-scenarier.

I dag forekommer i Danmark oftere perioder, hvor vind/sol-elproduktion overstiger det samlede elforbrug. Denne typiske situation går fra at være en dansk tilstand til at være en Nordsøregion-tilstand i alle tre scenarier.

Adgangen for eksport af effekt fra kontinentet til de store regulerbare vandkraftanlæg i de nordiske lande (Norge og Sverige) er afgørende for en effektiv udnyttelse af vindkraft og solceller i disse timer. Danmark får potentielt en central rolle som knudepunkt for el, der eksporteres fra kontinentet til Norge/Sverige i timer med høj produktion fra vindkraft og solceller. Dette er perioder, hvor vindkraft fra danske anlæg også skal føres fra produktion i Nordsøen frem til forbrugspunkter i østlige dele af DK1 og DK2.

Figur B4.1 nederst viser typisk en forårsdag, kl. 10.00, hvor både DE, GB, NL og DK har mere produktion end forbrug. Kun Norge har mulighed for at "absorbere" overskudsproduktionen. I disse perioder presses elprisen samtidigt ned i hele regionen (vist med mørk farve), dvs. både DK, DE, UK, NL og FR har meget lave elpriser.

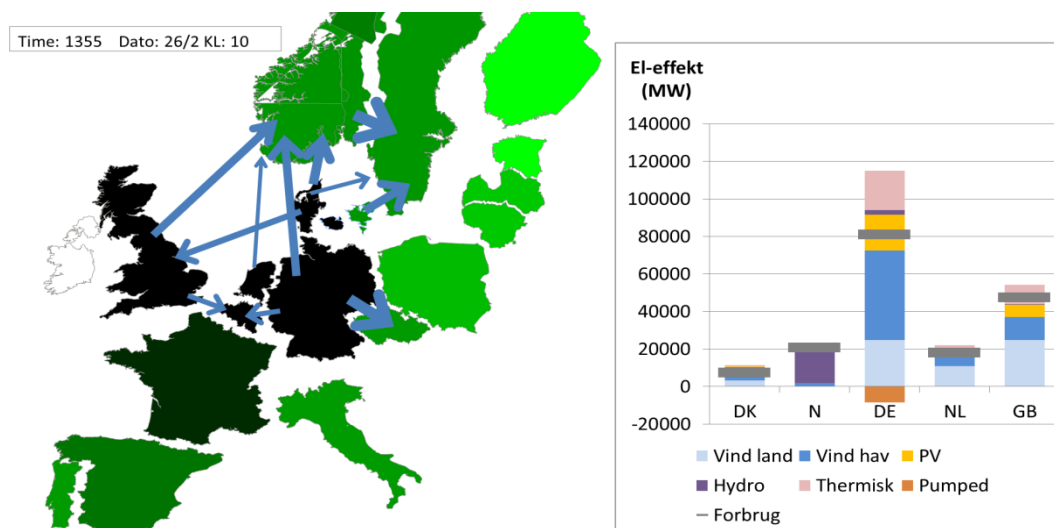
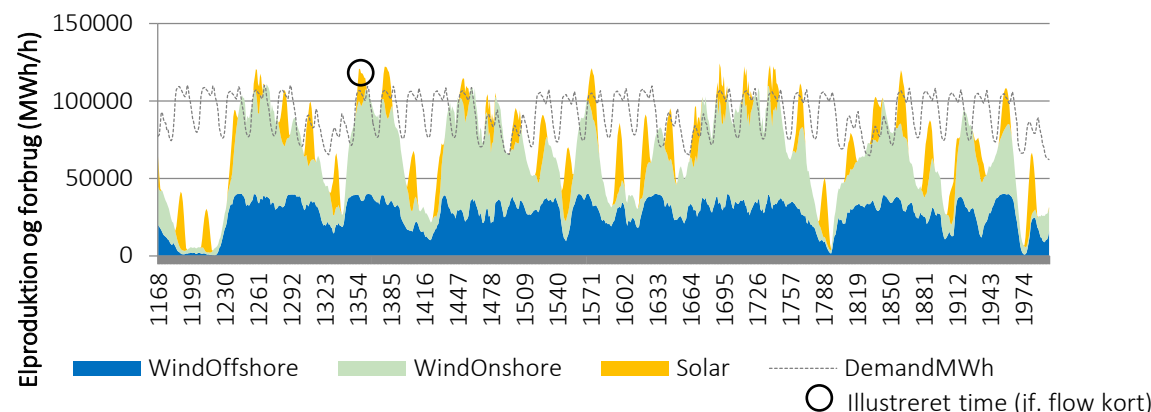
I disse timer vil der typisk være eksport af el fra DK Norge og til UK, som så eksporteres videre til N. En effektiv udnyttelse af fleksibelt el i disse perioder samtidig med muligheden for transport/transit af el er markedsmæssigt meget værdifuldt.

Muligheden for at øge udnyttelsen af transmission ved at bruge fleksible ressourcer fra både store energiværker og distribuerede ressourcer (prosumers med batterier) som netreserve er særligt vigtigt i disse timer. Ved at bruge disse ressourcer som netreserve (supplerende N-1 reserve), kan transit øges.

Det interne flow i DK's transmissionsnet i højlast eksempletimen er vist på næste side (side 55).

Forårsdage med vind og sol – elprisen presses ned i Vesteuropa

Samlet vind/PV produktion og elforbrug i ST-scenarie
for området DK,DE,NL (18/2 til 24/3)



Figur B4.1: Figur øverst viser elproduktion og elforbrug for DK, DE, NL over en periode i det "moderate" scenarie Sustainable transition 2040 for en forårsperiode. Nederst fremgår effekflow mellem lande i typisk time (26/2 kl. 10.00) med høj vind/sol (kort). Mørk/sort lande med lav timepris og lande med grønt lande med høj/middel timepris. Figur nederst, th. (søjlediagram) viser elproduktion i de enkelte lande i den specifikke time.

ELNET FLOW I SAMSPIL MED FLEKSIBELT FORBRUG OG ENERGIVÆRKER (DK)

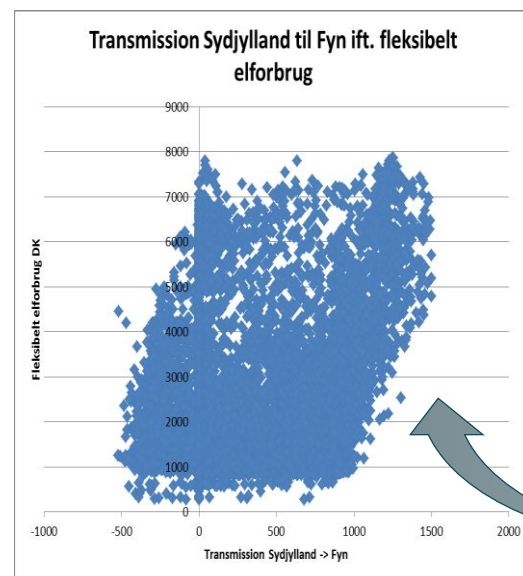
I timer med stor vind/sol-elproduktion i Europa skal Danmark ofte være transitland og flytte el fra Nordsøen til forbrug. Store mængder fleksibelt elforbrug i disse timer giver mulighed for nye driftsformer af elnettet med fleksibelt elforbrug som netreserve. Nye typer af dynamiske energiværker og lokale "batterilagre" kan yderligere styrke disse muligheder. Der er behov for udvikling af driftsprincipper og marked for at realisere potentialet.

I det europæiske elsystem, i særdeleshed i regionen omkring Nordsøen, udgør kombinationen mellem store mængder offshore-vind og stor andel af solceller i regionen en udfordring. Udfordringen er, at i perioder med både sol og vind er der behov for både at transportere vindkraften over til forbrug og at transportere den (transit) fra kontinentet til regioner med vandkraft; dvs. Norge/Sverige.

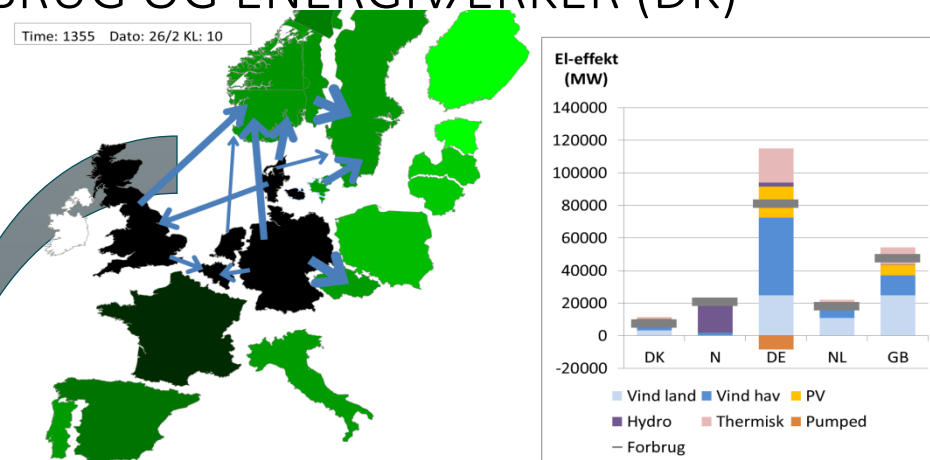
Det er analyseret, hvordan flow i det danske energisystem inden for "Energiregioner" og kritiske snit i elsystemet agerer under disse driftssituationer.

Eksempelvis en typisk februar-dag, kl. 10.00, (jf. beskrivelse side 54), hvor der er stor produktion af vindkraft i Nordsøregionen, men PV-produktionen samtidigt begynder at producere. Elprisen er nul i Tyskland, og der er maksimal import til det danske fleksible forbrug. Og der er transit fra Tyskland via Danmark til Norge og fra Danmark til Storbritannien, hvor det igen strømmer videre til Norge.

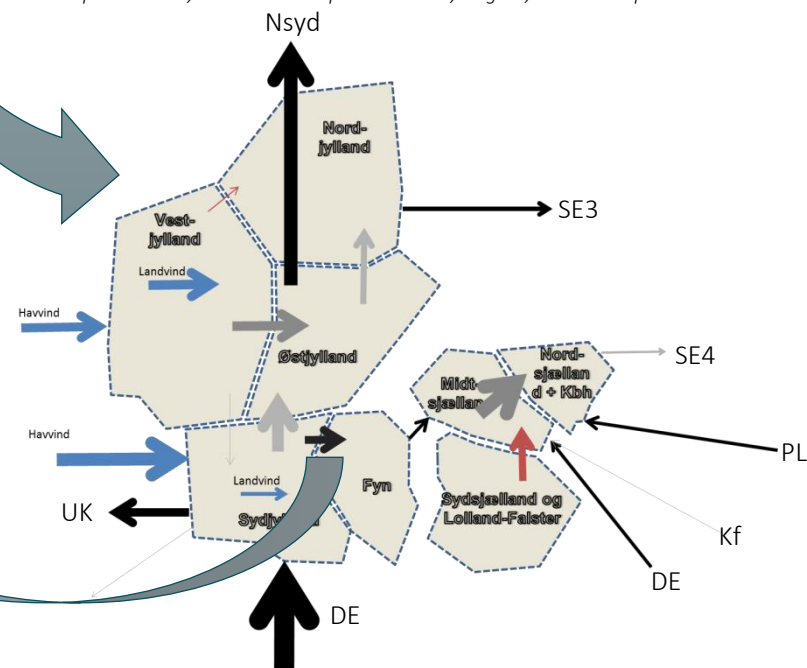
Det samlede fleksible forbrug i Danmark er i denne driftstime over 5,5 GW, og der er en relativt god effektreserve med centrale og distribuerede ressourcer som backup for klassisk netreserve. Generelt er der stort fleksibelt elforbrug, når systemet er mest presset. Mulighed for at bruge effektreserve fra "spinning reserve", jf. analyse af værker og brug af lokale batterilagre og V2G, kan derved levere et stort bidrag som netreserve.



Figur B4.4: Flow mellem snittet Jylland-Fyn (x-akse) og mængde af fleksibelt forbrug (y-akse).



Figur B4.2: Eksempel på vind- og solrig forårsdag hvor både DK, DE, NL og GB har mere produktion fra vind/sol end forbruget. Priserne i disse områder er lave (mørk farve), og der er stor eksport til N og S. Pile illustrerer flows mellem prisområder, hvor DK har eksport til både N, S og UK, hvor UK eksporterer videre til N.



Figur B4.3: Flow i DK i forhold til kritiske snit i internt net. Der er både kraftig transit og kraftig transport af vind fra offshore i vest frem til forbrug i Østjylland og hovedstadsområdet. Snit mellem Sydjylland og Fyn er maksimalt fyldt. Men der er samtidig et stort afbrydeligt forbrug.

CENTRALE BUDSKABER

– OBSERVATIONER VED LANGSIGTET EL/GAS SYSTEMANALYSE (2030-2040)

International ramme el/gas



Danmarks styrkepositioner



Case-analyse i scenarierne



El/gas system tilpasning i case



Resultat teknik/ økonomi/F&I

Paris COP21-målsætning er meget ambitiøs

COP21 aftalen er ekstremt ambitiøs og forudsætter markante reduktioner af drivhusgas de næste årtier (globalt ned på 1-2 ton/capita fra energi i 2040). Mission Innovation fokus på løsninger der kan levere!

EU-klimamålsætning giver paradigmeskifte for el

Europæisk målsætning giver udbygning af vind og sol i tre analyserede europæiske scenarier. Analyse viser paradigmeskifte, når vind/sol når 40 pct. af forsyningen i Nordeuropa. Behov for lagring/konvertering af el

Teknologiudvikling giver nye muligheder

Markante fortsatte prisreduktioner på solceller (PV), vindkraft, batterilagere, elbiler, fuel cells, elektrolyse og katalyse. Markant udvikling i digitale teknologier (Internet-of-things, AI, Bigdata, kommunikation)

Bredere udnyttelse af Silkeruten for el gennem DK DK energi styrkepositioner i kombi med Silkeruten

DK er strategisk placeret i Nordeuropa mellem Nordsø offshore-vind, Nordisk Hydro, Nord/Centraleuropa med sol. Det medfører høj værdi af at levere "transport" af el i Danmark og igennem Danmark

Silkeruten kan kombineres med andre danske styrkepositioner som vindkraft Nordsø, bio/agro-affald til energiproduktion, fjernvarme til overskudsvarme fra energiværker, integration mellem energisektorer

Potentiale for power-to-gas i DK

Analyse af EU-scenarier kombineret med styrkepositioner viser, at Danmark ligger godt i forhold til power-to-gas/fuel og integrerede energiværker

Energiværker central rolle efter 2030

Etablering af energiværker som kombinerer billig VE-el i region til power-to-gas med bio-to-gas anlæg og leverer fuels, spidslast-el og systemydelser og varme. Kræver F&I-forløb og strategi i perioden til 2030

Elektrificering af varme/procesvarme med billig el

Kraftig elektrificering af opvarmning, procesvarme og transport (elbiler) er konkurrencedygtigt ved drift, hvor enheder leverer systemydelser til det nordeuropæiske vind-/soldominerede elsystem

DK som energihub med vindressourcer i EU-udbud

Danmarks vindressourcer både på land, men i særdeleshed offshore, indgår i europæiske udbud i analyseret case

Fleksibelt elforbrug som netreserve i marked/drift

Fleksibilitet i forbrug til varme, transport og integreret energiproduktion giver mulighed for øget udnyttelse af infrastruktur til transit og transport af el fra Nordsøen til forbrugsområder

Store grønne zoner med gas i DK

Danmark (særligt Vestdanmark) har en meget høj andel af VE-gas i systemet. Potentiale for "Green zone" effekt som det kendes fra nuværende udvikling med datacentre. Tilpasning af gasnet til nyt paradigme

Kobling mellem Lærkevej og Europas marked

Stor andel af decentrale ressourcer (PV, batterier, varmepumper) kan levere systemydelser. Markeds-løsninger, der kombinerer TSO/DSO-segmentet, er helt afgørende for at få systemværdi realiseret

Case-analyse realiserer COP21-mål for DK

Kobling af elektrificering, energiværker, nye drifts-former el og gas giver i "Casen" en meget markant reduktion af CO₂ frem mod 2035 (under 2 ton/capita) hvilket er lavet ift. reference på 3-4 ton/capita.

Samfundsøkonomi god i grønne scenarier

Der er god samfundsøkonomi i kraftig elektrificering i alle scenarier. Energiværker har særdeles god økonomi i de meget grønne scenarier, men i Sustainable Transition (ST) kan energiværker ikke helt konkurrere direkte med fossile brændstoffer

F&I nødvendig på særlige områder for at nå i mål

Der er behov for F&I på særligt flg. områder: Markeds-/driftsløsninger el Håndtering af gastyper (VE-gas) og drift Energiværker der udnytter billig el til gas/fuel prod.

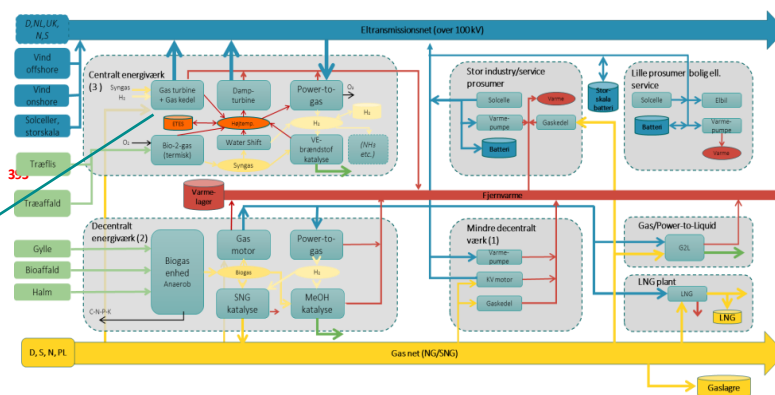
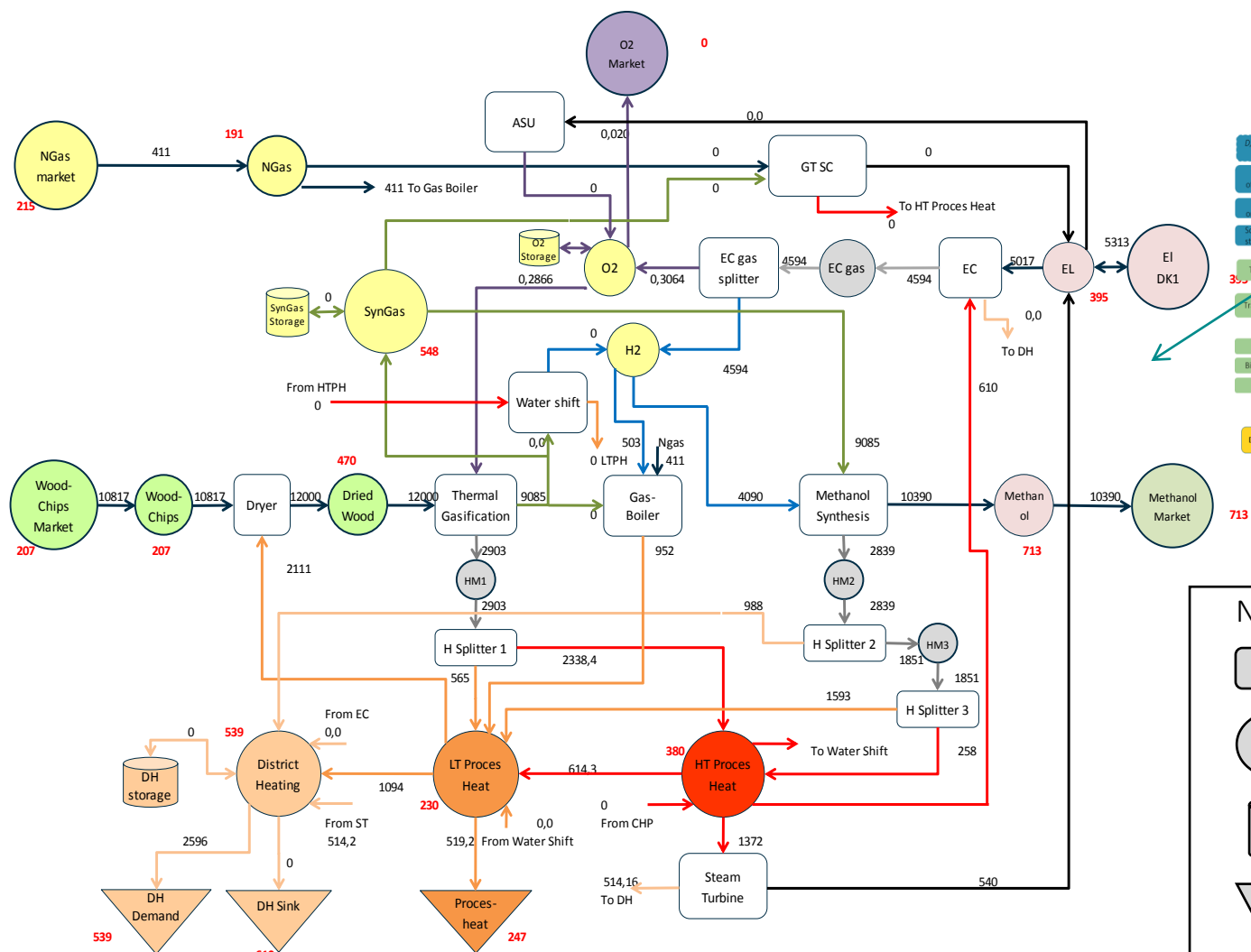
TEKNOLOGIPRISER ANVENDT I INVESTERINGSOPTIMERING

Investerings	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050		Vedligehold	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mio. EUR/MW									EUR/MW							
Kul central KV	1,90	1,88	1,86	1,84	1,82	1,80	1,78		Kul central KV	31000	30678	30355	30042,67	29730,22	29417,77	29105
Gas central KV	0,88	0,86	0,83	0,82	0,82	0,81	0,80		Gas central KV	29300	28550	27800	27350	26900	26450	26000
Bio central KV	2,03	2,01	1,99	1,97	1,94	1,92	1,89		Bio central KV	61600	61600	61600	61600	61600	61600	61600
Affald KV	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50		Affald KV	165000	165000	165000	165000	165000	165000	165000
Gas decentral KV	0,95	0,93	0,90	0,89	0,88	0,86	0,85		Gas decentral KV	9750	9525	9300	9100	8900	8700	8500
Bio decentral KV	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00		Bio decentral KV	29000	29000	29000	29000	29000	29000	29000
Gas FV	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05		Gas FV	1950	1925	1900	1850	1800	1750	1700
Bio FV	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		Bio FV	0	0	0	0	0	0	0
Varmepumpe individuel		0,50		1	0,98	0,95	0,93	0,9	Varmepumpe individuel		7500	15000	15000	15000	15000	15000
Olie individuel		0,12	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24		Olie individuel		5870	11739	11739	11739	11739	11739
Gas individuel		0,20	0,4	0,40	0,40	0,40	0,4		Gas individuel		2000	4000	4000	4000	4000	4000
Bio individuel		0,30	0,6	0,60	0,60	0,60	0,6		Bio individuel		800	1600	1600	1600	1600	1600
Elvarme individuel		0,40	0,8	0,80	0,80	0,80	0,8		Elvarme individuel		5000	10000	10000	10000	10000	10000
Varmepumpe proces		0,29	0,575	0,56	0,55	0,54	0,525		Varmepumpe proces		1825	3650	3650	3650	3650	3650
Olie proces		0,05	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09		Olie proces		1750	3500	3500	3500	3500	3500
Gas proces		0,05	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09		Gas proces		1750	3500	3500	3500	3500	3500
Bio proces		0,40	0,8	0,80	0,80	0,80	0,8		Bio proces		0	0	0	0	0	0
Landvind	0,99	0,95	0,91	0,89	0,87	0,85	0,83		Landvind	23900	23100	22300	22025	21750	21475	21200
Kystvind	1,73	1,61	1,50	1,44	1,39	1,33	1,28		Kystvind	39870	36945	34020	32737,5	31455	30172,5	28890
Havvind	1,92	1,78	1,64	1,58	1,52	1,45	1,39		Havvind	44300	41050	37800	36375	34950	33525	32100
Elpatron FV	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06		Elpatron FV	1070	1045	1020	995	970	945	920
Varmepumpe FV	0,66	0,63	0,59	0,58	0,56	0,55	0,53		Varmepumpe FV	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Solceller Små	1,25	1,12	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85		Solceller Små	12500	11250	10000	9625	9250	8875	8500
Solceller Medium	1,07	0,96	0,85	0,82	0,79	0,76	0,72		Solceller Medium	10660	9595	8530	8210	7890	7570	7250
Solceller Store	0,83	0,76	0,69	0,66	0,62	0,59	0,56		Solceller Store	10900	9850	8800	8450	8100	7750	7400
Air Separation Unit		10,72	21	21	21	21	21		Air Separation Unit		321716	643432	643432	643432	643432	643432
Electrolyser			1,297	0,973	0,726	0,687	0,648		Electrolyser			38908	34045	29181	24318	19454
Thermal Gasification		0,69	1,386	1,386	1,386	1,386	1,386		Thermal Gasification		25201	50402	50402	50402	50402	50402
Methanol Synthesis		0,09	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177		Methanol Synthesis		2654	5308	5308	5308	5308	5308
HeatSplitter		0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		HeatSplitter		0	0	0	0	0	0
Gassplitter		0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		Gassplitter		0	0	0	0	0	0
WaterShift		0,04	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072		WaterShift		1756	3512	3512	3512	3512	3512
BiogasPlant *1)																
Methanisering		0,09	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177		Methanisering		2654	5308	5308	5308	5308	5308
Gas turbine, simple cycle (small - medium)		0,28	0,559	0,559	0,559	0,559	0,559		Gas turbine, simple cycle (small - medium)		9288	18575	18575	18575	18575	18575
Steam Turbine		0,24	0,481	0,481	0,481	0,481	0,481		Steam Turbine		7218	14437	14437	14437	14437	14437
Varmeakkumulator		0,00							Varmeakkumulator		0					
Biogas Storage		0,00							Biogas Storage		0					
SynGas Storage		0,04	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080		SynGas Storage		0	0	0	0	0	0
O2 Storage		19,03	38,07	38,07	38,07	38,07	38,07		O2 Storage		0	0	0	0	0	0
Na-S Battery		0,23	0,460	0,46	0,46	0,46	0,460		Na-S Battery		1800	3600	3600	3600	3600	3600
Konv. kul til bio ctr. KV	0,56	0,56	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55		Konv. kul til bio ctr. KV	39600	39278	38955	38642,67	38330,22	38017,77	37705

Kun PtX/PtX og store varmpumper er detaljeret investeringsoptimeret i DK-modellen. Solceller/batterier i prosumers er analyseret i separat model. Udbygning med vind, sol og biogas er eksogent fastlagt

*1) Afhænger af brændsel. Se teknologikatalog /4/.

MODELLERING AF ENERGIVÆRK - EKSEMPEL



Nomenklatur

-  Konverteringsenhed
-  Prisområde (el, gas, fuel, brændsel mv.)
-  Lagerenhed
-  Forbrugsområde inkl. forbrugsprofil

Jf. bilags-rapport /1/ for beskrivelse af modellering

REVISIONSLISTE

Version 1.00 – 2. marts 2018**Version 1.01 – 25. marts 2018**

- Aksetitel figur 2.1 rettet til DKK/GJ

Version 1.02 – 11. april 2018

- Præcisering af hvilke dele, der optimeres i DK-model tilføjet på side 26
- Bilag 6 er opdateret med reference til pris for biogas anlæg og pris for elektrolyse

ENERGINET

Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk

