



Ea Energianalyse

Vindintegration i Danmark

Vindens værdi - og tiltag for at sikre den



Ea Energianalyse a/s





Denne rapport er udarbejdet af Ea Energianalyse a/s for Danmarks Vindmølleforening og Vindenergi Danmark, november 2014.

Indhold

1. Introduktion og sammenfatning
 - Metode
 - Resultater
2. Overblik over elmarkedet
3. Elementer i integrationsomkostningen
4. Modellering og forudsætninger
5. Centralt scenario
 - Kapacitetsudvikling
 - Nøgleparametre
 - Prisudvikling
 - Vindens værdi
6. Integrationstiltag
7. Elproduktionsomkostninger

Udarbejdet af:
Hans Henrik Lindboe, János Hethey
Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Ea Energianalyse a/s har udarbejdet rapporten som uafhængig konsulentvirksomhed og anser indholdet i denne rapport for at være velfunderet. Aktører bør dog basere sig på deres egne vurderinger, når resultater fra denne rapport anvendes. Fremskrivninger er i deres natur behæftet med stor usikkerhed og baseret på interne og eksterne antagelser på fremtidige udviklinger, som vil falde anderledes ud i realiteten.

Ea Energianalyse a/s kan ikke gøres ansvarlig for tab som følge af anvendelse af indholdet i denne rapport.

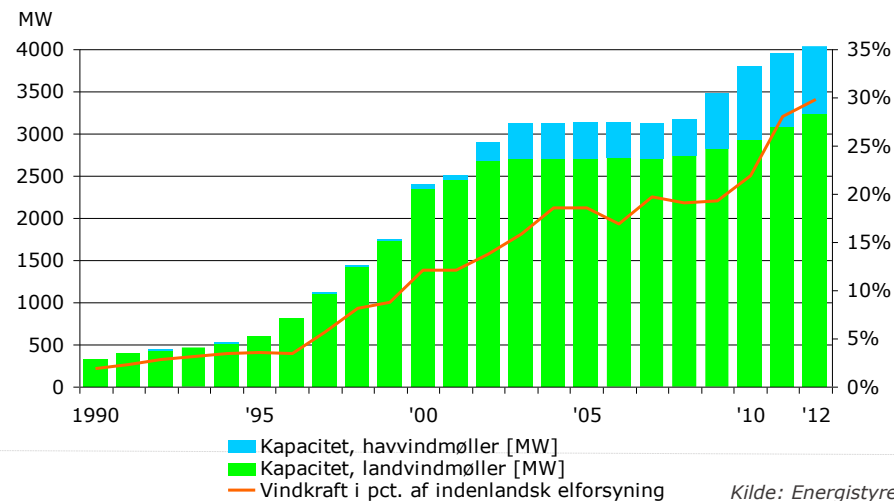
Introduktion

Denne rapport er udarbejdet af Ea Energianalyse for Danmarks Vindmølleforening og Vindenergi Danmark.

Siden midten af 1990'erne, er vindkraften i Danmark steget fra at udgøre knap 5% til ca. 33% af den indenlandske elforsyning i 2013. Energiaftalens målsætninger om at nå 50% inden 2020 vil ifølge Energinet.dk's forudsætninger for udbygning af vindkraft blive overopfyldt, og udviklingen ventes at fortsætte frem mod 2035, hvor vindkraft vil udgøre op til 84% af det klassiske elforbrug (eksklusiv elforbrug til fjernvarme, individuelle varmepumper og elbiler). Samtidig viser de såkaldte *nationale handlingsplaner for vedvarende energi* en markant VE udbygning i landene omkring os.

Elproduktionen fra vindkraftanlæg afhænger af, hvor meget det blæser, og det er velkendt, at udfordringerne ved at integrere vindkraften i elsystemet stiger efterhånden som vindkraftandelen øges.

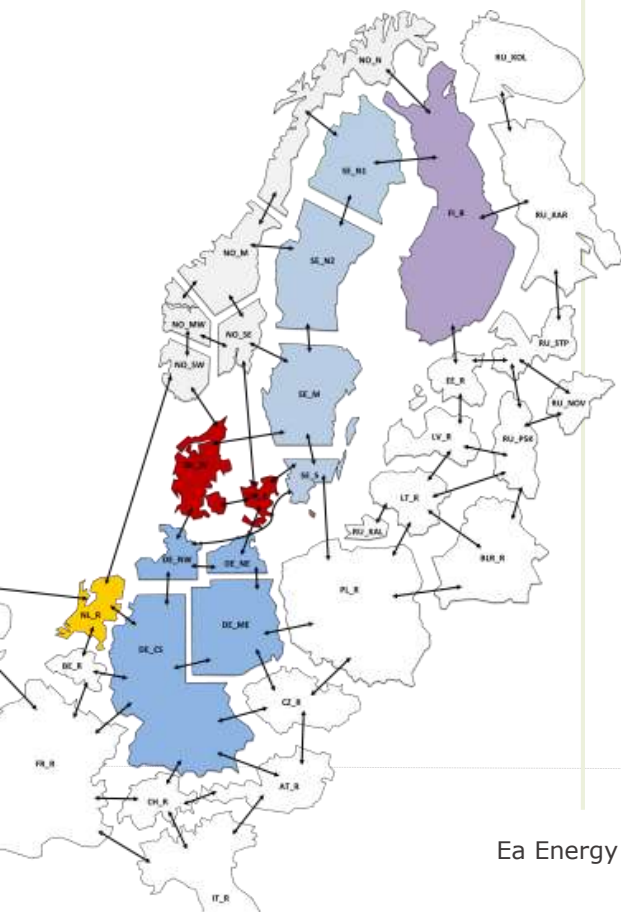
Integration af vindkraft stiller krav om et fleksibelt elsystem med tilstrækkelige kapacitet til, at efterspørgslen efter elektricitet også kan dækkes med høj sikkerhed når det ikke blæser. Omkostningen til integration af vindkraft kan bl.a. udtrykkes ved, at vindmøllerne får en lavere afregningspris i markedet end de øvrige elproducenter får som gennemsnit.



Kilde: Energistyrelsen

Metode

Modelberegninger



Beregninger og analyser er hovedsageligt udført med el- og varmemarkedsmodellen Balmorel. Modellen omfatter en repræsentation af el- og fjernvarmesystemet i Norden, Tyskland og Holland. Modellen beregner bl.a. produktion, transmission og elpriser baseret på forudsætninger for udviklingen af brændselspriser, udbygning med vedvarende energi og andre vigtige parametre.

Analysen er struktureret omkring et centralt scenarie, der beskriver en sandsynlig udvikling for el- og fjernvarmesystemerne. I dette centrale scenarie beregnes udbygningen af produktionsapparatet i en simulering med aggregeret tidsopløsning. I en række øvrige scenarier gennemføres integrationstiltag i Danmark, hvor investeringsforløbet i det øvrige energisystem fastholdes.

1. Centralt scenarie

Sandsynlig udvikling af el- og fjernvarmesystemerne under hensyntagen til planlagt og aftalt energipolitik. Tilgangen svarer i store træk til tankegangen bag IEAs New Policy Scenario, som anvendes i den årlige publikation World Energy Outlook (WEO).

2. Analyse af integrationstiltag

Integrationstiltag	Scenarioanalyse
Værdi af transmissionsforbindelser til udlandet	<ul style="list-style-type: none"> Scenarieberegning uden Cobra-kablet på 700 MW
Fleksible kraftværker (bypassdrift eller elpatroner)	<ul style="list-style-type: none"> Installation af 500 MW elpatroner i de fire største centrale områder i Vestdanmark
Udbygning med varmepumper	<ul style="list-style-type: none"> Installation af 500 MW (1500 MW varme) varmepumper i fjernvarmeområderne i Vestdanmark. Fordelt efter varmemeforbrug. Øget driftsincitament ved at fjerne afgiftsbetaling
Øget forbrugsfleksibilitet ved lave elpriser	<ul style="list-style-type: none"> Installation af 500 MW potentielt elforbrug i industrien, som kan erstatte varme fra naturgaskedler Øget driftsincitament ved at fjerne tariffbetaling

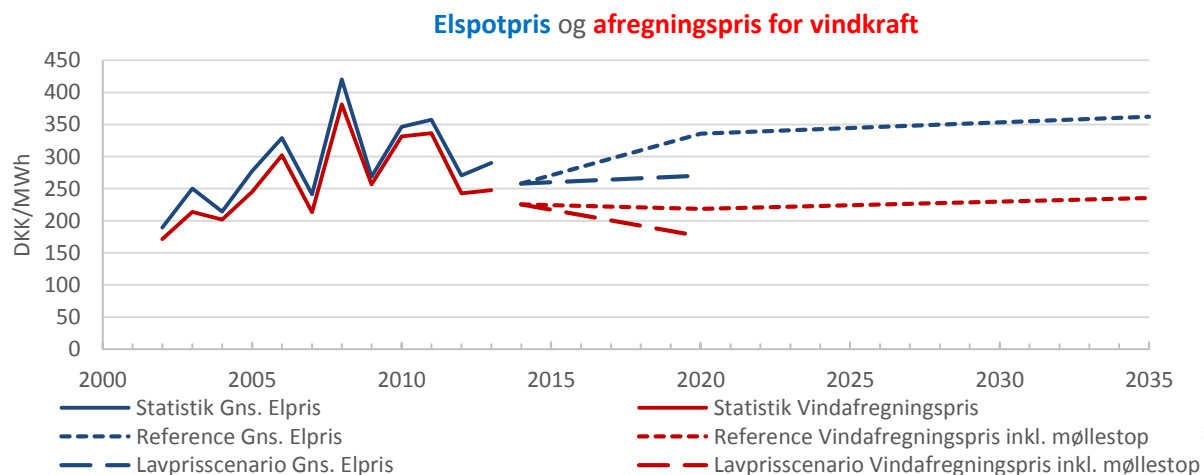
Resultater

Elprisfremskrivning

Med centrale prisforudsætninger fra IEA ses en tendens til stigende gennemsnitselpriser i Danmark og nabolande frem mod 2035. I Danmark stiger elpriserne fra ca. 23 øre/kWh i 2014 til godt 36 øre/kWh i 2035. Det er især forudsætningen om stigende priser på kul, naturgas og CO2 kvoter, der trækker elpriserne opad. Såfremt kul, naturgas- og CO2 priser fortsætter på et lavt niveau, viser beregninger i et lavprisscenario (2014 – 2020) at elprisen stagnerer.

Den markant øgede vindkraftproduktion i hele modelområdet vil påvirke elpriserne i høj grad, således at elpriserne mere end i dag svinger afhængigt af, hvor meget det blæser. Derfor vil vi se flere og flere timer med meget lave elpriser, især i de vindrige timer. Vandkraftanlæggene især i Norden, vil dog have en prisudjævnende effekt. Forskellen mellem den gennemsnitlige elpris og den gennemsnitlige afregningspris for dansk vindkraft vil, ifølge analysen, stige til op imod 35% 2020.

I et velfungerende og åbent elmarked vil elprisen udtrykke den samfundsøkonomiske værdi af elektricitet i hver enkelt time. Der kan argumenteres for, at forskellen mellem den forbrugsvægtede gennemsnitspris, og vindkraftens afregningspris, er et udtryk for omkostningerne ved integration af vindkraft. Hertil skal dog lægges de integrationsomkostninger, der ikke betales gennem elprisen, men fx betales over systemtariffen.



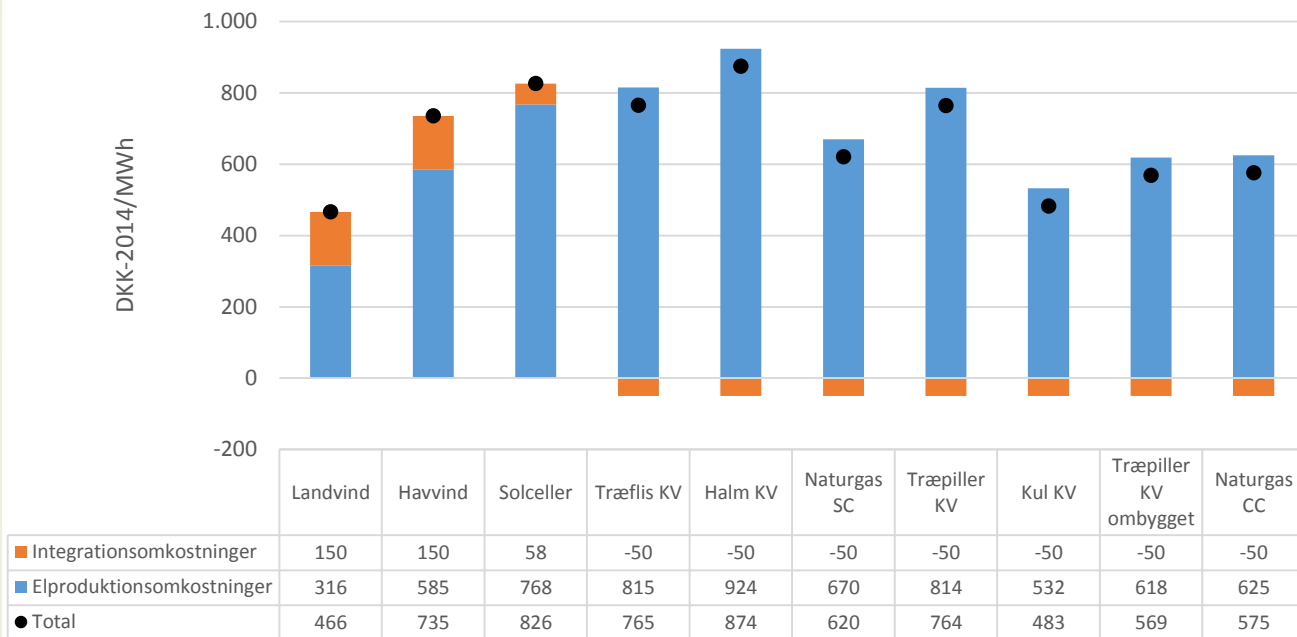
Resultater

Samfundsøkonomiske omkostninger ved elproduktion

Analyserne viser, at vindmøller på gode placeringer på land kan producere elektricitet til godt 30 øre/kWh, imens kraftvarmeværker på kul, naturgas og biomasse, har samfundsøkonomiske omkostninger på 55 – 90 øre/kWh, når brændsels- og CO₂ priser m.m. baseres på seneste fremskrivninger fra IEA og Energistyrelsen.

Analyserne viser også, at vindkraftens integrationsomkostninger udgør mere end 10 øre/kWh i perioden 2020 – 2035 (forskellen mellem vindens afregningspris og den gennemsnitlige elpris). Hertil skal lægges balanceringsomkostninger, øgede netomkostninger m.m. Disse tillægsomkostninger er anslået til under 5 øre/kWh frem mod 2035.

Selv med et samlet tillæg på 15 øre/kWh for omkostninger til vindintegration frem mod 2035, er landvind stadig den billigste VE-teknologi set fra samfundets perspektiv.



Resultater

Reducere integrationsomkostningerne

Såfremt el kan udnyttes bedre i perioder med høj vindproduktion, enten ved ændret anvendelse af el, eller ved forbedrede transmissionsmuligheder, kan samfundet potentielt spare penge samtidig med at vindmøllerne får øget indtjening. Dette kræver dog, at den samfundsøkonomiske omkostning ved at ændre elforbruget eller øge transmissionskapaciteten er lavere end gevinsten ved bedre vindintegration.

Den samfundsøkonomiske værdi af et udvalg af integrationstiltag er vurderet. I analysen af fleksibelt elforbrug er der kun set på øget elforbrug ved lave elpriser, som erstatter andet brændselsforbrug, men ikke påvirker elforbruget ved høje elpriser. Den samfundsøkonomiske værdi er baseret på sparede eller øgede omkostninger i det samlede energisystem i Norden, Tyskland og Holland og er beregnet som nutidsværdi over den analyserede periode fra 2014 til 2035 ved en rente på 5%. De analyserede omkostninger inkluderer brændsels- og CO₂-omkostninger, drift- og vedligeholdelsesomkostninger, samt investeringsomkostninger.

Resultaterne viser, at især eltransmission og varmepumper har positiv samfundsøkonomi for det samlede system. For varmepumper er det dog en forudsætning for god samfundsøkonomi, at elafgifter og nettariffer ikke ødelægger incitamentet til effektiv drift.

Især når varmepumper installeres i fjernvarmeområder hvor der konkurreres med biomassefyret kraftvarme, er de eksisterende afgifter og tilskud en hindring for at opnå god samfundsøkonomi.

Tiltag	Total investering	Samfundsøkonomisk nutidsværdi
700 MW kabel til Holland (COBRA)	4.400 mio. kr.	900 mio. kr.
Øget fleksibilitet på kraftværker (500 MW elpatroner på store kraftværker)	300 mio. kr.	500 mio. kr.
500 MW varmepumper i Vestdanmark (eksisterende tariffer og afgifter)	7.200 mio. kr.	-3.200 mio. kr.
500 MW varmepumper i Vestdanmark (uden tariffer og afgifter)	7.200 mio. kr.	1.420 mio. kr.
Fleksibelt elforbrug ved lave priser (eksisterende tariffer og afgifter)	330 mio. kr.	40 mio. kr.
Fleksibelt elforbrug ved lave priser (uden tariffer og afgifter)	330 mio. kr.	390 mio. kr.

De beregnede samfundsøkonomiske nutidsværdier i tabellen indeholder ikke skatteforvridningstab.

Resultater

Ændrede markedspriser

Priserne i elmarkedet påvirkes af de integrationstiltag, som er analyseret, hvilket har en positiv effekt for vindmøllernes afregningspris. Beregningerne viser, at etablering af 500 MW-el varmepumper i fjernvarmeområder kan øge de danske vindmøllers afregning med godt 6% i 2020, svarende til over 250 mio kr om året. Forudsætningen er, at varmepumperne drives samfundsøkonomisk efficient, altså hvor elafgifter, eltilskud og nettariffer ikke ødelægger driftsincitamentet.

På længere sigt har etablering af eltransmission (eksemplificeret ved COBRA-kablet) endnu større betydning for elprisen i de scenarier, som er analyseret. Etablering af COBRA vil øge vindmøllernes elpris med knap 8%, svarende til en øget indtægt for vindmøllerne i Danmark på ca. 550 mio kr i 2035.

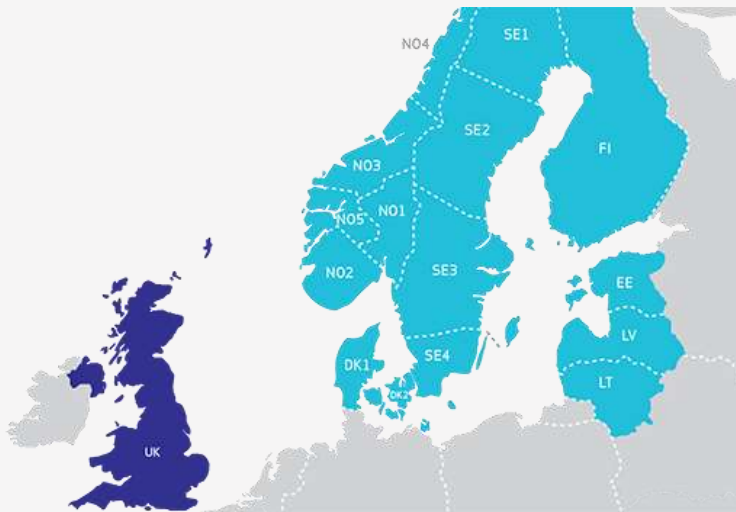
Yderligere udbygning med eltransmission er ikke analyseret.

Tiltag	Ændret indtægt fra elsalg ift. referencen (mio.kr./år)		Ændret indtægt fra elsalg ift. referencen (% af årlig indtægt)	
	2020	2035	2020	2035
700 MW kabel til Holland (COBRA)	157	549	3.7%	7.9%
Øget fleksibilitet på kraftværker (500 MW elpatroner på store kraftværker)	84	80	2.0%	1.1%
500 MW varmepumper i Vestdanmark (eksisterende tariffer og afgifter)	50	109	1.2%	1.6%
500 MW varmepumper i Vestdanmark (uden tariffer og afgifter)	264	261	6.2%	3.8%
Fleksibelt elforbrug ved lave priser (eksisterende tariffer og afgifter)	9	6	0.2%	0.1%
Fleksibelt elforbrug ved lave priser (uden tariffer og afgifter)	13	133	0.3%	1.9%



OVERBLIK OVER ELMARKEDET

Det Nordiske Elektricitetsmarked



Kilde: nordpoolspot.com

Kontinentale forbindelser

Det nordiske marked er forbundet med det kontinentale Europa.

Elektricitet bliver solgt mellem Nord Pool landene og de nordvesteuropæriske markeder gennem interaktive prisedregninger - 'market coupling'.

I det tilfælde hvor der ikke er flaskehalse i systemet, betyder 'market coupling' at vandkraft i Norge konkurrerer med atomkraft i Frankrig.

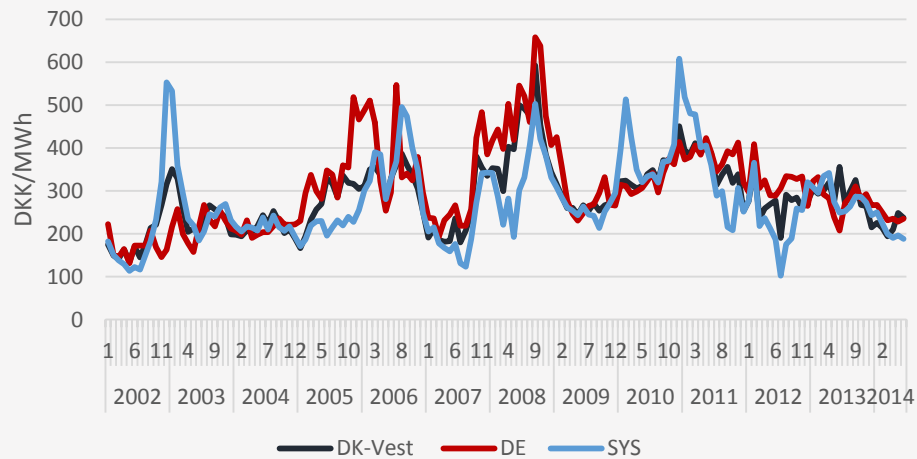
Nord Pool Spot-marked

Auktionen på elbørsen Nord Pool Spot fastlægger hver dag inkl. 12:00 elpriserne for den efterfølgende dag (24 timer). Priser bestemmes for alle budgivende regioner (se figur), ligesom der beregnes en overordnet 'system pris'.

Et prisbud bliver givet på en vis mængde (MWh) til en specifikt region.

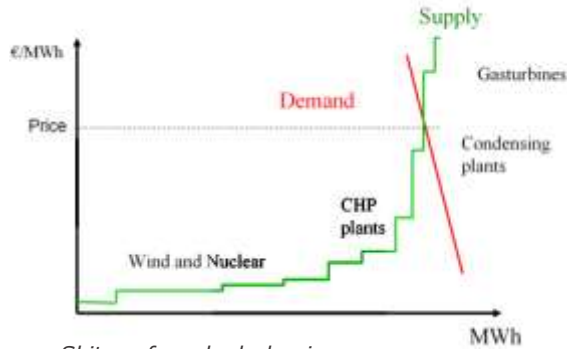
Regionspriserne er forskellige fra 'systemprisen' pga. kapacitetsbegrænsninger i transmissionskablerne mellem regionerne.

Nord Pool Spot dækker de nordiske (ekskl. Island) samt de tre baltiske lande.



Kilde: Energinet.dk. Nominelle priser.

Prisdannelse



Skitse af markeds-clearing
Kilde: Risø DTU

Udbudskurve



Elproducenter byder ind i markedet til deres kortsigtede marginalomkostninger: Brændselsomkostninger, variable D&V, CO₂-omkostninger, fratrukket subsidier. Faste eltilskud kan føre til, at producenter byder ind til en elpris under de kortsigtede marginalomkostninger, herunder også til negative priser.

Kraftvarmeværker fratrækker værdien af varmesalg, eller tilbyder varmebunden elproduktion til en lav pris.

Vind og sol byder ind til en pris tæt på nul og forskyder derved udbudskurven til højre.

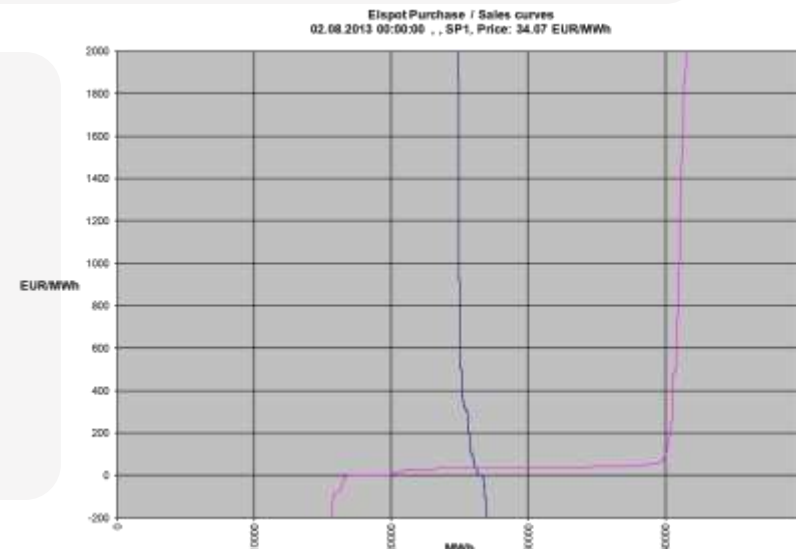
Vandkraft med reservoir byder afhængigt af forventninger til fremtidige elpriser, som vandkraften alternativt vil kunne afsættes til.

Efterspørgsel og markeds-clearing

Udbud og efterspørgsel matches ved at vælge det laveste udbud og den højeste efterspørgsel, indtil den marginale forsyningspris er lig den marginale betalingsvillighed.

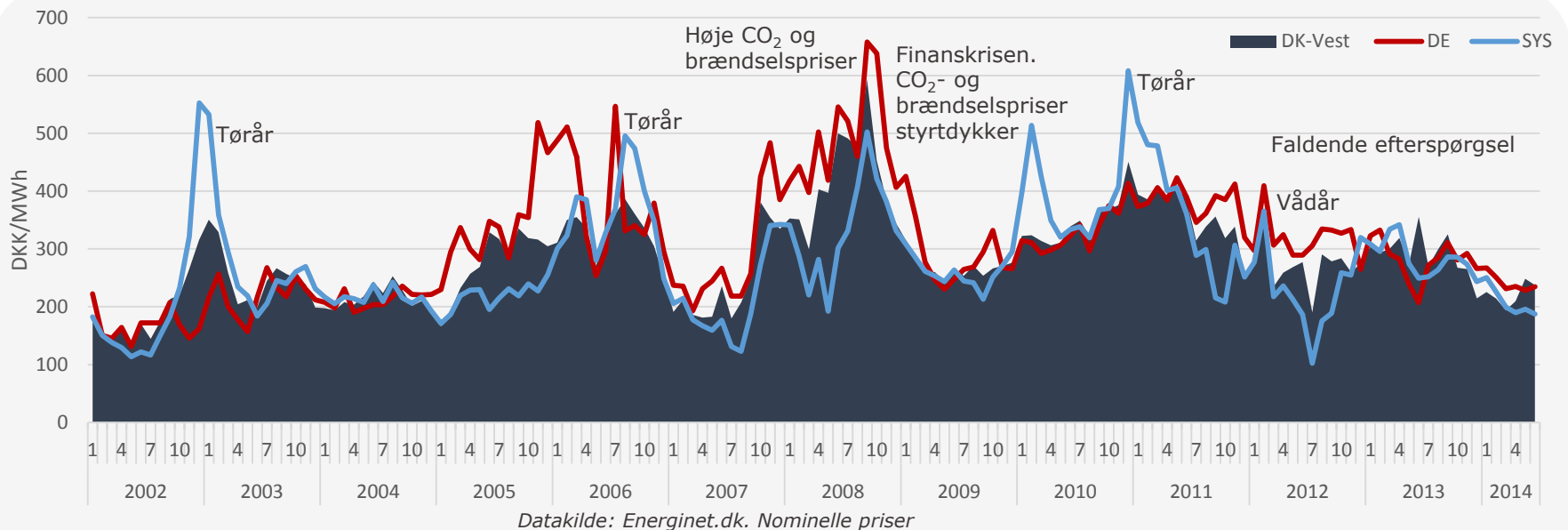
Forbrugssiden er forholdsvis uelastisk i forhold til prisen på kort sigt. Der er dog enkelte industrielle forbrugere, som kan undgå elforbrug ved at forskyde forbruget eller skifte til alternative brændsler, afhængigt af elprisen.

Ved day-ahead udbuddet er forsyningskapaciteten begrænset til det faktiske udbud. Hvis udbuds- og efterspørgselskurven ikke mødes, bliver budene reduceret på pro-rata basis. Prisen bliver herved sat af hhv. prisbunden (-500 EUR/MWh) og prisloftet (3000 EUR/MWh).



Eksempel på timebaseret markeds-clearing på baggrund af aggregerede udbuds- og efterspørgselskurver.

Historiske elspotpriser

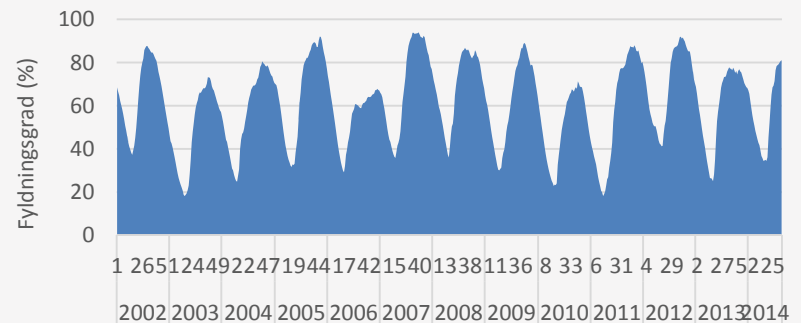


Datkilde: Energinet.dk. Nominelle priser

Nedbørsforholdene i Norden har stor indflydelse på vandkraftproduktionen og dermed elpriserne

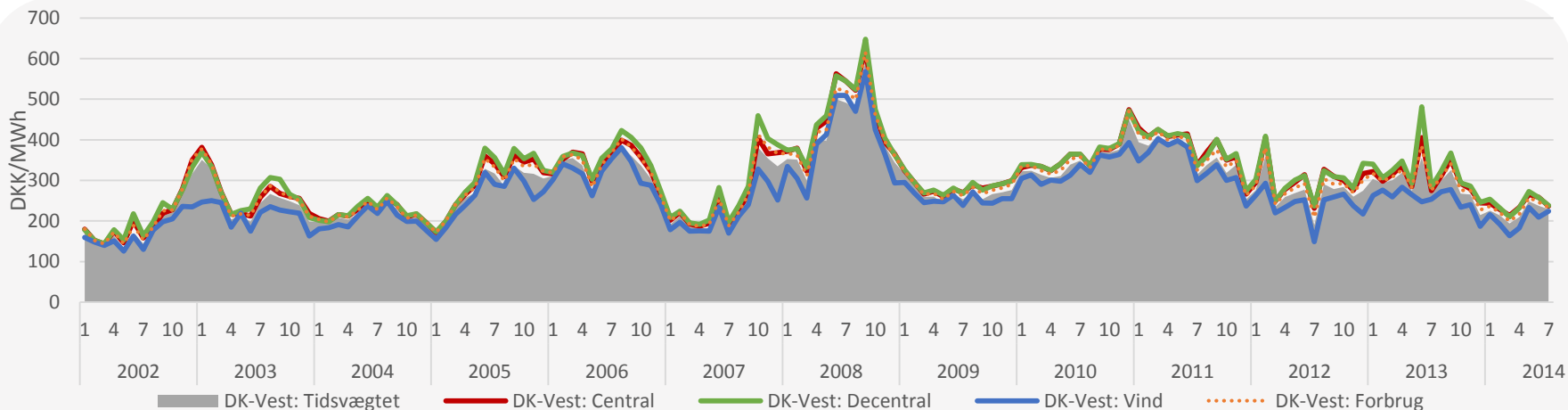
- I tørre år øger Sverige, Finland og Norge netto-importen for at kompensere for lavere vandkraftproduktion.
- I våde år betyder overskuddet af vandkraftproduktion, at udbudspriserne og dermed elpriserne bliver lavere.

Udover tilgængeligheden af vandkraftproduktion har især brændsels- og CO₂-priser indflydelser på kortsigtede variationer i markedsprisen. Dertil kommer at enkelte områder kan være påvirket af tilgængeligheden af transmissionskapacitet.



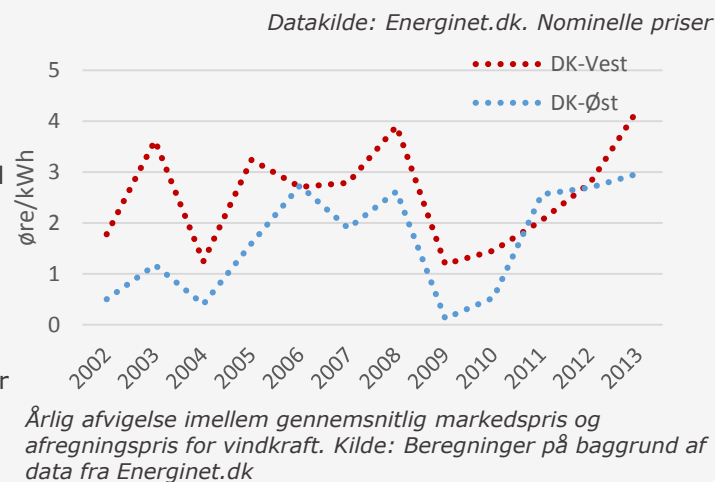
Fyldningsgrad i norske vandkraftmagasiner (% af kapaciteten). Kilde: NVE.no

Elpriser for forskellige producenter



Det simple gennemsnit af elprisen på timebasis giver en første indikation af markedspotentialet for salg af el. Da elpriserne varierer time for time vil den gennemsnitlige afregningspris på måneds eller årsbasis for forskellige producenter dog variere - afhængigt af produktions- og elprisprofil.

- Regulerbar produktion med høje kortsigtede marginalomkostninger byder ind til høje priser og opnår en forholdsvis høj afregningspris i relativt færre timer.
- Regulerbare teknologier med lave kortsigtede marginalomkostninger opnår lavere afregningspriser i gennemsnit, men producerer i flere timer.
- Afregningsprisen for fluktuerende produktion afhænger af sammenfald mellem tilgængelighed af ressourcen (vind eller sol) og elprisernes variation. Vind opnår generelt lavere priser, da der på samme tid er et højt udbud af vindproduktion i et større område. Variationen af solproduktion har fordel af større sammenfald med forbrugsspidser.



Elpriser for forskellige producenter

Lavere priser for vind



Den gennemsnitlige årlige afvigelse i forhold til den tidsvægtede markedspris for forskellige producenter siden 2002 fremgår af tabellen nedenfor.

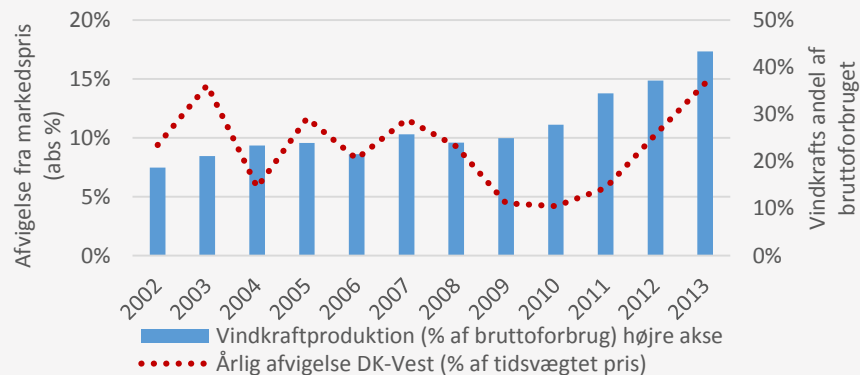
	Central	Decentral	Vind	Sol	Export	Import
DK-Vest	7%	9%	-9%	8%	-7%	0%
DK-Øst	8%	8%	-6%	9%	-13%	2%

Afregningspris for forskellige producenter

Afregningsprisen for vindkraft påvirkes af mængden af vindkraft i systemet (nationalt og internationalt), transmissionsmulighederne, samt systemets evne til at tilpasse produktion og forbrug til vindkraftproduktionen. Manglende evne til at tilpasse forbrug eller produktion til vindkraftproduktion fører til lavere markedspriser for alle aktører i de pågældende timer og er derfor ikke kun et emne for vindkraftproducenter.

Afvigelserne imellem den gennemsnitlige markedspris og den produktionsvægtede markedspris for forskellige producenter varierer fra år til år. Siden 2002 har vindkraft haft en afregningspris under den gennemsnitlige markedspris:

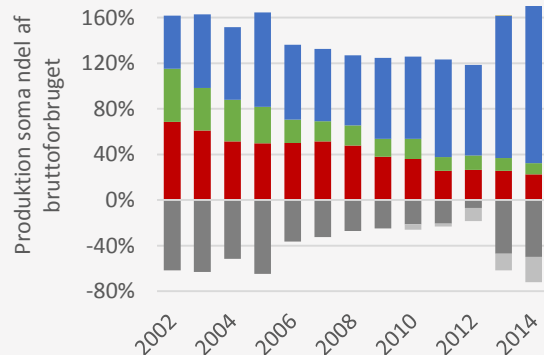
- 4 - 15 % lavere i Vestdanmark
- 0 - 10 % lavere i Østdanmark



Afregningspris og årlig vindkraftproduktion for Vestdanmark.
Kilde: Beregninger på baggrund af data fra Energinet.dk

Integration af vindkraft

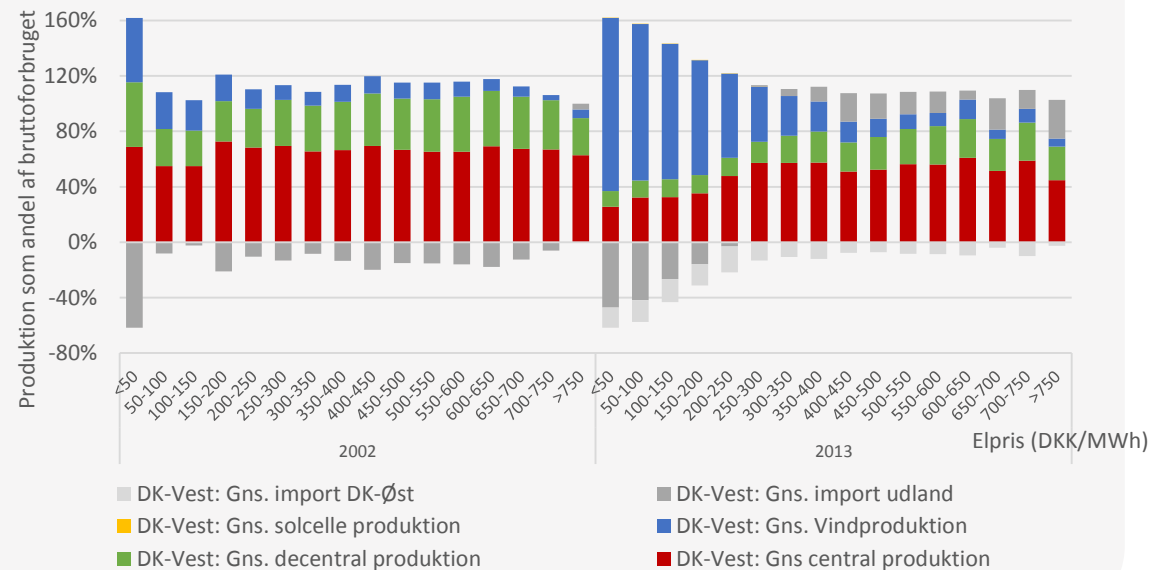
Systemets tilpasningsevne



Figuren ovenfor viser udviklingen af produktionssammensætningen fra 2002 ved spotpriser på under 50 DKK/MWh. Der fremgår en stigende andel vindproduktion, som også er steget i absolutte tal, samt en faldende andel af central og decentral produktion. Vigtige faktorer for denne udvikling vurderes at være bl.a. kraftværkernes markedsforhold, herunder overgang fra treledstarif til spotprisafregning, samt større incitament til varmeproduktion på kedler for at undgå varmbunden elproduktion (som følge af elpatronloven fra 2009).

Udvikling i retning af bedre tilpasning

Figuren nedenfor illustrerer sammensætningen af produktion og import/eksport ved forskellige prisintervaller for Vestdanmark i hhv. 2002 og 2013. Det fremgår, at andelen af termisk produktion ved lave priser var forholdsvis høj i 2002. I 2013 er både de centrale og de decentrale værkers produktion som andel af bruttoforbruget betydeligt mindre i de lave prisintervaller. I Østdanmark ses lignende tendenser, som dog ikke er helt så tydelige.



Produktionssammensætning ved forskellige prisintervaller.
Kilde: Beregninger på baggrund af data fra Energinet.dk

Finansielle markeder

Aktuelle forwardpriser



De årlige forwardpriser for systemprisen i DKK/MWh fremgår af tabellen nedenfor.

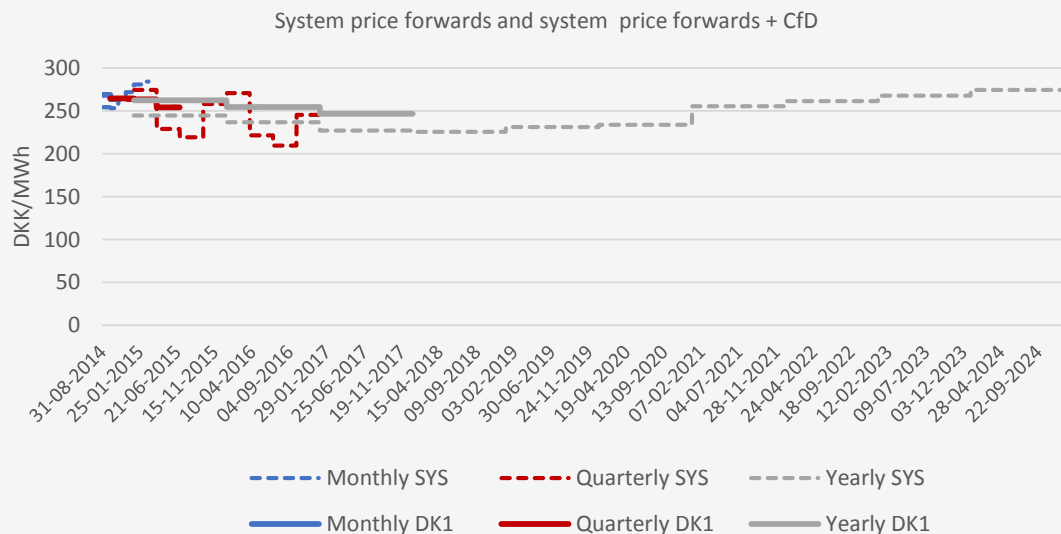
	DKK/MWh*
2015	245
2016	237
2017	227
2018	225
2019	231
2020	234
2021	255
2022	261
2023	268
2024	275

* Closing prices 2014-08-31

Elpriser i Vestdanmark

De finansielle markeder på NASDAQ OMX giver et indblik i markedet forventning til de fremtidige elpriser.

Forwardkontrakter kan kun tegnes for den nordiske systempris på månedlig, kvartalsvis eller årlig basis (Monthly SYS, Quarterly SYS, Yearly SYS). Forwardprisen for Vestdanmark kan afspejles ved at tillægge en CfD (Contract for difference) for Vestdanmark til systemprisen. Denne er dog kun tilgængelig til udgangen af 2017. Figuren nedenfor viser markedsdata for den 31.08.2014.



Forwards for systemprisen og systempris + CfDs for Vestdanmark. Nominelle priser. Kilde: nasdaqomx

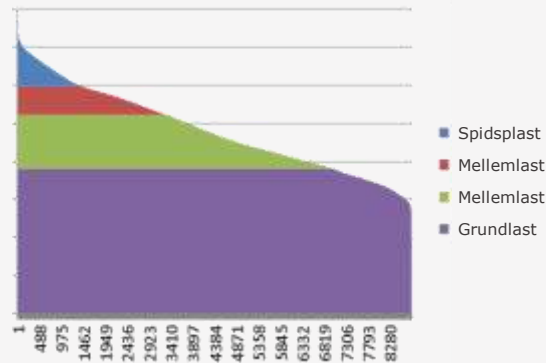


Vindkraft i energisystemet

INTEGRATIONSOMKOSTNINGER

Integration af vindkraft

Et effektivt elsystem



Et elsystem består af forskellige elproduktionsteknologier med forskellige karakteristika. Traditionelt opdeles i grundlastanlæg, mellemlastanlæg, spidslastanlæg og reserver.

I et velfungerende elmarked i balance, indstiller der sig en ligevægt, således at de marginale teknologier, over elprisen, lige præcis får dækket deres faste og variable omkostninger.

Vindkraft påvirker elmarkedet således, at de "traditionelle" teknologier skal indstille sig i en ny balance. Omkostningerne hertil, samt til øgede netinvesteringer, kan defineres som vindkraftens integrationsomkostninger.

Integrationsomkostninger

Fem udfordringer ved vindkraft

Når mængden af vindkraft øges i elsystemet er der følgende fem integrationsudfordringer, der skal håndteres:

- Der skal være et tilstrækkeligt stærkt net til at transportere vindkraften dertil, hvor efterspørgslen er, samt til teknisk håndtering af vindkraften (selve nettet, samt netkomponenter til teknisk håndtering af vindkraft, herunder spændingsstabilitet og kortslutningseffekt)
- Der skal være tilgængelige reguleringsressourcer, der håndterer vindens uforudsigelighed (balancering).
- Der skal være tilstrækkelig fleksibilitet i elsystemet for at håndtere vindkraftens fluktuationer (ramp-rates).
- Elforsyningen skal også fungere i perioder, hvor det ikke blæser (effekttilstrækkelighed)
- Vindkraften skal have højest mulig værdi, også i perioder hvor det blæser (nyttiggøre vinden)

Punkterne c-d vil i et vist omfang være internaliseret i elprisen. En udtømmende vurdering af vindkraftens integrationsomkostninger vil kræve gennemregning af scenarier henholdsvis med vindkraft og uden vindkraft.

Men forskellen mellem vindmøllernes indtjening i et effektivt elmarked, der er i langsigtet balance, og den gennemsnitlige elpris i dette marked, giver efter vores vurdering et retvisende billede af omkostningerne ved punkterne c-d.

Ved anvendelse af Balmorel-modellen, findes ikke omkostningerne ved punkt b. (balancering), og kun delvist ved punkt a. (net) og c (fleksibilitet i systemet). Modelresultaterne skal derfor justeres med anslåede omkostninger hertil. Det anslås, at omkostninger til punkt b og c kan estimeres ud fra de aktuelle balanceringsomkostninger til vindkraft, da det er de samme typer kraftværker, der kan levere de to typer ydelser.



Balmorel modellen

MODELLERING, FORUDSÆTNINGER OG INPUT

Balmorel-modellen

Balmorel er en markedsmodel der anvendes til analyser af internationalt forbundne el- og kraftvarmesystemer. Anvendelser af modellen inkluderer såvel langsigtede planlægningsscenarier, som kortsigtede driftsanalyser.

Modellen beregner produktion, transmission og forbrug af el og varme

El- og varmepriser kan analyseres ud fra de marginale omkostninger i systemet, under forudsætning af optimal konkurrence og markeds-clearing.

Modellering af el- og fjernvarmesystemer



- Driftoptimering på timebasis
- Optimale investeringer i produktions- og transmissionskapacitet.
- Prisdannelse ud fra partiel ligevægtsmodellering, som muliggør markeds og aktøranalyser.

Modelforudsætninger



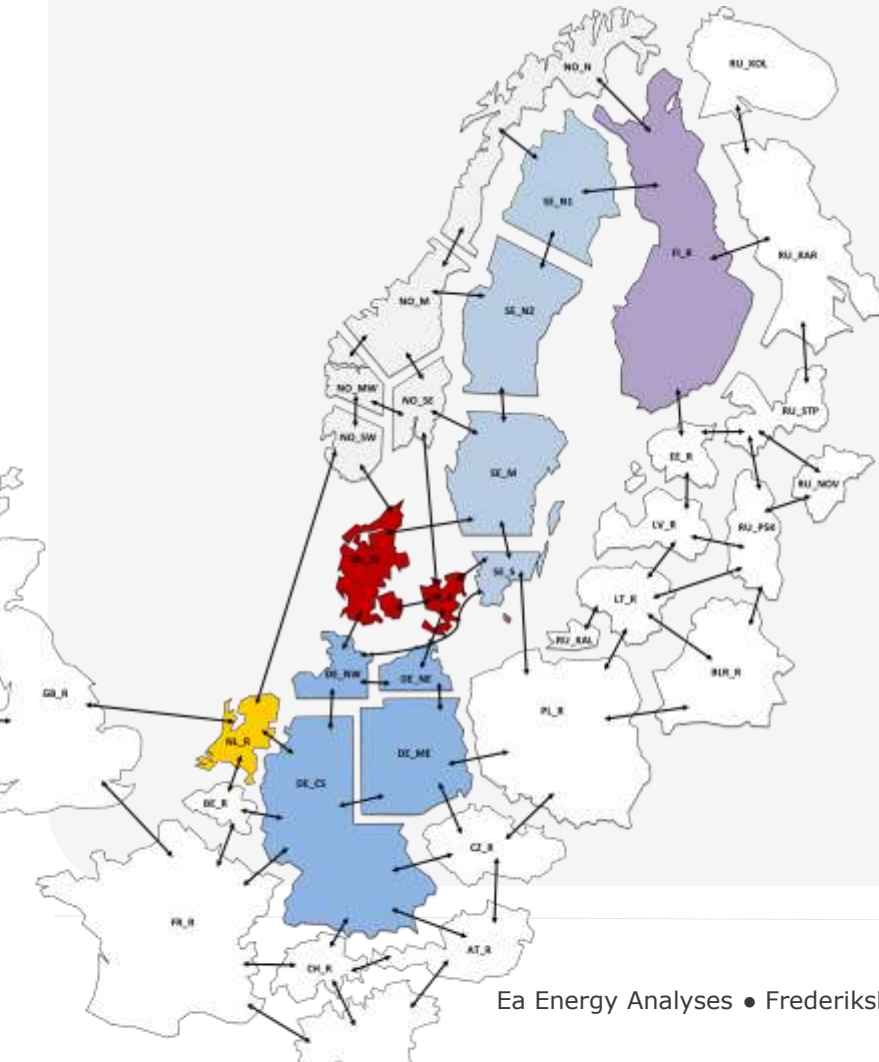
- Eksisterende produktionskapaciteter og tilhørende tekniske og økonomiske data, investeringsmuligheder (inkl. ombygning af eksisterende kraftværker) og teknologiudvikling.
- Data om transmissionssystemet og muligheder og omkostning for etablering af ny kapacitet.
- Prognoser for udvikling af el- og fjernvarmeforbrug.
- Prognoser for brændsels- og CO₂-priser.
- Enerkipolitikker, afgifter og tilskud

Tidligere anvendelser af modellen inkluderer emner som:

- International elmarkedsudvikling
- Analyser af vindintegration
- Analyser af forsyningssikkerhed
- Betydningen af forbrugsfleksibilitet
- Betydningen af naturgas
- Udbygningen af eltransmissionskapaciteten
- Marked for grønne certifikater
- Elbiler i elsystemet
- Evaluering af miljø- og energipolitikker.

Internationalt perspektiv

Modellering af transmissionsbegrænsninger



Udviklingen i det internationalt forbundne el- og energisystem har væsentlig betydning for udviklingen i enkelte områder.

- Modelberegningerne i denne rapport omfatter Norden, Tyskland og Holland.
- De enkelte lande er opdelt i regioner, som afspejler de væsentligste transmissionsbegrænsninger. Det giver forskellige elpriser i forskellige regioner, såfremt transmissionen imellem regionerne udgør en flaskehals.
- Modellering af priszoner svarer til det nordiske elmarked. Elmarkedet i Tyskland er i realiteten kun opdelt i én priszone. Transmissionsbegrænsninger håndteres efterfølgende af TSO'erne, bl.a. vha. modhandel imellem regioner og ved justering af handelskapacitet til nabolande.
- Modellens elpriser for forskellige regioner vil derfor ikke kunne oversættes direkte til tyske markedspriser. Produktionsfordeling og transmission til nabolande er dog sammenlignelige, såfremt TSO'ernes modhandel og begrænsning af handelskapaciteter håndteres optimalt. Modellering af Tyskland som én priszone uden repræsentation af TSO'ernes modhandel og begrænsning af handelskapaciteter ville give urealistiske resultater, da der ikke ville tages højde for flaskehalse i det interne tyske net.

Elpriser og marginale produktionsomkostninger

Balmores resultater inkluderer marginale omkostninger ved modellens ligninger. Marginal værdien på ligningen der sikrer at elforbruget forsynes kan fortolkes som elprisen i et ideelt marked. Niveaulet opstår som en ligevægt med de marginale produktionsomkostninger, som emulerer markedsaktørernes incitamenter for budgivning i markedet, samt mekanismen for markedsclearingen.

I en såkaldt investeringskørsel dannes priserne i en ligevægt, hvor indtægten på nyinvesterede anlæg kan dække de fulde omkostninger inklusiv kapitalomkostninger. Dermed kan priserne i perioder med anstrengt effektbalance ligge væsentligt over de kortsigtede marginale produktionsomkostninger. På sigt må det forventes, at priserne svinger over og under den langsigtede ligevægt.

Forskellige typer kørsler

- Elpriser beregnet i modelkørsler uden endogene investeringer er typisk lavere end i en modelkørsel med endogene investeringer. Dette gælder også selvom el- og varmeproduktionen fordelt på brændsler og teknologier og dermed også de samlede omkostninger for at drive systemet er uændrede.
- Modelberegnete investeringer i produktions- og transmissionskapacitet kan overføres til en modelkørsel uden endogene investeringer. Hermed kan isolerede tiltag analyseres. Hvis tiltaget rykker væsentligt ved ligevægten fra investeringskørslen, modellens elpris ændre sig markant - især i vandkraftintensive systemer hvor lagring medfører tæt sammenhæng imellem priser over tid.

Fortolkning af modelresultater



- Beregning med mulighed for investering i produktions- og transmissionskapacitet
- Elpriser svarer til langsigtede marginale produktionsomkostninger
- Beregning med kun givne produktions- og transmissionskapaciteter
- Elpriser svarer til kortsigtede marginale produktionsomkostninger i hver time

I et marked med tilstrækkeligt fleksibelt forbrug konvergerer de langsigtede og kortsigtede marginalomkostninger.

Vandkraft

Vandkraft med reservoir fungerer som et ellager. Budgivningen fra vandkraftanlæg afhænger af fremtidige indtjeningsmuligheder, hvilket giver ligevægt over tid.

Mulige koblinger imellem kørsler m/u investering:

- Fastholdt vandmængde: Ligevægten beregnet i en investeringskørsel forstyrres, med den konsekvens at elprisen er udtryk for et marked i uligevægt.
- Fastholdt budpris fra vandkraftproduktion, med mindre ændringer i årlig vandkraftproduktion. Dog mere repræsentativ for langsigtet ligevægt.

Hoveddrivere og principper



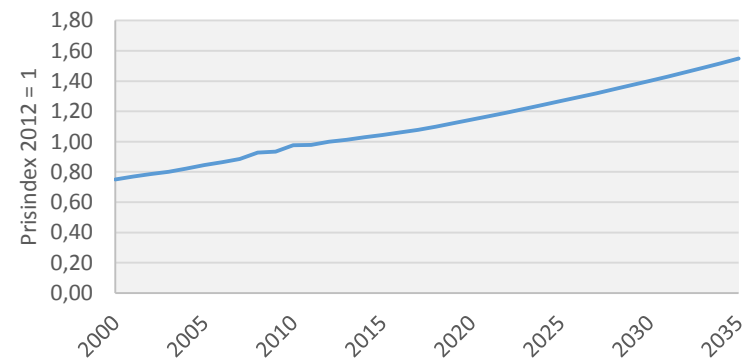
Markedsdrivere

- *Elforbrug*: Flad udvikling
- *Udfasning af kapacitet*:
 - Eksogen fastlagt afvikling af kapacitet erstattes af modelbestemte investeringer
 - Modellen har muligheder for at afvikle urentabel kapacitet
- *Brændselsprisudvikling*: Konvergens fra aktuelle priser til WEO 2013 'New Policies Scenario'

Politiske drivere

- *CO₂-priser*: Konvergens fra nuværende prisniveau til WEO 2013 'New Policies Scenario'
- *Udvikling af vedvarende energi*:
 - Danmark: Afgifter + tilskud. Vind og sol frem til 2035 baseret på Energinet.dk
 - Tyskland: Udvikling baseret på TSO'ernes rammeforudsætninger for netudviklingsplanen 2015. Kraftig udbygning frem til 2035.
 - Øvrige nabolandende: Nationale VE-handlingsplaner frem til 2020. Efter 2020 er udviklingen baseret på et generelt eltilskud svarende til det danske biomasse-tilskud. (150 DKK/MWh i 2014 faldende til 100 DKK/MWh i 2015 pga. inflation)
- *Atomkraft*: Afvikling af atomkraft i Tyskland, bevarelse af eksisterende kapacitet i Sverige, yderligere udbygning i Finland

- Teknologiuudvikling i form af omkostningsreduktion og højere effektivitet: Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog.
- Kapitalomkostninger: 5% real-rente og økonomisk levetid på 20 år for nye produktionskapacitet
- Priser vises generelt i faste 2014-DKK, med mindre andet er angivet
- Omregning af priser fra andre kilder i nominelle priser omregnes vha. Energistyrelsens forudsætninger for inflationen (BVT-deflator) på omkring 2% per år.



Energistyrelsens BVT-deflator

Overblik forudsætninger



Forudsætninger

	2020	2035
Politiske målsætninger	Elproduktion fra vind udgør mindst 50 % af det endelige elforbrug	Kul udfaset i 2030. Naturgas tilladt, men anvendelse stærkt reduceret i 2035.
Afgifter på fossile brændsler	64-70 kr./GJ brændsel	64-70 kr./GJ brændsel
Afgift el	34 øre/kWh el	34 øre/kWh el
PSO el	13 øre/kWh el	13 øre/kWh el
CO₂-kvoter	44 kr./ton	237 kr./ton

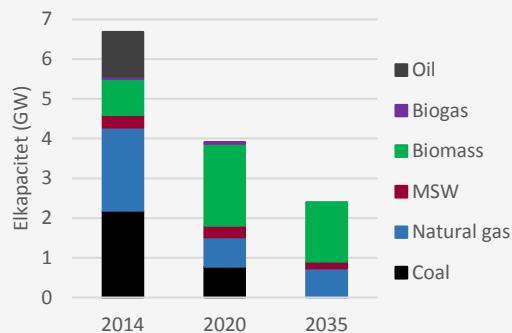
Brændselspriser

DKK/GJ	2014	2020	2035
Kul	21	25	26
Brunkul	10	13	13
Naturgas	65	72	77
Fuelolie	98	110	126
Letolie	127	139	155
Halm	42	45	51
Træflis	49	53	60
Træpiller	67	69	74

Energistyrelsens BVT-deflator

Forudsætninger for kapacitetsudvikling i elmarkedet

Omstilling af elsystemet

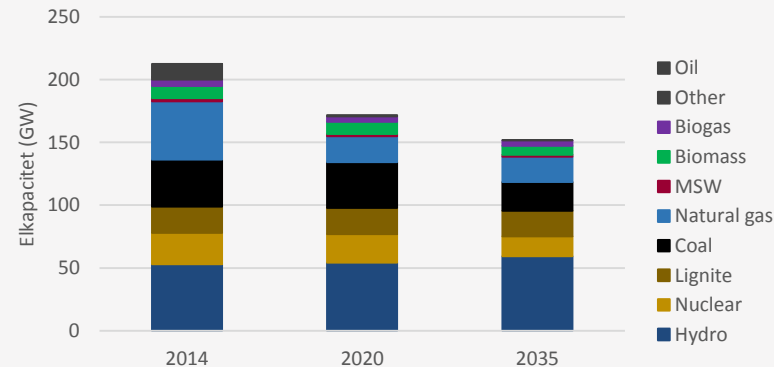


Udviklingen af den eksisterende elkapacitet for termiske værker i Danmark. Eksogen fastlagte forløb samt endogen udfasning, ekskl. endogene nye investeringer

For de omkringliggende lande er der forudsat en gradvis udfasning af den eksisterende kapacitet efter endt teknisk levetid. Samtidig forudsættes en opnåelse af de udmeldte målsætninger for andelen af VE-produktion (nationale handlingsplaner). Specielt forudsættes i Tyskland en gennemførelse af udfasningen af atomkraft og kraftig udbygning med vindkraft i tråd med de seneste aftaler af den store koalition (Energiewende).

Eksogen og endogen fastlæggelse af kapacitet

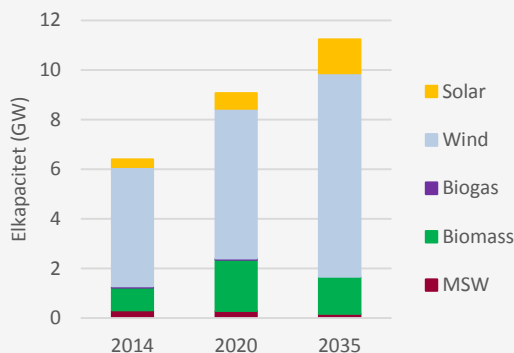
Udviklingen for kapaciteten i elmarkedet læner sig op da Energinet.dks analyseforudsætning, som er udgivet i maj 2014 og opdateret i september 2014. Der forudsættes en omstilling af centrale kraftværker til biomassefyring, som hovedsageligt er baseret på officielle udmeldinger fra de involverede aktører. Udviklingen for især Nordjyllandsværket, Fynsværket og Esbjergværket er i dag usikker og er her baseret på en modelberegning for økonomien ved omstilling til biomasse. For de decentrale værker regnes med en delvis udfasning af eksisterende kapacitet, som til dels bliver erstattet med varmepumper. Dette forløb er beregnet med Balmorelmodellen (se figur til venstre), men viser de samme tendenser, som Energinet.dks analyseforudsætninger.



Udviklingen af den eksisterende elkapacitet for termiske værker og vandkraft i Norden, Tyskland og Holland (ekskl. pumped storage). Eksogen fastlagte forløb samt endogen udfasning, ekskl. endogene nye investeringer

Udvikling af VE i systemet

VE i Danmark

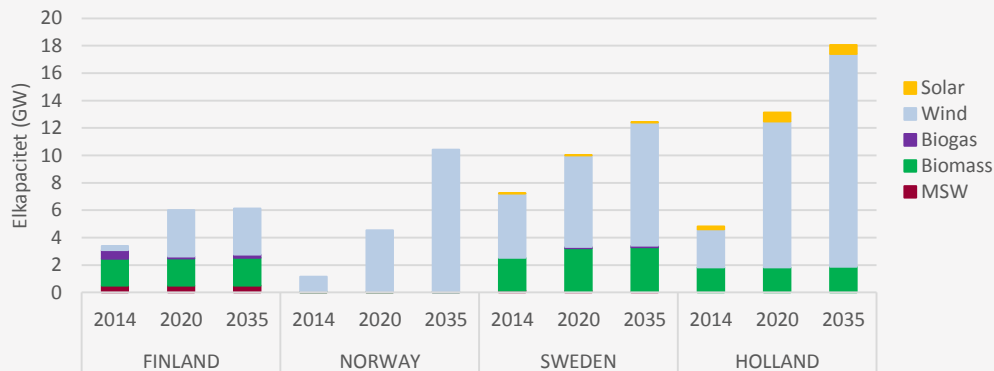


MSW= Municipal solid waste (Affald)

For de øvrige nordiske lande er udviklingen af VE baseret på de nationale handlingsplaner for VE (NREAPs). Her angives den ønskede elproduktion fra forskellige VE-kilder. Figuren til højre viser de estimerede kapaciteter, der er nødvendige for at opfylde landenes NREAPs. Antallet af fuldlasttimer er bestemt endogen i modellen, og NREAPs kan således også opfyldes med højere eller lavere produktionskapaciteter (især biomasse). Efter 2020 drives udviklingen af VE af et elpristilskud.

Forudsætninger

Forudsætningerne for udviklingen af kapaciteten for vind og sol er bl.a. baseret på udmeldinger fra Energinet.dk (se figur på venstre side). Den viste kapacitet for biomasse inkluderer de eksisterende værker, samt ombygninger af eksisterende værker (endogene og eksogene). Endogene nyinvesteringer er ikke vist.



Udvikling af VE i systemet

VE i Tyskland



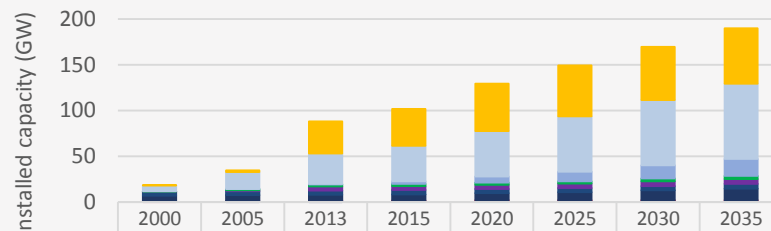
Målsætninger i den tyske VE-lov:

- Offshore vindkraft: 6,5 GW for 2020 and 15 GW for 2030.
- Nettoudbygning med onshore vindkraft på 2500 MW per år.
- Udbygning af biomasse kraftværker med 100 MW per år.
- Udbygning af solceller med maximalt 2500 MW pr. År. Ved 52 MW total kapacitet forventes udviklingen at blive bremset.

Energiewende

Udviklingen af VE i Tyskland er bestemt af den såkaldte Energiewende, der sigter mod en omstilling af systemet fra kul og atomkraft til at være baseret på 80% VE i 2050. Forudsætningerne, der anvendes i denne analyse, er baseret på analyserammen for den tyske netudviklingsplan for 2015, udviklet af de transmissionsansvarlige, hvor der tages højde for de politiske målsætninger. Analyserammen er dog endnu ikke blevet godkendt af regulatoren.

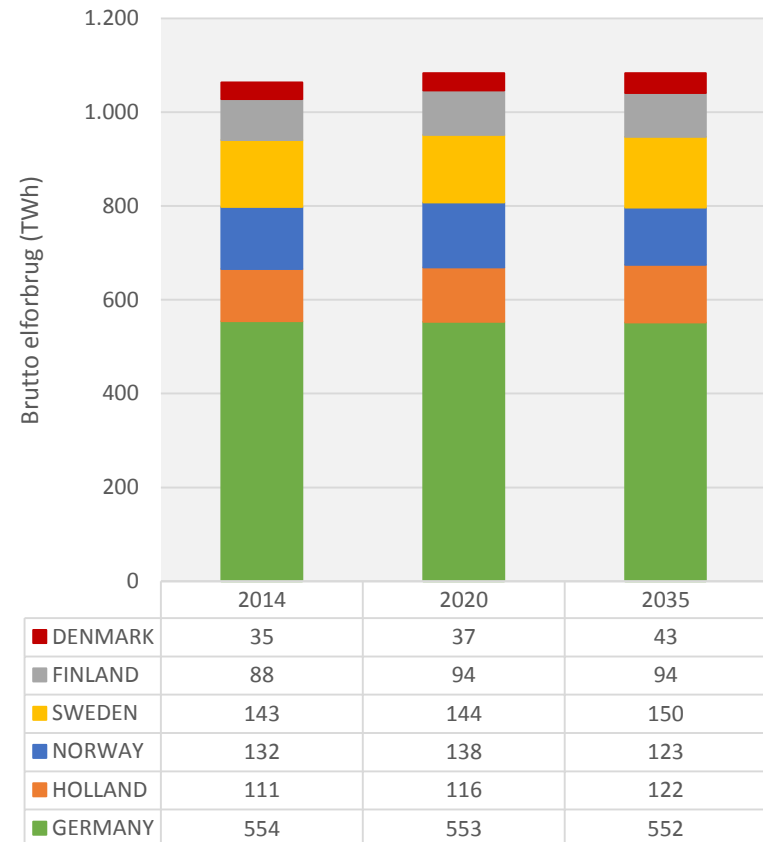
I Tyskland er støtten til VE fastlagt i loven for fornybar energi, som har til formål at øge andelen af VE i elsystemet til 40-45% i 2025 og 55-60% i 2035.



	2000	2005	2013	2015	2020	2025	2030	2035
Solar	0	2	35	40	52	56	58	61
Wind onshore	6	18	33	39	49	60	71	82
Wind offshore	0	0	1	3	7	11	15	19
Biomass	0	1	2	2	3	3	3	3
Biogas (and other RE gases)	0	1	4	4	4	5	5	5
Hydro RoR + Res	4	4	5	5	5	5	5	5
Hydro pumped storage	6	6	6	7	8	9	11	13
Municipal solid waste	1	1	2	2	2	2	2	2
Geothermal	0	0	0	0	0	1	1	1

Elforbrug

- Udviklingen af elforbruget er baseret på de nationale handlingsplaner for vedvarende energi (NREAPs) indtil 2020.
- Udviklingen efter 2020 er baseret på et studie for BASREC* med bidrag fra de involverede lande.
- Udviklingen i Danmark er baseret på Energinet.dk's analyseforudsætninger
 - Inkluderer moderat introduktion af elbiler og individuelle varmepumper
- I alt er udviklingen af elforbruget i de lande, der er inkluderet i analysen, forholdsvis konstant.
 - Dækker over både elbesparelser i konventionelt elforbrug og introduktion af nyt elforbrug til elbiler og individuelle varmepumper



*Baltic Sea Region Energy Cooperation

Modellering af fjernvarme og kraftvarme i Danmark



Kraftværker i central kraftvarmeområder i Danmark

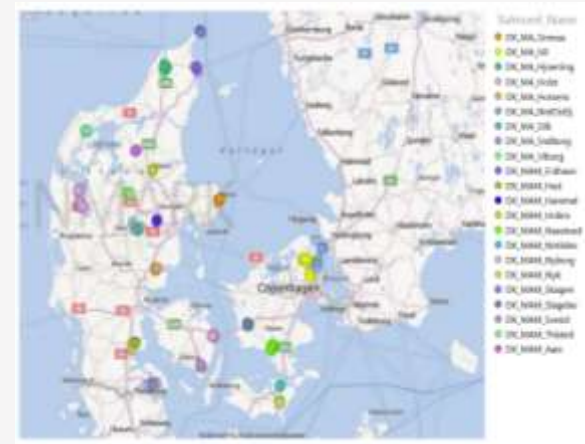
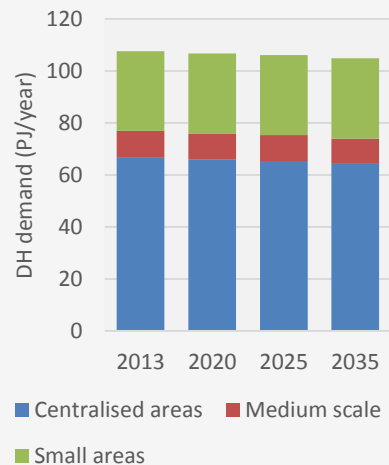
Udover fjernvarmeområderne og de tilknyttede produktionsenheder er industriel kraftvarme repræsenteret i to separate områder i hhv. Øst og Vestdanmark.

Data for de eksisterende kraftværker og fjernvarmeforbrug er baseret på producenternes indberetning til Energistyrelsen i 2011 (Energiproducenttællingen). Kendte ændringer siden 2011 er også inkluderet.

I Danmark er der ca. 420 forskellige fjernvarmeområder med adskillige produktionsenheder i hvert område.

11 centrale områder står for ca. 62% af det totale fjernvarmeforbrug, ca. 10 % af fjernvarmeforbruget er i mellemstore områder med et årligt forbrug over 1 PJ, og ca. 28 % af fjernvarmeforbruget er i mindre decentrale områder.

De centrale og mellemstore områder er repræsenteret individuelt i modellen, mens de små decentrale områder er aggregeret efter typen af de primære produktionsenheder i områderne. Alle områder med affaldsforbrænding er dog repræsenteret individuelt, uanset det årlige varmeforbrug.



Kraftværker i mellemstore kraftvarmeområder i Danmark

Scenariosetup

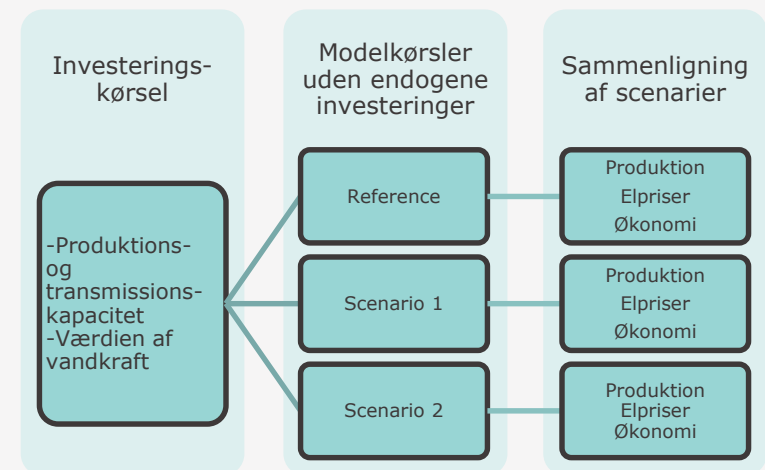
Centralt scenario

Beregninger i dette studie er baseret på et centralt scenario, der anvendes til at bestemme den generelle udvikling af el- og fjernvarmesystemet i form af investeringer i produktions- og transmissionskapacitet. De beregnede investeringer fastlåses efterfølgende, og beregninger på alternative scenarier foretages således under forudsætning af uændrede investeringer i produktions og transmissionskapacitet, bortset fra de eksplicit ændrede forudsætninger.

Elpriser vist i denne rapport, er baseret på kørslerne uden endogene investeringer og fortolkes derfor som de kortsigtede marginale produktionsomkostninger i systemet.

Sammenhængen mellem investeringskørslen og scenarieberegningerne:

- Modelkørsel med endogene investeringer:
 - Investeringer fastlægges
 - Værdien af vandkraft beregnes
- Modelkørsel uden endogene investeringer:
 - Investeringer og værdi af vandkraft fra ovenstående modelkørsel anvendes.
 - Resultater for elproduktion, elpriser og økonomi



Scenariosetup for transmissionsanalyser

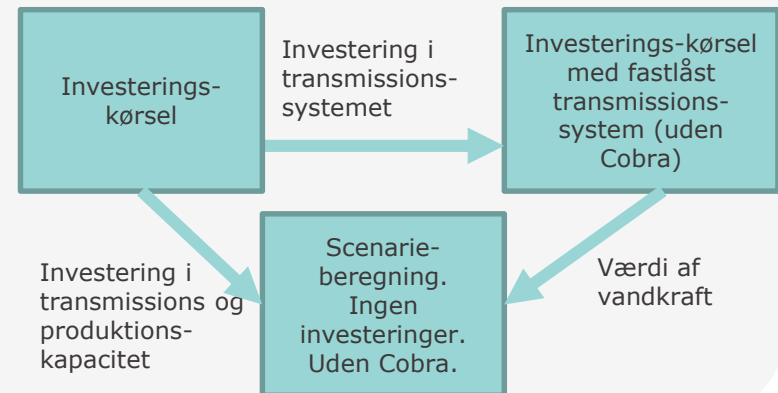
Påvirkning af systembalance

Ændringer i transmissionssystemet kan potentielt rykke balancen i det system, som blev bestemt vha. investeringskørslen. Dette kan føre til, at den marginale værdi af elproduktion forskydes væsentligt, selvom systemets produktionsmix og dermed de samlede omkostninger for at drive systemet er forholdsvis upåvirkede. Denne risiko gælder især, når den samlede årlige vandkraftproduktion tvinges fastholdt. Det er derfor i analyserne valgt at overføre værdien af vandkraft fra investeringskørslen til scenariekørslerne. Dette fører til at den samlede vandkraftproduktion på årsbasis ændres lidt, men systemet er fortsat i økonomisk ligevægt. Den ændrede vandkraftproduktion tages der højde for, når økonomien for forskellige scenarier beregnes og sammenlignes.

Ved større ændringer af transmissionssystemet, vil værdien af vandkraft dog også ændres. For scenarieberegningen uden Cobrakablet, er der derfor taget højde for den ændrede værdi af vandkraft. Nedenstående fremgangsmåde sikrer, at beregningerne kan sammenlignes (samme produktionssystem), samtidig med at systemet er i balance, og elpriserne afspejler de marginale produktionsomkostninger i dette system.

Sammenhæng mellem kørsler for scenarieberegning uden Cobra-kabel:

- Modelkørsel med endogene investeringer (Kørsel 1):
 - Investeringer fastlægges
- Modelkørsel med endogene investeringer, men fastlåst transmissionssystem (uden Cobra) (Kørsel 2):
 - Der beregnes en ny ligevægt (ændrede investeringer i produktionskapacitet i forhold til første investeringskørsel). Værdi af vandkraft beregnes. Resultater for elproduktion, elpriser og økonomi
- Modelkørsel uden endogene investeringer:
 - Transmission og produktionskapacitet som i kørsel 1.
 - Vandværdier som i kørsel 2.





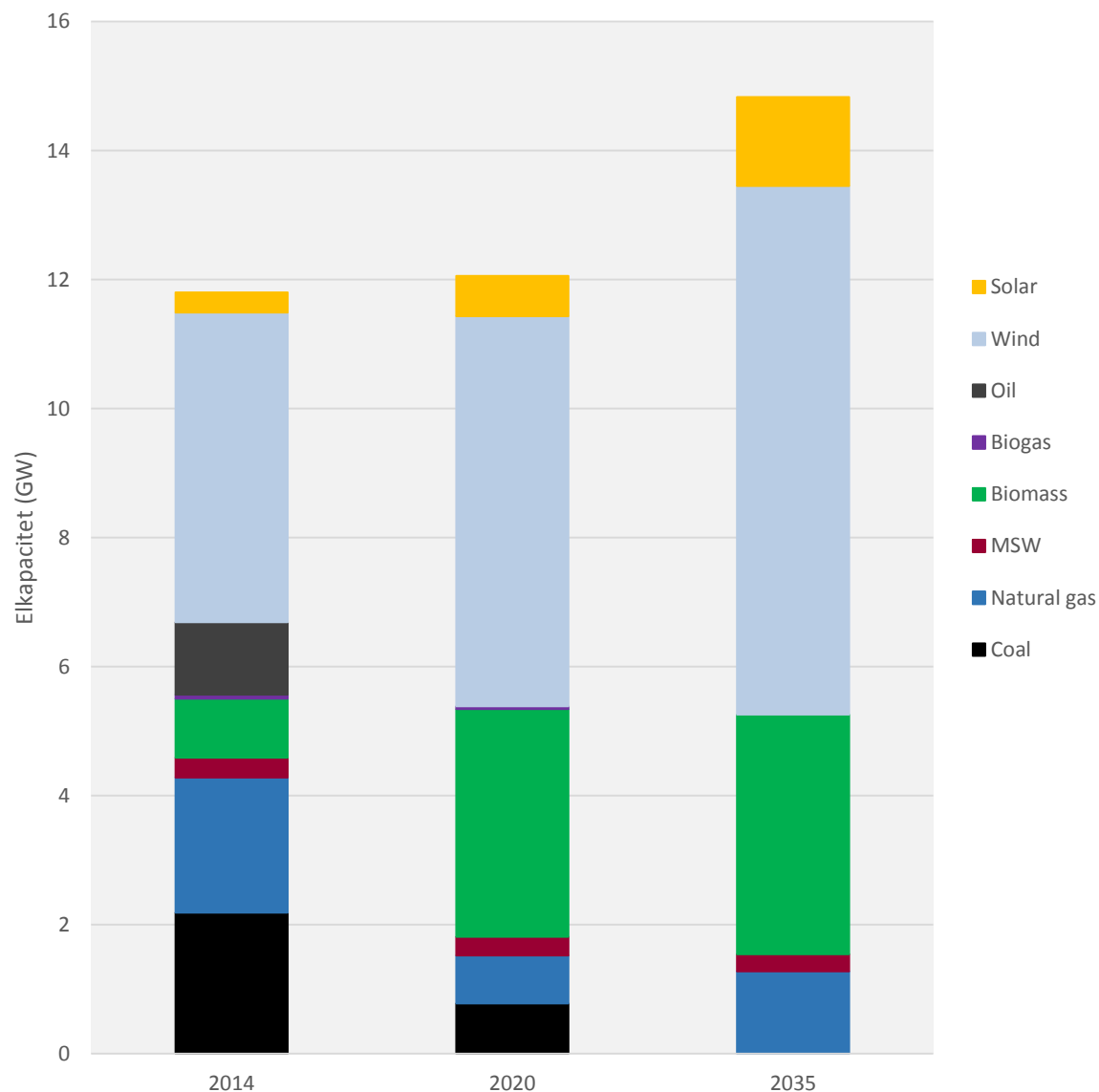
Beregningsresultater

CENTRALT SCENARIO KAPACITETSUDVIKLING

Kapacitets-udvikling

Denmark

- Kul udfases inden 2030, ingen nye investeringer
- Ombygning af centrale værker til biomasse
- Ny biomasse KV (primært central)
- Naturgas
 - Delvis udfasning af decentrale værker
 - Eksisterende værker bruger delvist biogas
 - Alle værker kan bruge opgraderet biogas
 - Stigningen i naturgaskapacitet fra 2020 til 2035 skyldes investering i gaskapacitet til anvendelse af opgraderet biogas.
- Udvikling af sol og vind er bestemt eksogent



Kapacitets-udvikling

Tyskland

- Atomkraft udfases
- Mindre reduktion i kul og brunkulskapacitet
- Sol og vind ifølge energipolitik

Norge

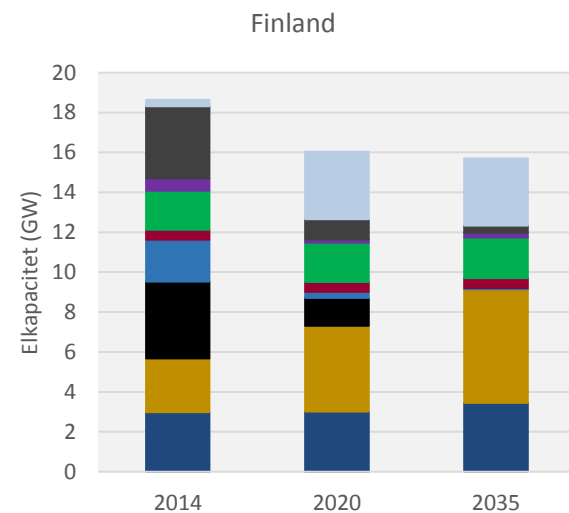
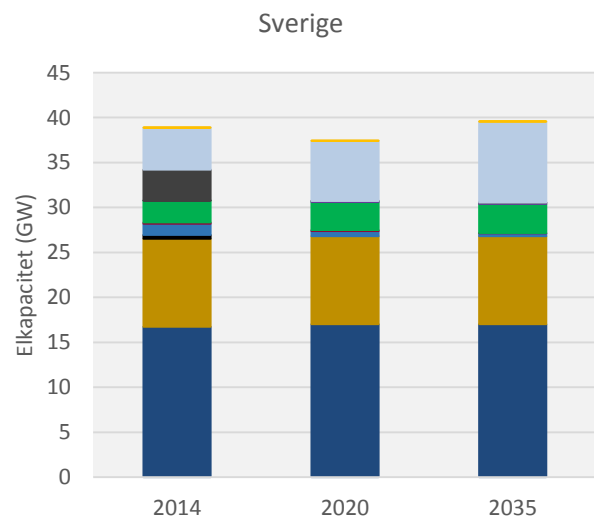
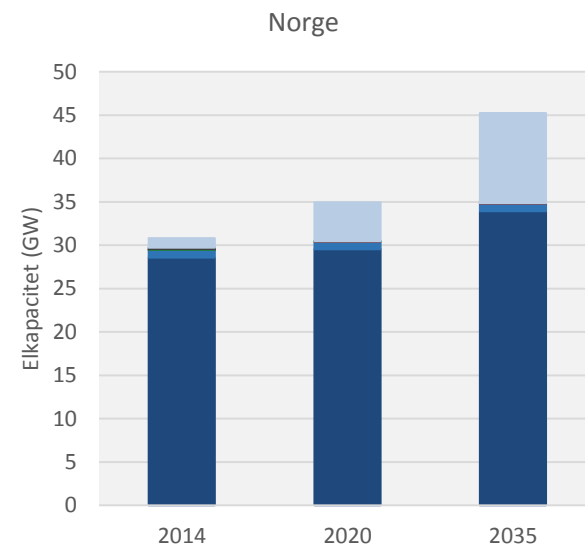
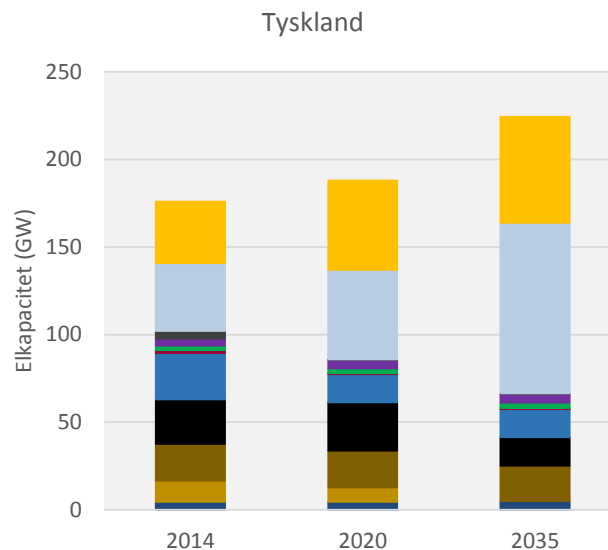
- Udbygning med vindkraft
- Udbygning af vandkraft

Sverige

- A-kraft fortsætter på nuværende niveau
- Udbygning med vind og biomasse

Finland

- Udvidelse af akraft i 2017 og mellem 2020 og 2030.
- Udfasning af kul
- Udbygning med vind

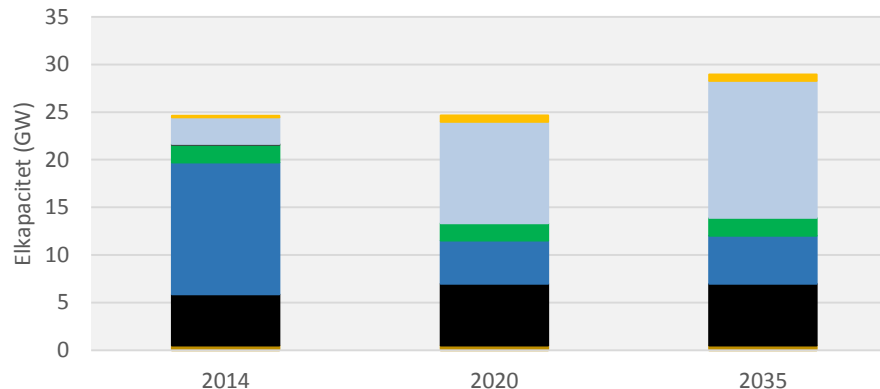


Kapacitets-udvikling

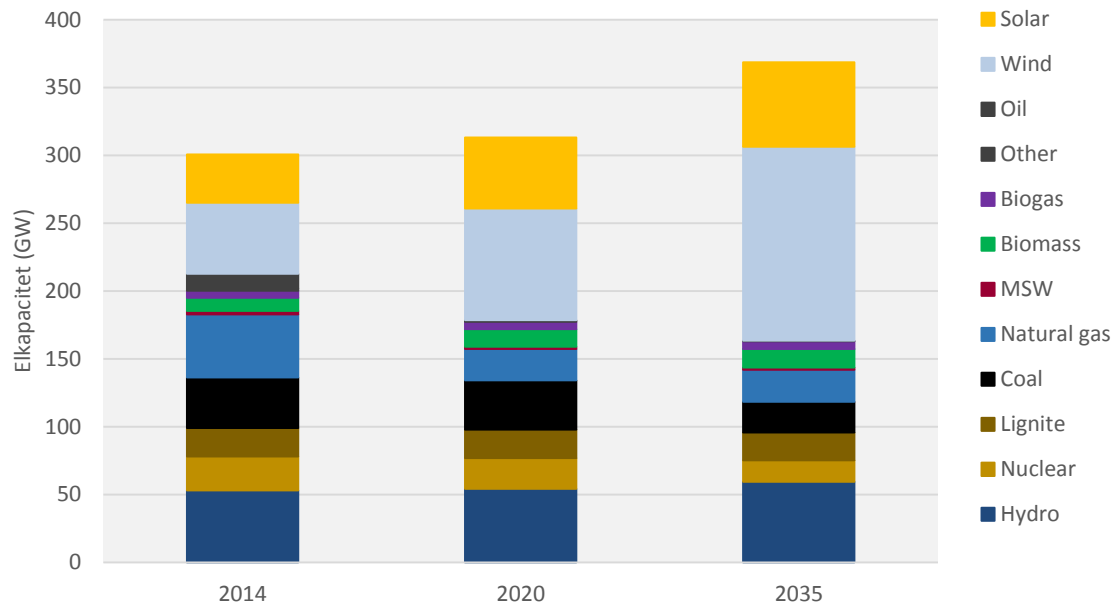
Holland

- Øget andel vindkraft
- Systemet
 - Kan betyde faldende kapacitet på termiske værker. Der er ikke indlagt eksplicitte kapacitetskrav.
 - Der er taget højde for kraftværksudfald ved at tage hensyn til gennemsnitlige rådighedsdata
 - Der er taget højde for gennemsnitlig rådighed på transmissionsforbindelser
 - Markant overgang til større andel vind og solkapacitet, som udgør over 55 % i 2035.
 - Termisk kapacitet falder
 - Udviklingen af A-kraft er usikker. På det seneste har den svenske regering meldt ud, at man forventer faldende A-kraftkapacitet som følge af øgede sikkerhedskrav. Også i Finland er der usikkerhed om, om og hvor mange nye a-kraftværker der kan forventes efter 2020.

Holland



Norden, Tyskland, Holland



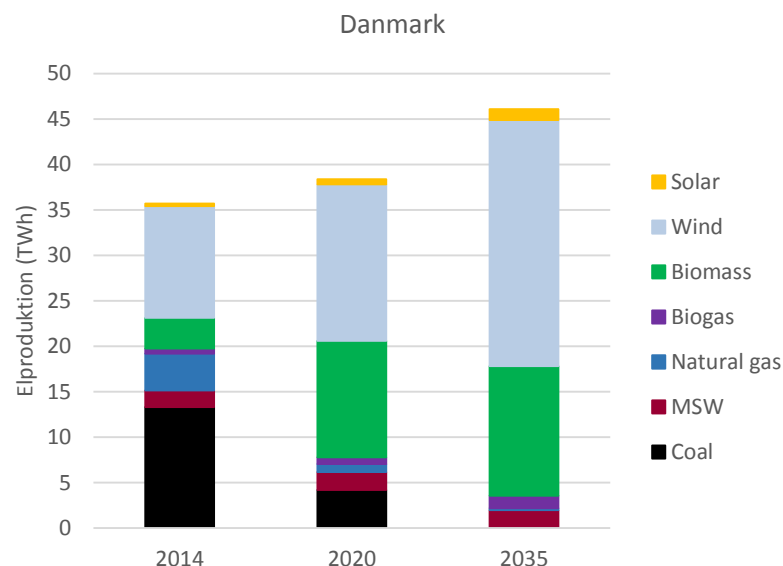
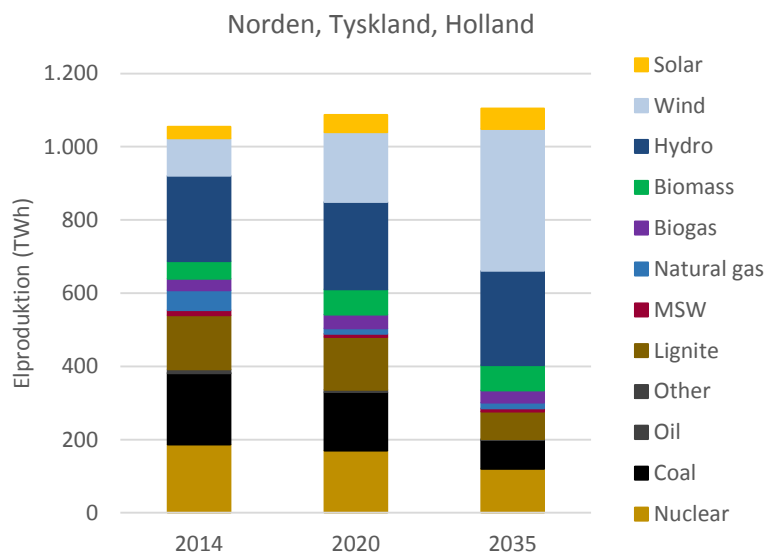
Elproduktion

Modelområde

- Voksende andel VE. Vind og sol står for ca. 40% af produktionen i 2035, mens VE i alt udgør over 70 % (inkl. vandkraft), mod lidt over 40 % i dag.
- Tysklands VE-målsætning er dominerende. Over 2/3 af den samlede elproduktion fra sol og vind kommer fra Tyskland i 2035, I 2014 er andelen endnu højere (knap 80 %)
- Produktionen vil i praksis påvirkes af f.eks. vådår og tørår

Danmark

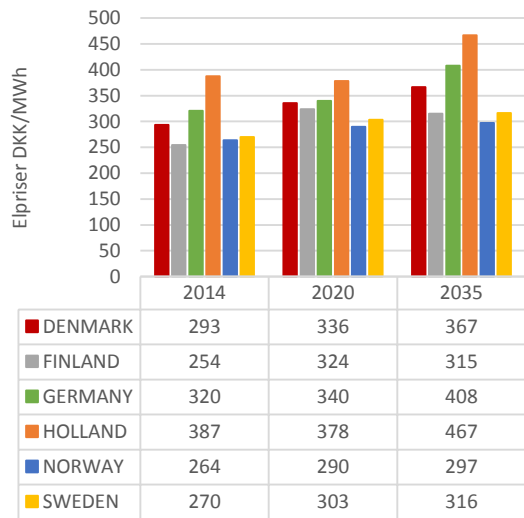
- Stigende VE-andel
 - Vind og sol: Knap 50% af produktionen i 2020. Over 60% i 2035.
 - VE i alt: > 80% i 2020, 95% i 2035
- Massivt voksende produktion fra biomasse
- Stærk faldende produktion fra naturgas
- Kul udfases inden 2030



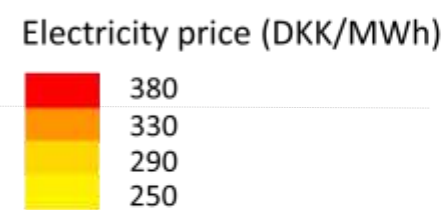
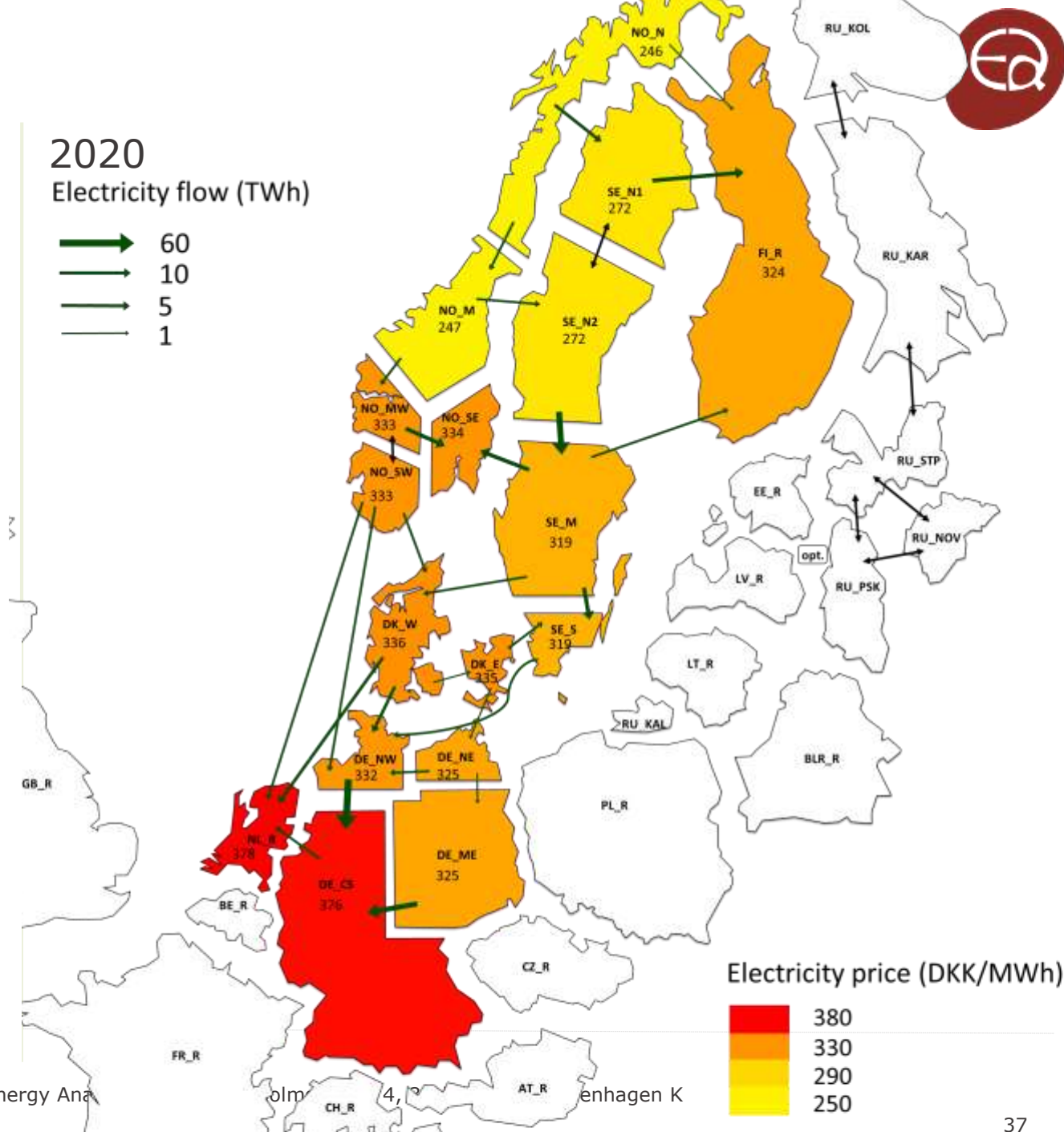
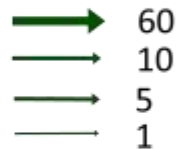


Elpriser og transmission

- Stigende elpriser i systemet
- Tyskland og Holland er højprisområder
- Overordnet flow fra Nord mod Syd.
- Norden er betydelig nettoeksportør af strøm

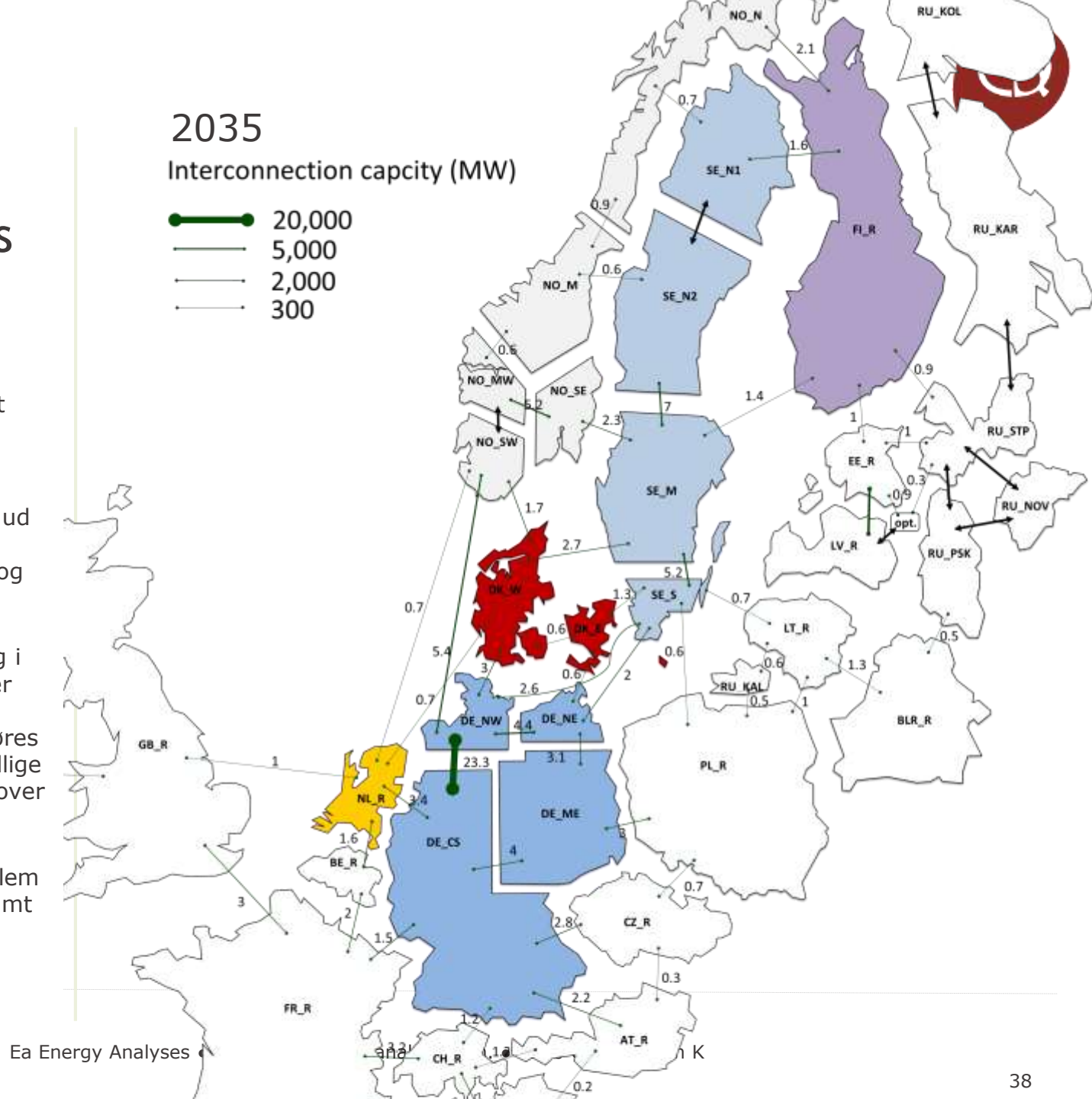


2020
Electricity flow (TWh)



Transmissionskapacitet

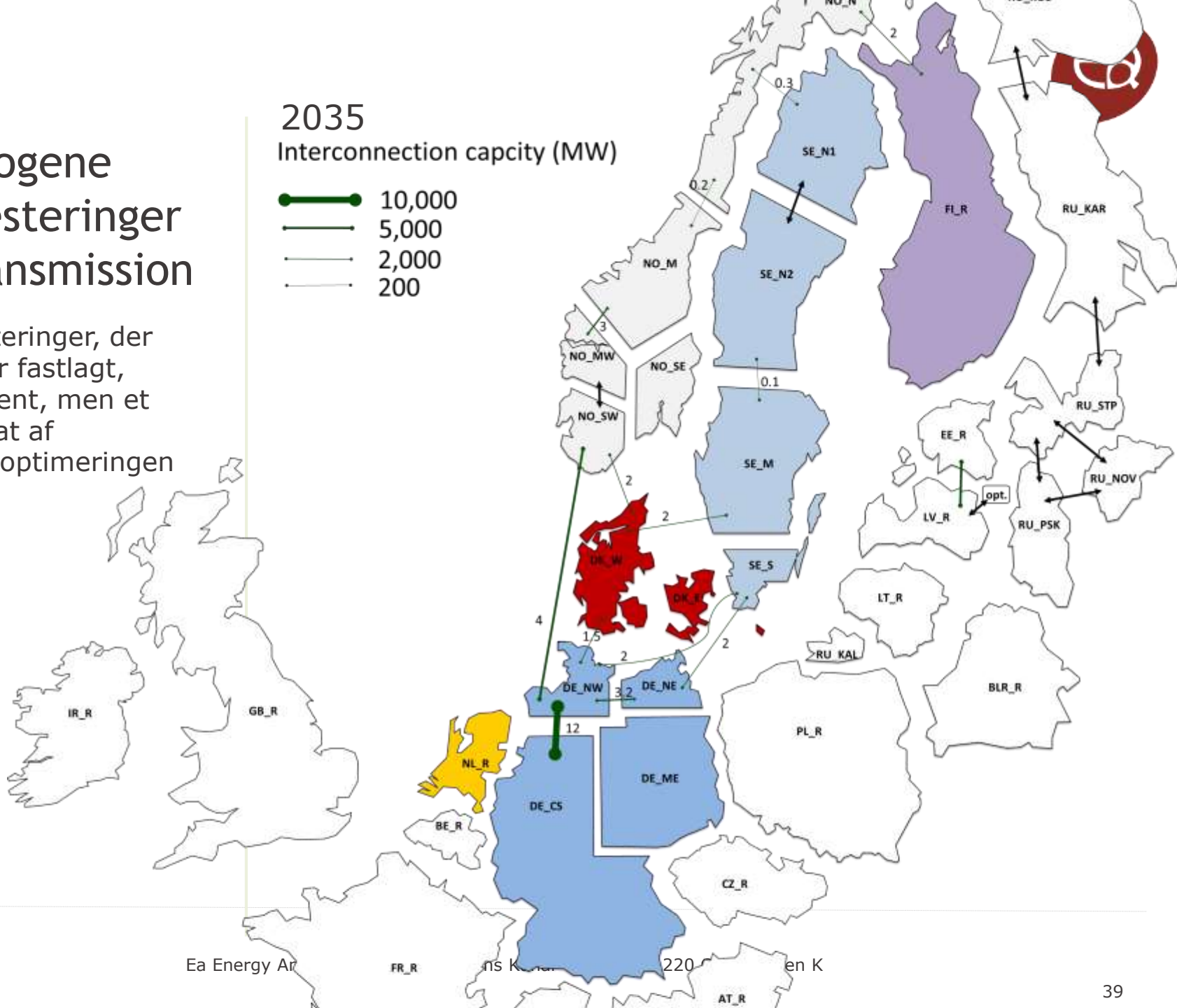
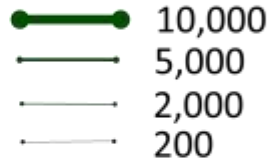
- Udbygning af transmissionssystemet frem til 2020 er fastlagt eksogent.
- I 2035 kan modellen investere i yderligere transmissionskapacitet ud fra omkostninger på de specifikke forbindelser og under visse maksimale udbygninger.
- Investeringsomkostning i transmissionforbindelser tager højde for, at forbindelser skal fremføres længere ind i de forskellige regioner, og ikke kun "over grænsen" mellem to regioner.
- Der udbygges især mellem Tyskland og Norden, samt internt i Tyskland



Endogene investeringer i transmission

Investeringer, der ikke er fastlagt, eksogent, men et resultat af modeloptimeringen

2035
Interconnection capacity (MW)

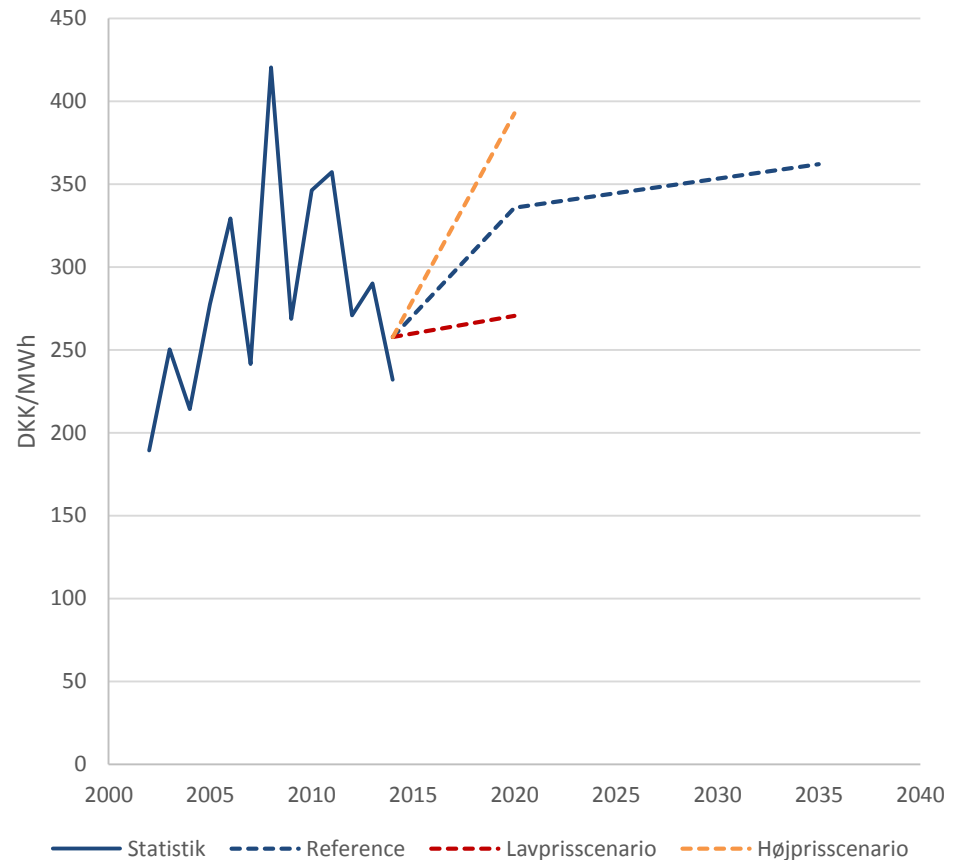


Elpriser Vestdanmark

- Forventning om stigende elpriser i perioden frem til 2035
- Udviklingen afhænger især af
 - Brændsels- og CO₂-priser
 - Introduktion af kapacitetsmekanismer
- Følsomheder
 - Lavprisscenarioet afspejler en udvikling, hvor de lave brændsels- og CO₂-priser fra forwardmarkederne fortsætter. Lavprisscenarioet er ikke beregnet for 2035, da udbygningen af VE ved meget lave brændsels- og CO₂-priser er noget usikker.
 - Højprisscenarioet angiver en situation, hvor der opnås en CO₂-pris på ca. 120 kr./ton i 2020 (svarende til IEAs New Policies scenario).*
- Udgangsårsår
 - Beregningerne viser en højere pris for 2014, end der er set i markedet i 2014**. Det skyldes bl.a. at 2014 har været en mild vinter, med lavere elforbrug i både Norden og Tyskland.

* Den viste elpris er baseret på en vurdering af effekten på den marginale elproduktionspris på gas- og kulkraftværker. Der er ikke gennemført en beregning med Balmoré-modellen på dette scenario.

**Første 10 måneder



Vind- integration

Stop af vindmøller

- Når elproduktionen fra vindmøller ikke kan afsættes og alle muligheder for transmission og for at stoppe produktion på regulerbare anlæg er udnyttet, stoppes en del af vindmøllerne. Den geografiske fordeling af stop af vindmøller afhænger bl.a. af, om vindmøller får tilskud ved lave elpriser. Dette er ikke tilfældet i Danmark, hvor vindmøllerne derfor stoppes først. Den geografiske fordeling skal dog tages med forbehold, da tilskudsordningerne i nabolandene måske ikke er korrekt repræsenteret.

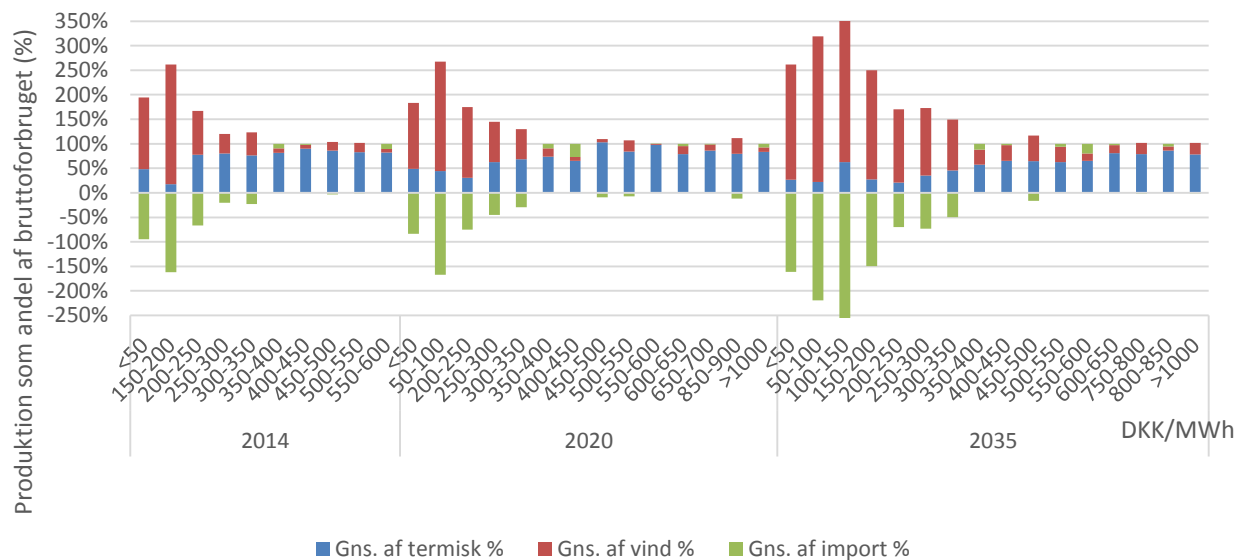
Produktion ved lave priser

- Vindmøllernes produktion som andel af bruttoforbruget ved lave elpriser stiger over tid, samtidig med at produktionen fra termiske anlæg i disse afsnit reduceres.

Stop af vindmøller

	DENMARK	FINLAND	SWEDEN	GERMANY	NORWAY	HOLLAND	Total
2014	3.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%
2020	7.4%	0.0%	0.0%	0.9%	0.0%	0.0%	1.3%
2035	7.8%	0.0%	0.0%	1.1%	0.0%	0.0%	1.3%

Gennemsnitlig produktionsfordeling i prisintervaller i Danmark

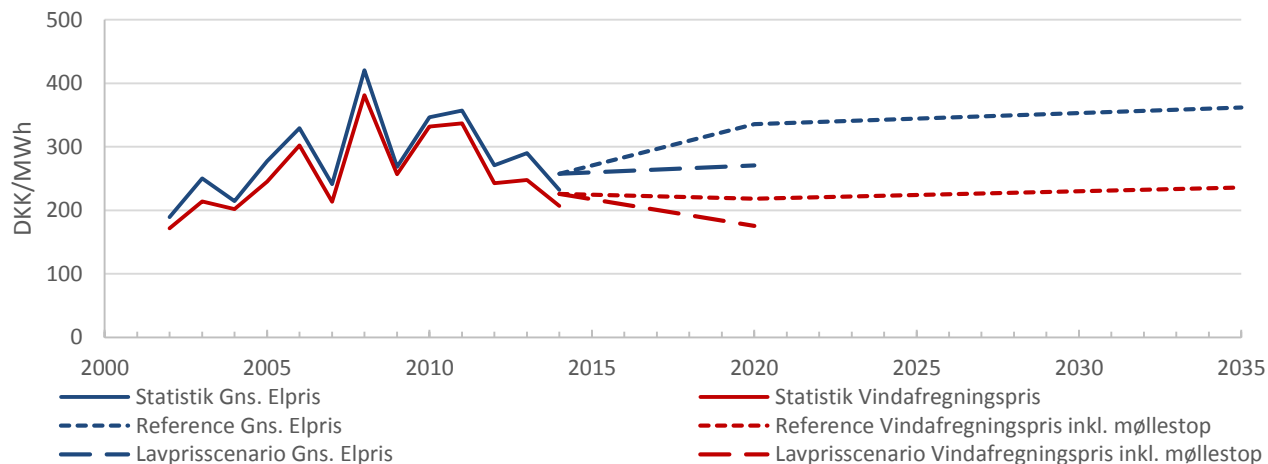


Afregningspriser vindkraft

Afregningspriser for vind i Vestdanmark

- Let faldende afregningspriser frem mod 2020 (ift. 2013), men stigende mod 2035.
- Forskel mellem vindkraft og markedspris øges
- Statistikken viser afregningsprisen uden hensyntagen til evt. stop af vindmøller.
- For modelberegningerne er der vist indflydelsen, når der også tages hensyn til, at noget af vindkraften ikke leveres. Det svarer til at der opnås en pris på nul. Betydningen af dette bliver større i 2020 og 2035, pga. stigende stop af vindmøller.

Andel vindkraft af total produktion	2014	2020	2035
Danmark	34%	45%	59%
Modelområdet	10%	18%	35%

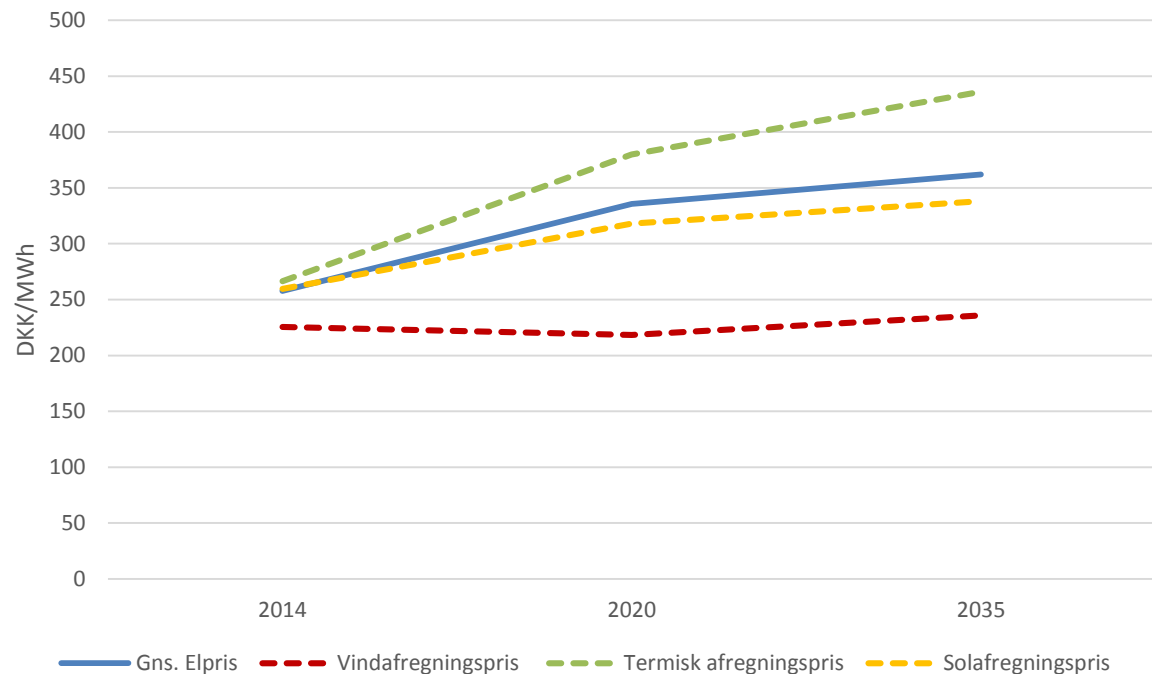


	Elpris DKK/MWh	Vindafregningspris DKK/MWh	Forskel øre/kWh	Forskel %
2002	189	171	1,8	-9%
2003	250	214	3,6	-14%
2004	214	202	1,2	-6%
2005	277	245	3,2	-12%
2006	329	302	2,7	-8%
2007	241	213	2,8	-12%
2008	420	381	3,9	-9%
2009	269	257	1,2	-4%
2010	346	332	1,5	-4%
2011	357	337	2,1	-6%
2012	271	243	2,8	-10%
2013	290	248	4,2	-15%
2014	232	207	2,5	-11%
Model 2014	258	226	3,2	-12%
Model 2020	336	218	11,7	-35%
Model 2035	362	236	12,6	-35%

Afregningspriser termisk produktion

Afregningspriser for termiske kraftværker i Vestdanmark

- De viste afregningspriser gælder for gennemsnittet af træflis, halm og kulkraft.
- Alle typer værker fungerer som grundlast med mellem 4000 og 6000 fuldlasttimer
- I praksis kan der være mindre forskelle på kraftværkernes afregningspris, bl.a. afhængig af placering ift. varmemarkedet, samt muligheder for udtagsdrift m.m.
- Naturgasværker er ikke vist, da de fungerer som spidslastværker i 2020, hvor de opnår gennemsnitlige afregningspriser op til 600 DKK/MWh med under 1000 fuldlasttimer. Stort set ingen drift i 2035.
- De termiske kraftværker har derudover indtægter fra varmesalg



	Elpris DKK/MWh	Forskel vind øre/kWh	Forskel termisk øre/kWh	Forskel sol øre/kWh
Model 2014	258	-3,2	0.9	0.2
Model 2020	336	-11,7	4.4	-1.8
Model 2035	362	-12,6	7.4	-2.4

Integrationsomkostninger

Integrationsomkostningerne ved vindkraft vurderes på baggrund

- Gennemførte modelberegninger (systemfleksibilitet (delvist), backup, markedsværdi)
- Vurdering af balanceringsomkostninger til håndtering af uforudsigelighed og fluktuation
- Vurdering af omkostninger til net (selve nettet, samt netkomponenter til teknisk håndtering af vindkraft, herunder spændingsstabilitet og kortslutningseffekt)

Balancering

Balanceringsomkostninger til håndtering af vindkraftens uforudsigelighed vurderes til at ligge på ca. 1,5 øre/kWh baseret på aktuelle erfaringer med de faktiske balanceringsomkostninger for vind i Danmark. Der er ikke grundlag for at antage en væsentlig ændring fremover. Der er ikke gennemført nærmere analyser af balanceringsomkostninger til solceller, som derfor antages at være sammenlignelige. Det antages, at omkostninger til håndtering af vindkraftens (forudsigelige) fluktuationer også er dækket af denne omkostning.

Omkostninger til net

Omkostninger til nettet vurderes ud fra en antagelse om investeringer til ca. 1 mio. DKK/MW vindkraft. Ved 3000 fuldlasttimer og en samfundsøkonomisk rente på 4% kan dette omsættes til ca. 25 DKK/MWh vindkraft. Omkostninger til solceller antages at være sammenlignelige. På grund af det lavere antal fuldlasttimer, svarer det til en lavere investering til pr. MW solceller.

Andre integrationsomkostninger

Vurderes på baggrund af den opnåede afregningspris i forhold til markedsprisen i de gennemførte modelberegninger. Da der forventes en væsentlig udvikling fremover, er der nedenfor vist den tilbagediskonterede værdi for perioden fra 2016 til 2035.

DKK/MWh	Vind	Sol	Termisk
Balancering (uforudsigelighed)	15	15	
Netomkostninger (net + komponenter)	25	25	
Andre integrationsomkostninger (backup, markedsværdi m.m., baseret på modelberegninger)	110	18	-50
Integrationsomkostninger i alt	150	58	-50



Modelresultater

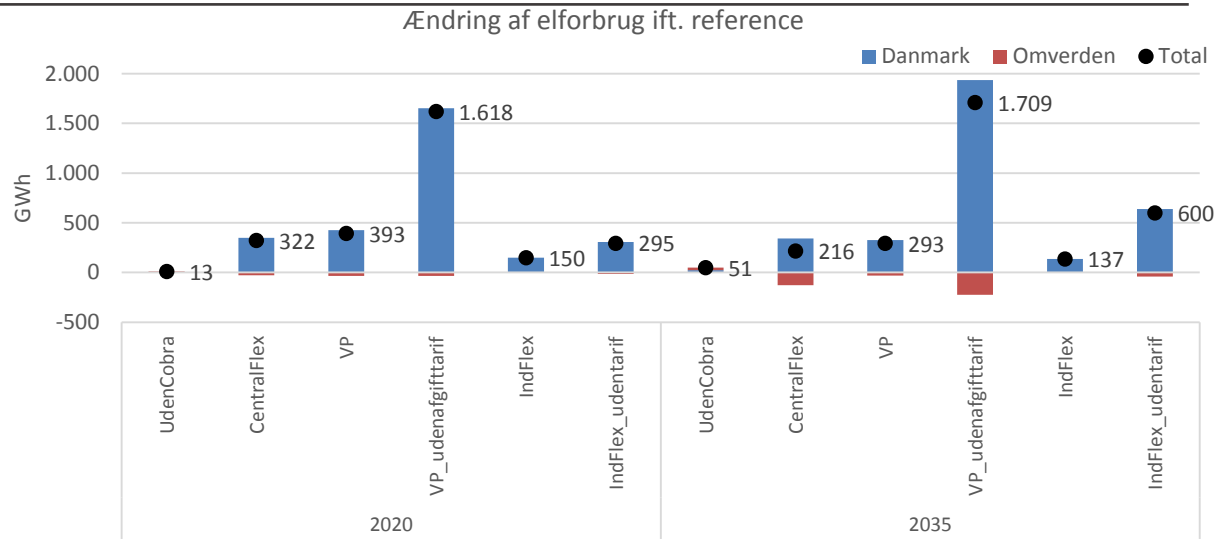
INTEGRATIONSTILTAG

Scenarier

Scenarierne beskriver mulige tiltag, der kan øge værdien af vindkraft. Tiltagene er ikke medtaget i referencen, til dels fordi det eksisterende afgifts- og tilskudssystem ikke tilskynder det.

Tiltagenes effekt er et større elforbrug i Danmark (bortset fra UdenCobra). Elforbrug til varmeproduktion i omverdenen påvirkes i mindre grad.

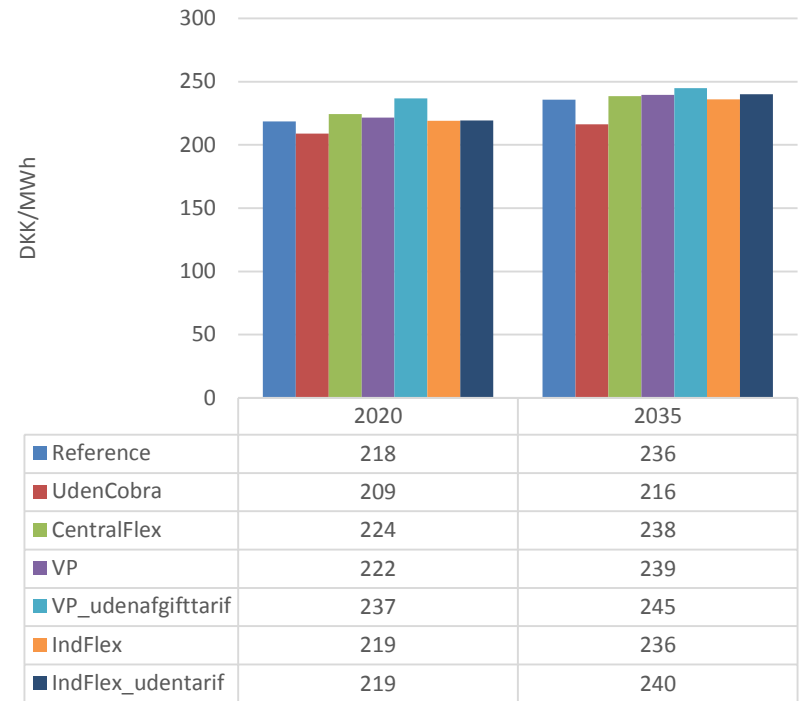
Integrationstiltag	Scenarieopsætning
Transmissionsudbygning	<ul style="list-style-type: none"> Scenarieberegning uden Cobra-kablet på 700 MW (UdenCobra)
Fleksible kraftværker	<ul style="list-style-type: none"> Installation af 500 MW elpatroner i de fire største centrale områder i Vestdanmark (CentralFlex)
Varmepumper	<ul style="list-style-type: none"> Installation af 500 MW (1500 MW varme) varmepumper i fjernvarmeområderne i Vestdanmark. Fordelt efter varmeforbrug. (VP) Øget driftsincitament ved at fjerne afgiftsbetaling (VP_udenafgift)
Fleksibel industri	<ul style="list-style-type: none"> Installation af 500 MW potentielt elforbrug i industrien, som kan erstatte varme fra naturgaskedler (IndFlex) Øget driftsincitament ved at fjerne tarifbetaling (IndFlex_udentarif)



Scenarieresultater

- Afregningsprisen for vindkraft påvirkes med maksimalt 2 øre/kWh i scenarierne.
- Transmissionsmuligheden til Holland har størst indflydelse på afregningsprisen på lang sigt.
- Varmepumper og fleksibelt forbrug i industrien kan give en effekt på afregningsprisen for vindkraft, såfremt der er et øget driftsincitament (reduceret afgifts/tarifbetaling). Især i 2020 kan varmpumper uden afgifts og tarifbetaling øge afregningsprisen
- Scenarierne har også indflydelse på omfanget af stop af vindmøller.
- Samlet set er forskellen for indtægten fra elsalg for vindkraft i Danmark op til 8 % af den årlige indtægt i referencen.

Afregningspris for vindkraft (inkl. stop af vindmøller)



		Cobra	CentralFlex	VP	VP_udenafigttarif	IndFlex	IndFlex_udentarif
Ændret indtægt elsalg vindmøller ift. referencen (mio.kr./år)	2020	157	84	50	264	9	13
	2035	549	80	109	261	6	133
Ændret indtægt elsalg vindmøller ift. referencen (% af årlig indtægt)	2020	3.7%	2.0%	1.2%	6.2%	0.2%	0.3%
	2035	7.9%	1.1%	1.6%	3.8%	0.1%	1.9%

Samfundsøkonomiske beregninger

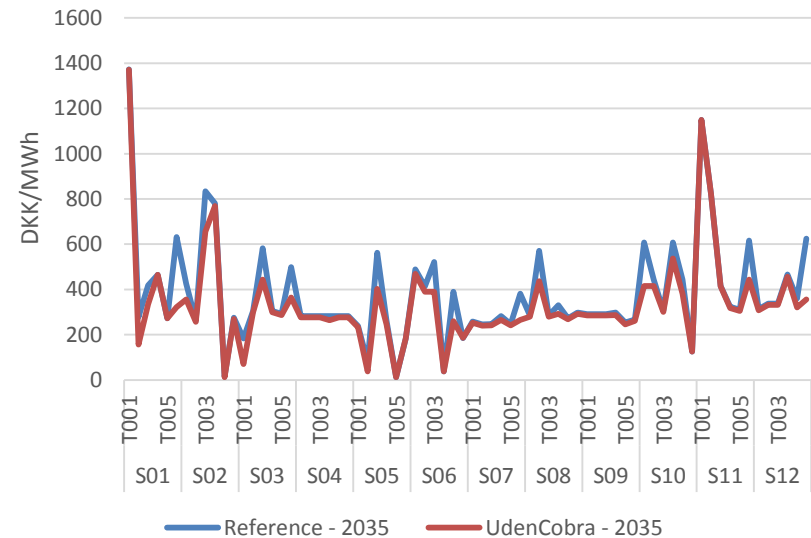
Sammenligning af samlet økonomi i scenarier

- Samlede samfundsøkonomiske systemomkostninger
 - Brændsel, CO₂, D&V, kapitalomkostninger, værdi af ændret vandkraftproduktion
 - Kapitalomkostninger er beregnet ud fra en antagelse om 20 års levetid og en rente på 5%, svarende til kravene i modelberegningerne, som er baseret på forventelige investorkrav
 - Ændrede afgiftsbetalinger og tilskud er ikke inkluderet i beregningerne
 - Ændrede tariffbetalinger (betaling til drift af elnettet) er inkluderet i modeloptimeringen (afvigelse i enkelte scenarier), men ikke i den efterfølgende økonomiberegning. Det antages altså, at de samfundsøkonomiske omkostninger til drift af elnettet ikke er påvirket af scenarierne, også selvom elforbruget i scenarierne kan være højere.
- Beregningen af de samfundsøkonomiske effekter
 - Sammenligning af scenarie og reference
 - Nutidsværdi af ændret økonomi over den betragtede periode 2014-2035
 - De samlede samfundsøkonomiske systemomkostninger er et retvisende udtræk fra modellen (knyttet til modellens objektfunktion), mens fordeling mellem aktører og lande har meget stor usikkerhed og derfor ikke er inkluderet i resultaterne.

	Cobra	CentralFlex	VP	VP_udenafgifttarif	IndFlex	IndFlex_udentarif
Samlet samfundsøkonomisk gevinst mio. DKK (NPV)	895	508	-3.196	1.421	42	391

Cobra

- **Scenariosetup**
 - Scenariet er gennemført som en beregning uden Cobrakablet. Resultaterne viser effekten ved at gå fra et system uden Cobra til et system med Cobra.
 - Øvrige investeringer i produktions- og transmissionskapacitet antages uændret.
 - Værdien af vandkraft er dog justeret for at tage hensyn til den lavere transmissionskapacitet i systemet. Vurdering af værdien af vandkraft er vurderet ud fra en investeringskørsel, som forklaret under scenariosetup for transmissionsanalyser
 - Investering i Cobrakablet er værdisat til ca. 4,4 mia. kr.
- **Scenarieresultater**
 - Forbrugere taber på etablering af Cobra på grund af højere elpriser (undtagelse Holland)
 - Producenter vinder på etablering af Cobra på grund af højere elpriser (undtagelse Holland)
 - Samlet samfundsøkonomisk nytte på 895 mio kr. (NPV)
 - Prispåvirkning i Holland er noget usikker, da der ikke er taget hensyn til alle Hollands nabolande, som potentielt kan erstatte import, der ellers kom fra Cobra.



Elpriser i Vestdanmark i referencen og i scenariet uden Cobrakablet. S01-S12 angiver måneder. Underinddelingen angiver modellens tidsskridt

CentralFlex

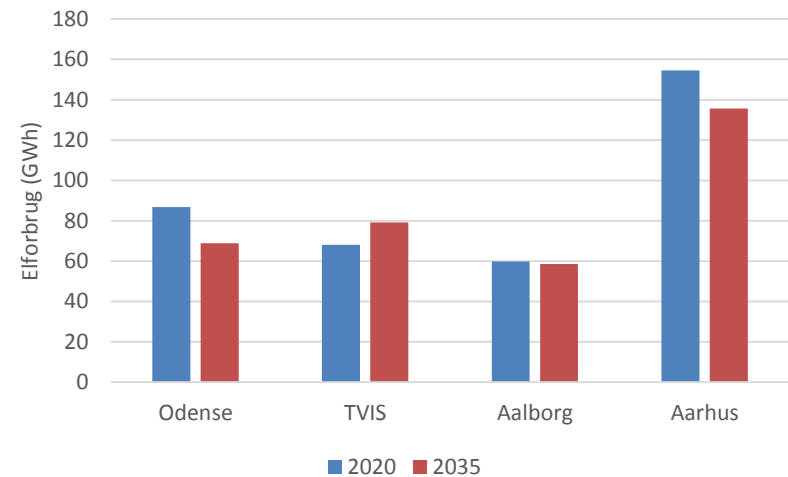
- **Scenariosetup**

- Der etableres elpatroner fra 2020 i de fire største fjernvarmeområder i Vestdanmark: Aalborg, Århus, Odense og TVIS
- Den samlede kapacitet svarer til 500 MW elforbrug, fordelt i forhold til områderne fjernvarmeforbrug.
- Investeringsomkostning ca. 0,6 mio. DKK/MW varme. I alt ca. 300 mio. DKK.
- Elpatronerne antages at være installeret på de centrale kraftværker, og kan derfor også ses som en mulighed for bypassdrift på værkerne (Varmeproduktion uden samtidig elproduktion). Elpatronerne kan i modelberegningerne dog også køre, selvom kraftværkerne ikke er i drift
- Da elpatronerne i et vist omfang respæsenterer bypassdrift, antages afgifts- og tarifbetalingen at være 0 DKK/MWh.

- **Scenarioreultater**

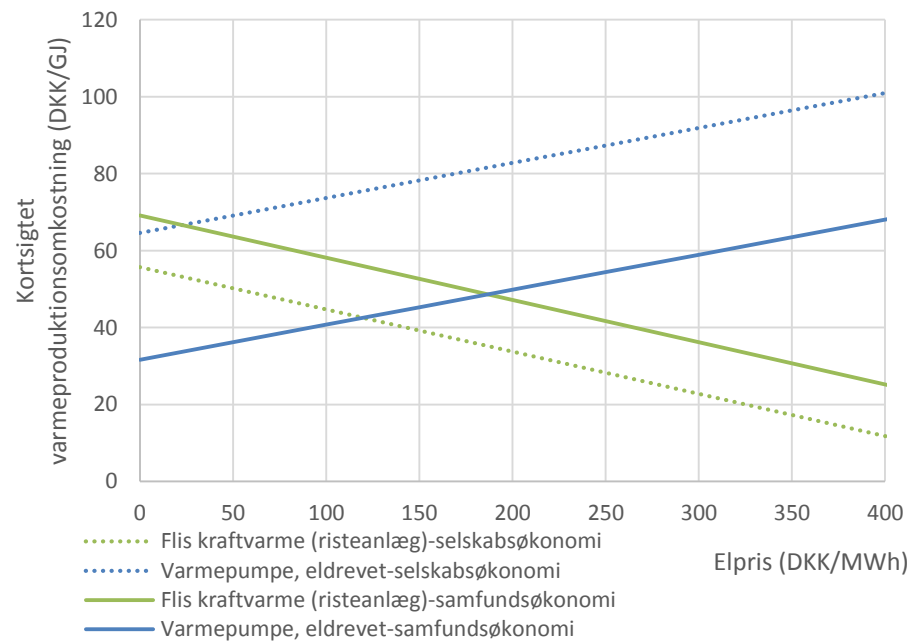
- I alt positiv samfundsøkonomi, også i Danmark.
- Gevinsten ligger hos producenterne i form af øget elindtægt, mens elforbrugerne taber. Dette kan potentielt til en hvis grad udlignes ved ændrede varmepriser for varmemeforbrugerne.
- Elpatronerne får mellem 600 – 900 fuldlasttimer i både 2020 og 2035.
- Elforbrug på i alt ca. 350 GWh/år
- Samlet samfundsøkonomisk nytte på 508 mio kr. (NPV)

Elforbrug til nye elpatroner



Varmepumper

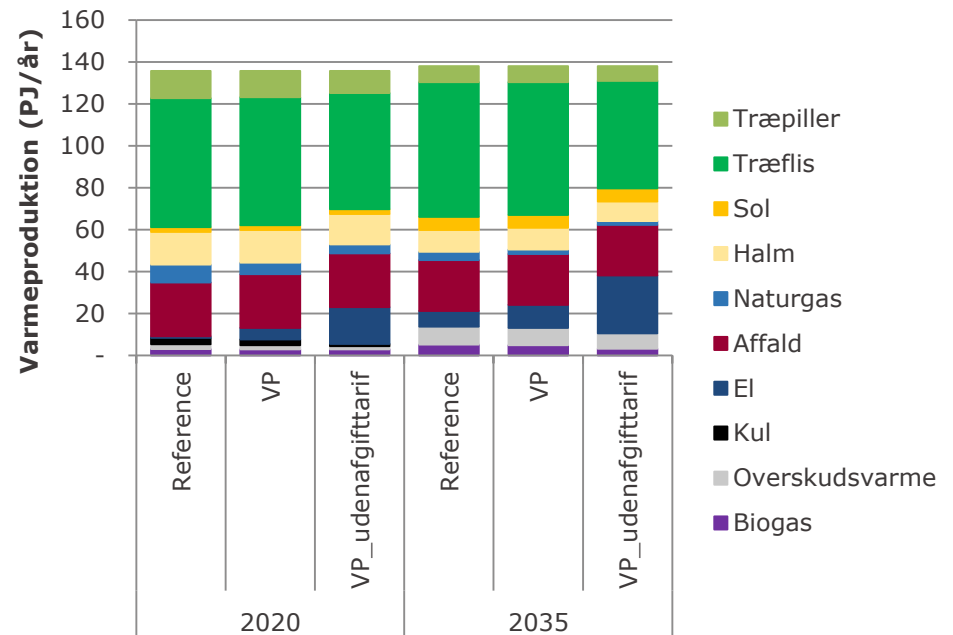
- Scenariosetup
 - Etablering af varmepumper i alle vstdanske fjernvarmeområder. I alt 500 MW el (1450 MW varme), fordelt ifølge fjernvarmeforbruget.
 - Investeringsomkostning ca. 5 mio. DKK/MW varme. I alt ca. 7,2 mia. DKK.
 - Varmepumper betaler en energiafgift på 34,4 øre/kWh elforbrug, samt en eltarif på i alt 31 øre/kWh elforbrug (Transmissionstarif, distributionstarif, PSO)
 - Selskabsøkonomisk skal elprisen være under ca. 200 DKK/MWh, før det kan betale sig at skifte varmeproduktion fra et flisfyret kraftvarmeanlæg til en varmepumpe
- Scenarioreultater
 - Begrænset driftsincitament ved eksisterende afgifter og tariffer (omkring 1000 fuldlasttimer i gennemsnit)
 - Driftsbesparelser kan slet ikke opveje investeringer
 - Samlet samfundsøkonomisk tab på 3,2 mia. DKK



Konkurrenceforhold for varmeproduktion fra varmepumper og flisfyrede kraftvarmeanlæg i 2020. På grafen inkluderer de samfundsøkonomiske beregninger en samfundsøkonomisk eltarif på knap 180 DKK/MWh

Varmepumper - øget driftsincitament

- Scenariosetup
 - Samme ekstra kapacitet på varmepumper ift. reference, som i varmepumpescenariet (500 WM el)
 - Øget driftsincitament – Varmepumper betaler ingen elafgifter eller tariffer. Gælder både de VP, der er tilføjet i scenariet, og dem der i forvejen er i systemet (endogene investeringer, ca.250 MW el)
- Scenarioreultater
 - Med øget driftsincitament stiger andelen af elbaseret varmeproduktion af den totale fjernvarmeproduktion til ca. 20 % mod ca. 5 % i referencen
 - I gennemsnit får varmepumperne godt 3000 fuldlasttimer.
 - De driftsmæssige besparelser stiger ift. situationen uden øget driftsincitament, mens de faste omkostninger forbliver de samme
 - Samlet samfundsøkonomisk gevinst på 1,4 mia. DKK (NPV)



IndustriFlex

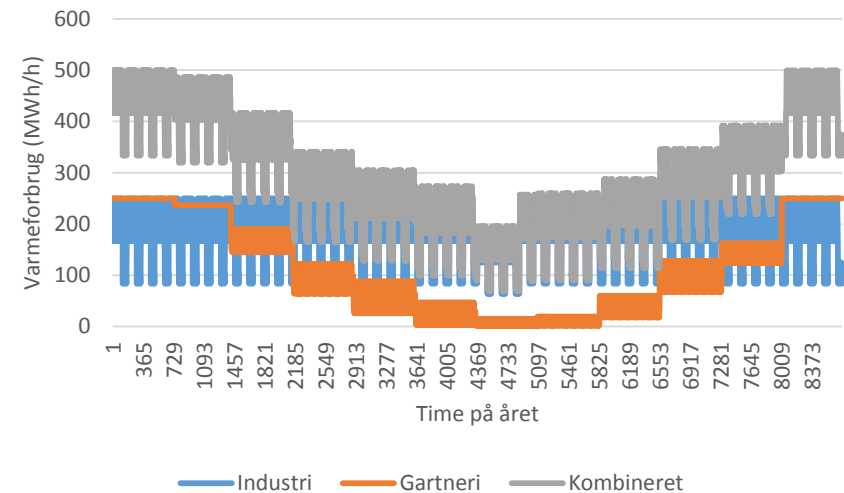
Scenariosetup

- Årligt procesvarmeforbrug på i alt knap 9 PJ (Vestdanmark). I referencen kan dette alene forsynes vha. naturgas. Til sammenligning er det totale naturgasforbrug til industri over 20 PJ i Vestdanmark*.
- 60 % af forbruget antages at være til proces i industrien. Forbrugsprofilen har ingen sæsonvariation, men reduceret forbrug i weekender og om natten, samt i industriferien.
- 40 % af forbruget antages at være til opvarmning i gartnerier. Forbrugsprofilen har betydelig sæsonvariation, og højest forbrug om natten, mens solindstråling reducerer forbruget om dagen, især i sommerperioden.
- Den kombinerede forbrugsprofil har en udnyttelsestid på knap 5000 fuldlasttimer.
- I scenariet kan varmen blive forsynet fra enten naturgaskedler eller elkedler.
- Der betales ingen afgifter af hverken naturgas eller elforbrug. Der betales en eltarif på ca. 180 DKK/MWh)
- Elkedlerne koster knap 0,6 mio. DKK/MW (i alt ca. 330 mio. DKK) i installationsomkostning, svarende til tilslutning ved 10kV niveau.
- Anvendelse af el i stedet for naturgas vil kunne betale sig ved en elpris under ca. 110 DKK/MWh, ved en naturgaspris på ca. 72 kr./GJ (i 2020).

Scenarioreultater

- 5-6 % af det samlede industrielle varmeforbrug forsynes med el.
- Samlet samfundsøkonomiskgevinst ca. 42 mio. DKK.

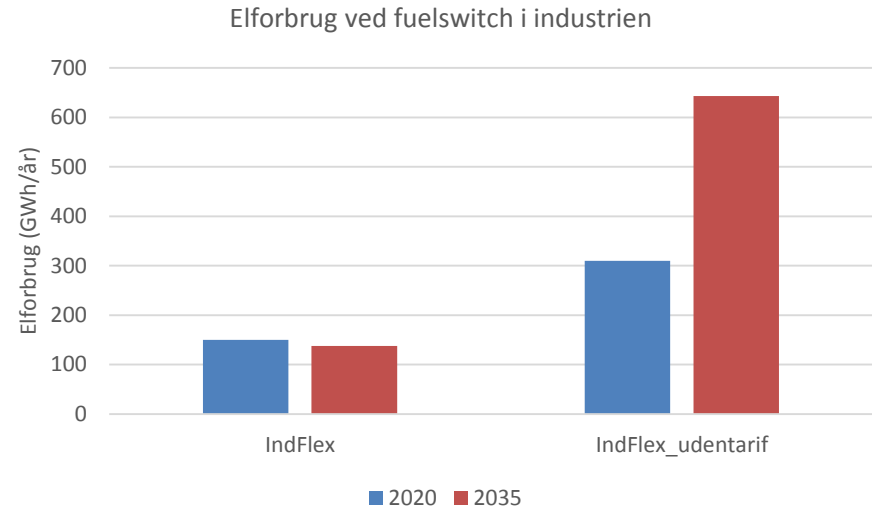
Varmeforbrugsprofiler



*Kilde: Biogas til proces, Ea Energianalyse 2014.

IndustriFlex uden tariffer

- **Scenariosetup**
 - Driftsincitamentet for elkedlerne øges ved at fjerne tariffbetalingen.
 - Anvendelse af el kan betale sig ved en elpris under ca. 285 DKK/MWh (i 2020)
- **Scenarioreultater**
 - I 2020 forsynes godt 12 % af det industrielle varmeforbrug med el, i 2035 stiger dette til ca. 25 %
 - Samlet samfundsøkonomisk gevinst 392 mio. DKK.





Vindkraftens konkurrenceevne

ELPRODUKTIONS- OMKOSTNINGER

Beregning af elproduktionsomkostninger

Baseret på beregninger, som Ea Energianalyse har udført for Energistyrelsen i foråret 2014.* Metoden og forudsætninger er såvidt muligt bibeholdt, men enkelte opdateringer er foretaget:

- Opdatering af brændselsprisforudsætninger for biomasse
- Opdatering af CO₂-prisen svarende til prisen anvendt i Balmorel-beregningerne baseret på en vurdering af ambitionerne for CO₂.
- Opdatering af D&V-omkostningerne for solceller
- Balanceringsomkostninger for vindkraft og sol er ikke medtaget under produktionsomkostninger, men vurderet separat
- Priser er vist i faste 2014-DKK, passende til Balmorelberegningerne

Inkluderede elementer

- Kapitalomkostninger i løbet af teknisk levetid
 - Byggerenter i løbet af byggeperiode
- D&V
- Brændsel
- Klima & miljø
 - CO₂
 - Andre drivhusgasser: Metan, lattergas
 - SO₂, NO_x
- Balanceringsomkostninger
- Varmeindtægter

Ikke værdisatte elementer

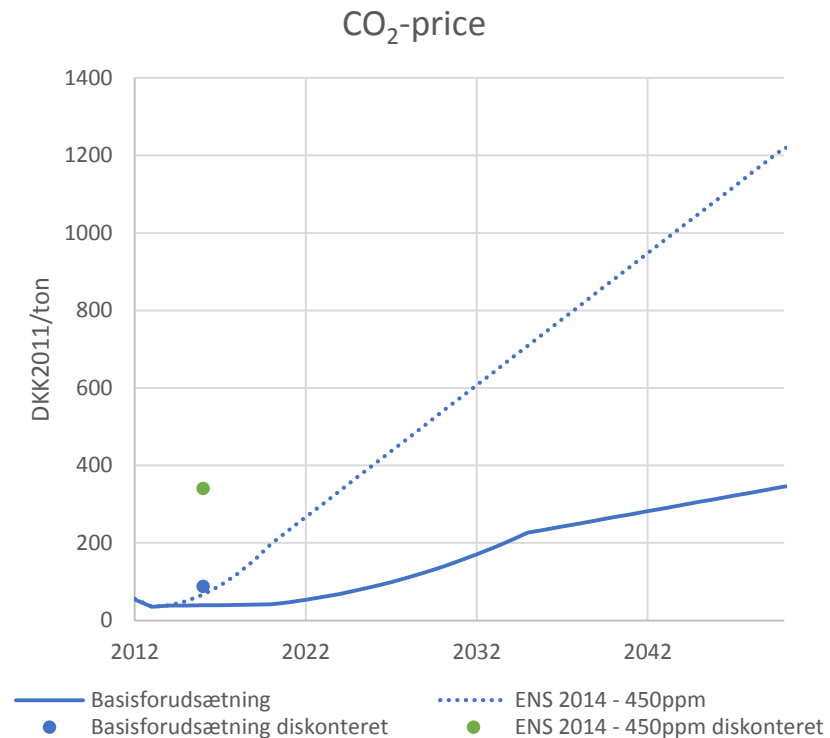
- Systemintegrationsomkostninger
- Scrap-værdi
- Dekommissionerings-omkostninger
- Skatteforvridningstab
- Andre miljøeffekter: Partikelemissioner, visuelle effekter, støj
- Upstream effekter, der ikke er afspejlet i brændselsprisen Minedrift, produktion af teknologien etc.
- Ikke en LCA-tilgang

*Elproduktionsomkostninger – Samfundsøkonomiske langsigtede marginalomkostninger for udvalgte teknologier, Ea Energianalyse 2014

Forudsætninger

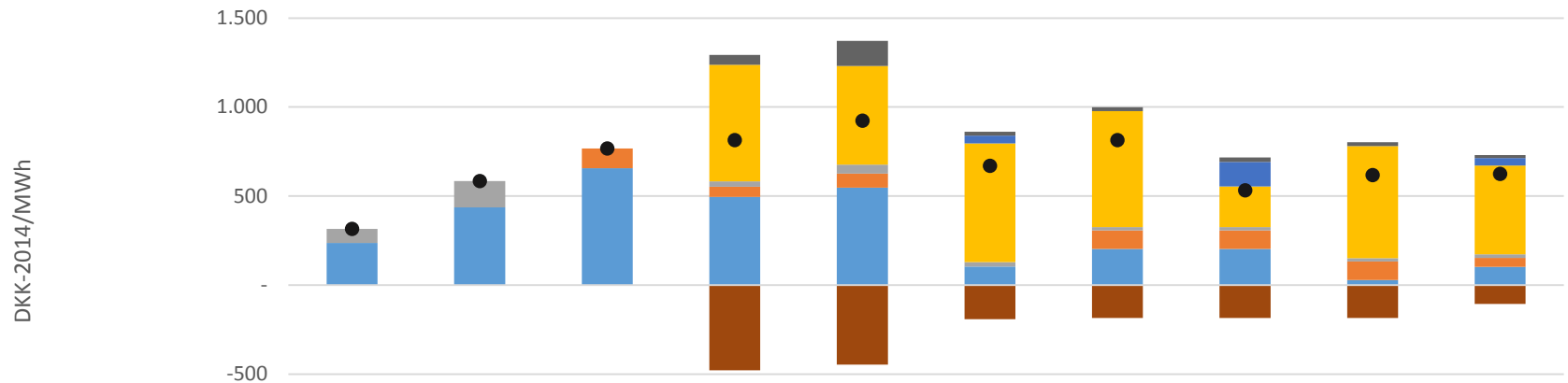
- Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog
- Brændsels- og CO₂-priser baseret på IEA's WEO2013.*
- Brændsels- og CO₂ tilbagediskonteres over betragtningsperioden
- Varme værdisættes med 50 kr./GJ, som et gennemsnit mellem den alternative produktionsomkostning på hhv. ren varmeproducerende teknologier (ca. 80 kr./GJ på varmepumper eller træfliskedler) eller et alternativt kraftvarmeværk (ca. 20 kr./GJ).
- Den faktiske varmesalgspris afhænger af det varmesystem, som kraftværket er placeret i. Den kan derfor være både højere og lavere
- Varmegrundlag for kraftværker svarer til 4000 FLH
- Udtagsværker kører derudover 1000 FLH kondensdrift

* CO₂-prisen er lavere op til 2035 baseret på en vurdering af ambitionerne for CO₂ i EU.



Figur: Eksempel på betydning af tilbagediskontering af priser til 2014. Stor betydning især ved stigende priser.

Elproduktionsomkostninger



	Wind onshore	Wind offshore	Solar power	Medium CHP - wood chips	Medium CHP - straw	Medium CHP - natural gas SC	Large CHP - wood pellets	Large CHP - coal	Large CHP - refurb. Wood pellets	Large CHP - natural gas CC
■ Other emissions	-	-	-	55	141	23	22	25	21	17
■ CO2-cost	-	-	-	-	-	43	-	137	-	41
■ Fuel cost	-	-	-	656	553	666	652	230	631	498
■ Var O&M	78	149	-	31	50	25	18	18	18	21
■ Fixed O&M	-	-	111	57	78	-	103	103	103	51
■ Capital cost	237	436	657	495	548	105	204	204	29	102
■ Heat revenue	-	-	-	-478	-447	-191	-185	-185	-185	-105
● Electricity production cost	316	585	768	815	924	670	814	532	618	625

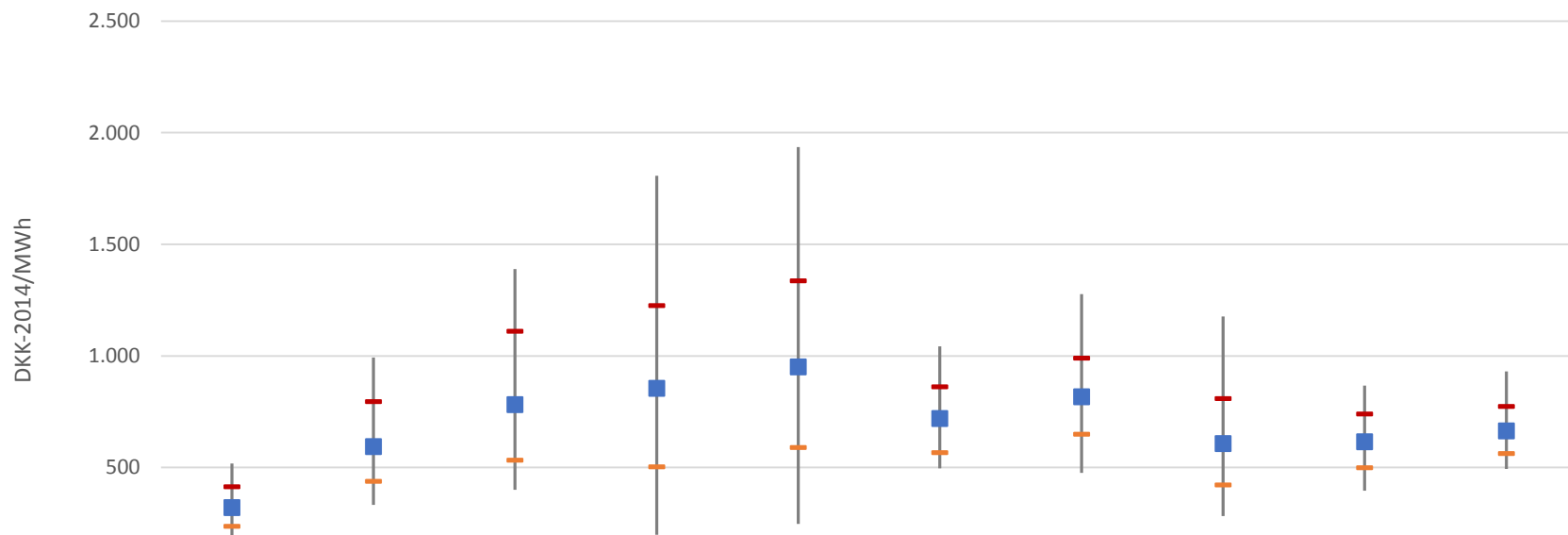
Følsomheder

Der er gennemført en række følsomhedsanalyser for at vise betydningen af enkelte parametre. Der henvises til rapporten *Elproduktionsomkostninger – Samfundsøkonomiske langsigtede marginalomkostninger for udvalgte teknologier, Ea Energianalyse 2014* for en nærmere beskrivelse af de enkelte parametre.

- Værdi af varme er central for KV
- CO₂-pris har betydning for fossil KV
- Rente kan øge omkostning for onshore vind. Påvirker dog også KV.
- Offshore vind bliver mindre konkurrencedygtig ved høj rente

Parameter	Central	Var 1	Var 2
Brændsel + CO ₂	Basisantagelse	450ppm - Scenario	CurrentPolicy - Scenario
Teknologiomkostninger	Basis	-25%	+25%
Kalkulationsrente	4%	2%	6%
Varmepris (DKK/GJ)	50	80	20
Fuldlasttimer VE	Grundberegning	+15%	-15%
Fuldlasttimer termisk	Grundberegning	+1000 timer	-1000 timer

Følsomheder



	Wind onshore	Wind offshore	Solar power	Medium CHP - wood chips	Medium CHP - straw	Medium CHP - natural gas SC	Large CHP - wood pellets	Large CHP - coal	Large CHP - refurb. Wood pellets	Large CHP - natural gas CC
Maximum	518	993	1.389	1.807	1.936	1.043	1.277	1.176	867	931
Minimum	186	333	400	198	247	496	475	282	396	494
■ Average	320	594	782	854	950	719	817	608	615	664
— 10%-fractile	237	439	533	502	590	566	649	422	499	563
— 90%-fractile	414	794	1.111	1.225	1.336	861	989	809	740	773

Betydning af integrationsomkostninger

Nedenstående graf viser de samlede elproduktionsomkostninger inkl. vurderingen af integrationsomkostningerne, eller gevinsten herved.

- Onshore vind er stadig den billigste teknologi
- Højere varmesalgspriser på de termiske kraftværker kan ændre denne vurdering
- Resultaterne kan ikke direkte bruges til at vurdere den korrekte sammensætning af et energisystem, da dette ville kræve en systemanalyse, der ville resultere i en blanding af forskellige teknologier.

