



17. marts 2005

# Langsigtede udfordringer i el-systemet

## Vindkraft og naturgas

# Indhold

1.	Indledning og sammenfatning	3
2.	Scenarier af fremtidens elsystem	9
3.	Resultater fra scenarieanalyserne	13
4.	Analyse af virkemidler i elsystemet	25
5.	Referencer	30

# 1. Indledning og sammenfatning

Det er en af systemansvarets opgaver at pege på muligheder for at udvikle elsystemet til fortsat at kunne leve op til kort- og langsigtede mål. Til at belyse fremtidens udfordringer anvendes bl.a. scenarieanalyser.

De seneste systemplaner har peget på, at effektbalancen kan komme under pres i løbet af de næste 5-10 år, dels på grund af manglende investeringer i nye produktionsanlæg, dels fordi eksisterende anlæg må lukke på grund af skærpede miljøkrav (direktivet om emissioner fra store fyringsanlæg). Af hensyn til effektbalancen er det vigtigt med stabile rammer for at sikre nye investeringer. Politisk besluttede rammer som vindkraftudbygning og ændrede CO<sub>2</sub>-kvotepriser udgør i den forbindelse væsentlige usikkerhedsfaktorer.

I Systemplan 2003 blev samspillet mellem EU's CO<sub>2</sub>-kvotemarked og investeringer i ny kraftværkskapacitet frem mod afslutningen af den såkaldte anden Kyotoperiode i 2013-18 analyseret. Analyserne viste blandt andet, at investeringer i gasteknologier synes at være en relativt robust investorstrategi under forskellige udviklinger i CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Dette scenariearbejde indgik i en proces, hvor de væsentligste udfordringer blev drøftet med interessenter i forskellige fora og præsenteret på konferencer.

I Systemplan 2004 blev linierne for det videre scenariearbejde udstykket ved at pege på tre grundscenarier for produktionsudbygning:

- Markant udbygning med naturgasfyrede værker i Norden
- Markant udbygning med vindkraft i Danmark og i naboområder
- Øget udbygning med decentrale anlæg og mikroteknologier

I denne rapport analyseres to af scenarierne, markant udbygning med gaskraft og markant udbygning med vindkraft. Formålet med rapporten er i højere grad end tidligere scenarieanalyser at gå tættere på de konkrete udfordringer for at sikre balancen i elsystemet på 10-20 års sigt. Analyserne har fokus på, hvordan driftsmønstret ændrer sig ved en anstrengt effektbalance og ved videre udbygning med op til 30 store havmølleparker i Danmark, svarende til at vindkraftproduktionen dækker ca. 50 % af det årlige elforbrug. Der er i rapporten set på en fremskrivning frem mod 2015, hvor det nordiske elsystem ikke ændres markant i forhold til i dag, blot bliver effektbalancen mere anstrengt som følge af stigende forbrug, skrotning af ældre kraftværker og begrænset udbygning med nye. Frem mod 2025 sker en større ændring af elsystemet i retning af markant produktionsudbygning med gas- eller vindkraft.

Analyserne er gennemført med Balmorel modellen, som dækker hele Norden, og som er blevet videreudviklet således, at den nu kan regne på elsystemet time for time. Dette muliggør mere detaljerede undersøgelser af bl.a. vindkraftens fluktuationer samt de økonomiske konsekvenser af forskellige tiltag.

Mere detaljeret beskrivelse af forudsætninger og resultater kan findes i den uddybende baggrundsrapport (Elkraft System, 2005).

## 1.1. Sammenfatning

Modelberegningerne viser, at det teoretisk set er muligt at indpasse store mængder vindkraft i Danmark og Norden. CO<sub>2</sub> emissioner fra elsektoren vil dermed blive reduceret markant. Der er dog specielt tre store udfordringer ved at håndtere et elsystem, hvor der udbygges markant med vindkraft:

- Tilvejebringelse af elproduktion, når det ikke blæser
- Håndtering af fluktuationer i elproduktionen
- Uforudsigelighed af produktion fra vindkraft

Markant udbygning med effektive gaskraftværker vil ligeledes reducere miljøpåvirkninger fra den nordiske elsektor, men vil samtidig øge afhængigheden af ét ledningsbåret brændsel og dermed udfordre brændselsforsyningsikkerheden.

### Effektbalancen udfordres

Modelresultater for vindscenariet indikerer, at vindkraftudbygning kombineret med kapacitetsudbygning på markedsvilkår kan føre til en situation, hvor der ikke er tilstrækkelig indenlandsk kapacitet til at dække elforbruget. Danmarks afhængighed af udlandet vil blive øget, dels i situationer hvor der ikke er tilstrækkelig hjemlig produktionskapacitet, dels i de perioder, hvor vi er afhængige af udlandet for at kunne drage nytte af dansk vindkraftproduktion. Den øgede afhængighed af udlandet vil øge behovet for internationalt samarbejde om forsyningsikkerhed og beredskab og fordrer øget samarbejde mellem de systemansvarlige i Nordeuropa.

### Fluktuerende elproduktion

Ved fortsat udbygning med vindkraft vil driftsmønstret i elsystemet ændres, idet vindens fluktuerende natur skaber prissvingninger i markedet. Disse prissvingninger vil signalere behov for fleksibilitet og regulerbarhed af øvrige anlæg, og fordrer nye tiltag, f.eks. transmissionsforbindelser og nye former for fleksibelt forbrug. Vandkraft spiller en afgørende rolle for det nordiske elsystems evne til effektivt at absorbere store mængder vindkraft. Hvis der udbygges med vind i stort omfang, er det endvidere vigtigt, at der skabes økonomisk incitament til at sikre effektivt samspil mellem elmarked, varmemarked og gasmarked. I scenarierne med meget vindkraft spiller også varmelagrene en vigtig rolle, som en form for indirekte ellagring. Det vil formentligt også blive nødvendigt at stille yderligere krav til vindmøllerne om at bidrage til elkvaliteten.

### Uforudsigelighed af elproduktionen

Efterhånden som vindkraftens andel af produktionen stiger, kan dens uforudsigelighed ændre betingelserne for elsystemets drift – og dermed give nye udfordringer driftsmæssigt såvel som økonomisk. De uforudsete fluktuationer betyder, at de øvrige aktører skal tilpasse sig med kortere varsel. Problemets størrelse vil afhænge af vindkraftprognosernes præcision og mulighederne for med kort varsel at tilpasse forbrug og produktion i elsystemet. Blandt løsningsmulighederne er forbedrede vindkraftprognoser, geografisk spredning af vindkraften, mulighed for handel tættere på driftstimen samt aktivering af flere ressourcer i elsystemet.

### Nye enheder i elsystemet

Energiproduktionen fra vindkraft vil have en prissænkende effekt og dermed reducere incitamenterne til at investere i nye termiske grundlastværker. Dette

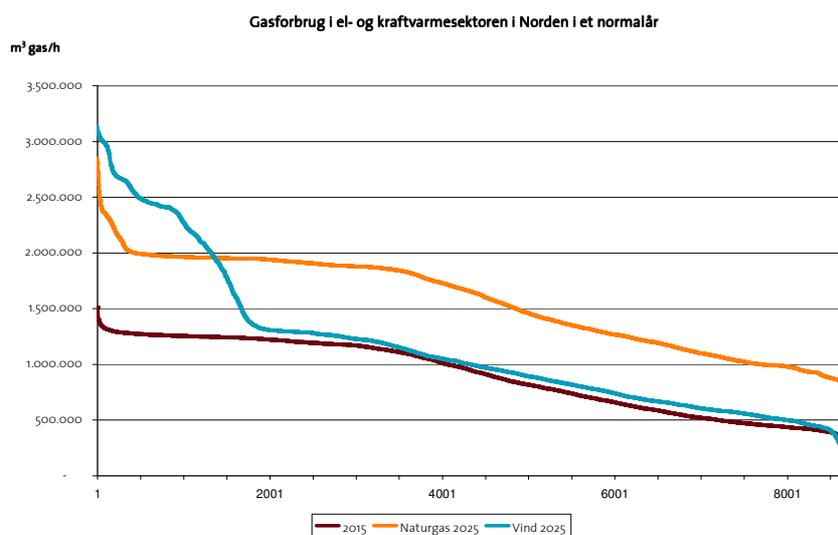
kan udfordre effektbalancen og dermed systemansvarets arbejde med at sikre et robust og forsynings sikkert elsystem uden at gribe ind i markedet. Nye former for fleksibelt elforbrug, som store varmepumper og elpatroner kan i den forbindelse bidrage positivt ved at stabilisere elpriserne og dermed forbedre markedsaktørernes incitament til at investere i ny kraftværkskapacitet.

Store mængder vindkraft vil endvidere betyde, at prismønstret i elmarkedet bliver væsentligt mere svingende med lave priser i vindrige perioder og høje priser, når vindkraftproduktionen er lav. Dette vil give incitament til at aktivere nye ressourcer i elsystemet. Ved stor vindproduktion og dermed lave priser kan de nævnte nye former for fleksibelt forbrug som store varmepumper og elpatroner spille en rolle, mens situationer med effektknaphed og dermed høje priser vil fordrage tiltag som f.eks. nye spidslastanlæg, nødstrømsanlæg, mere fleksibel varmeproduktion på kraftvarmeværker og priselastisk forbrug. Ellagre og transmissionsforbindelser kan have en prisudjævnende effekt ved såvel lave som høje priser.

## **Naturgas**

Ved markant udbygning med gaskraft i Norden vil man ikke på samme måde som i vindkraftscenariet opleve prissvingninger i markedet. Der vil derfor ikke i samme omfang være brug for aktivering af flere ressourcer i elsystemet til håndtering af situationer med effektknaphed eller overskud af elproduktion. Dette fremgår nedenfor i en analyse af forskellige virkemidler til håndtering af udfordringer elsystemet. Den samfundsøkonomiske værdi af nye tiltag er betydeligt lavere i naturgasscenariet end i vindkraftscenariet.

Fremskrivningerne af gasforbruget i scenarierne kan bl.a. bruges til at kvantificere investeringsbehovet i gastransmissionskapacitet og gaslagerkapacitet. Figur 1 viser varighedskurver over det nordiske naturgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i et normalt nedbørsår i hhv. referencefremskrivningen og scenarierne for 2025. Det er bemærkelsesværdigt, at gasspidsforbruget har samme størrelsesorden i begge 2025 scenarier, på trods af at der er installeret betydeligt mere gaskraft i naturgasscenariet. Formentligt vil egentlige spidslastanlæg skulle køre på olie i stedet for gas. Investeringer i gasinfrastruktur skal ses i sammenhæng med infrastrukturinvesteringerne i elsystemet, som kan være bestemmende for lokaliseringen af nye kraftværker.



Figur 1: Nordisk gasforbrug i el- og kraftvarmesektoren i fremskrivningen 2015 og i naturgas- og vindscenariet 2025 i et normalt nedbørsår.

### Analyse af virkemidler i systemet

Modellen beregner omkostningerne ved at levere de efterspurgte el- og varmemængder. De samfundsøkonomiske konsekvenser af forskellige tiltag i el-sektoren kan herefter beregnes ved at sammenligne forskellige modelkørsler. De økonomiske konsekvenser er opdelt for de relevante aktørgrupper, herunder elforbrugere, varmemeforbrugere, forskellige producentgrupper samt systemansvaret (flaskehalsindtægter). Den samlede samfundsøkonomiske driftsnytte af et tiltag er lig summen af konsekvenserne for de enkelte grupper.

I tilknytning til scenarierne er der analyseret forskellige virkemidler til at imødekomme de udfordringer, som elsystemet står overfor. Der er set på transmissionsforbindelser samt på varmepumper, elkedler og ellagre i tilknytning til kollektive varmforsyningsnet.

Tabel 1 viser investeringsomkostninger og driftsnyttéværdien for det nordiske elsystem for de forskellige tiltag. Et nytte/omkostningsforhold over 100 % indikerer, at et tiltag umiddelbart er samfundsøkonomisk lønsomt under de givne betingelser.

Mio. kr/år	Storebælt (600 MW)	Skagerrak (+600 MW)	Varmepumper (500 MW <sub>varme</sub> )	Elpatroner (1.000 MW)	Batterilagre (215 MW)
Kapitalomkostninger	78	137	180	18	200
Driftsnytte:					
Fremskrivning 2015	62	53	120	0	-55
Naturgasscenariet 2025	18	45	Ikke belyst	Ikke belyst	Ikke belyst
Vindkraftscenariet 2025	158	345	310	260	-4

Nytte/omkostning	Storebælt (600 MW)	Skagerrak (+600 MW)	Varmepumper (500 MW <sub>varme</sub> )	Elpatroner (1.000 MW)	Batterilagre (215 MW)
Fremskrivning 2015	80%	40%	65%	0%	-30%
Naturgasscenariet 2025	25%	35%	Ikke belyst	Ikke belyst	Ikke belyst
Vindkraftscenariet 2025	200%	250%	170%	>1.000%	0%

Tabel 1: Driftsnyttéværdi og årlige kapitalomkostninger for forskellige tiltag i de belyste scenarier. Den øverste tabel viser tiltagenes absolutte driftsnytte og omkostninger, mens den nederste tabel viser forholdet mellem de to. De angivne driftsnyttéværdier inkluderer ikke virkemidlernes regulérbidrag.

## Transmissionsforbindelser

Sammenholdt med Nordels prioriterede snit beregninger for 2010 fås højere nordiske driftsnyttéværdier af både Storebælts- og Skagerrakforbindelsen i referencefremskrivningen for 2015 (Nordel, 2004). Ingen af forbindelserne er dog rentable, når der alene ses på driftsnyttéværdien. I Nordels beregninger blev der anvendt en anden beregningsmodel, Samkøringsmodellen, og der blev regnet på 2010 med lidt andre forudsætninger. I Balmorel beregningerne fås højere elpriser og større prisforskelle mellem forskellige områder, hvilket er med til at forklare den større driftsnyttéværdi. Balmorel er en timemodel, mens Samkøringsmodellen har en mere grov tidsopløsning.

Værdien af Storebæltsforbindelsen falder med godt 20 mio. kr., hvis Nordels øvrige "prioriterede snit" udbygges i referencefremskrivningen 2015. Det er især udbygningen af snit 4 i Sverige, som påvirker driftsnyttéværdien af Storebæltsforbindelsen. Skagerrakforbindelsens driftsnytte ændres derimod ikke væsentligt af etableringen af de øvrige prioriterede snit.

I naturgasscenariet 2025 forudsættes, at der udbygges med produktionsanlæg i de områder, hvor elprisen bliver højest. Dette reducerer værdien af Storebæltsforbindelsen betragteligt, idet Sydsverige ikke længere er underskudsområde i samme grad som i 2015. Skagerrak har fortsat relativt høj værdi.

I vindkraftscenariet 2025 øges værdien af både Storebælt og Skagerrak markant. Forbindelsernes relativt høje nytte skyldes, at de muliggør øget produktion fra de effektive danske kraftvarmeværker (som erstatning for mindre effektive kondensværker), samt at de forbedrer udvekslingsmulighederne mellem Norden og Tyskland. Modelresultater viser endelig, at udbygning med alle Nordels 5 prioriterede snit har betydeligt større nytteværdi i vindkraftscenariet.

## Varmepumper og elpatroner

Som tiltag til at øge fleksibiliteten i elforbruget ved lave elpriser er der set på etablering af hhv. varmpumper og elpatroner i tilknytning til fjervarmeområder i Danmark. Såvel varmpumper som elpatroner har stor værdi for el- og

varmesystemet ved markant udbygning med vindkraft, idet de kan udnytte elproduktionen ved lave elpriser og dermed fungere som konkurrencedygtige varmeproduktionsteknologier. Varmepumperne får relativt stor driftstid, mens elpatronerne kun anvendes i få timer om året, når elpriserne er meget lave som følge af stor vindkraftproduktion.

## Ellagre

Analyserne viser, at ellagre anvendes meget, da der er store prisfluktuationer i vindkraftscenariet, og ved meget lave og høje priser ses en vis påvirkning af elprisen. Beregningerne viser imidlertid en negativ samfundsøkonomisk driftsnytte. Årsagen til den lave værdi er bl.a. batteriernes relativt høje faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Havde batterierne ingen faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ville den samfundsøkonomiske driftsnytte blive øget med 71 mio. kr. til 66 mio. kr. Selv idet tilfælde ville lagerets driftsnytte dog langt fra dække investeringsomkostningen.

Alle de nævnte tiltag vil også kunne bidrage til systemets indregulering af de "uventede" vindfluktuationer, der ikke eksplicit er inkluderet i modelberegningerne, der danner grundlag for denne rapport.

## 2. Scenarier af fremtidens elsystem

Det er velkendt, at elproduktionen i dag foregår på en anderledes kraftværkspark end for bare 20 år siden, hvor stort set hele Danmarks elforbrug blev dækket af få centrale kraftværker. I 2003 var 41 % af elforbruget dækket af varmebunden produktion og ca. 16 % var vindkraft.

Der kan over de næste 20 år igen ske betydelige forandringer i valg af teknologier og brændsel til elproduktion. Særligt vindkraftanlæg vil stille nye krav til det overordnede elsystem. Såfremt teknologiudviklingen frembringer en stigning i mængden af decentrale og lokale kraftværker, vil de underliggende net i stigende grad skulle indgå i den samlede systemdrift. Konkurrencen mellem producenterne kan tilskynde til at lukke de kraftværker, der ikke giver tilstrækkeligt overskud, hvorved effektbalancen bliver mere anstrengt end i dag. Liberaliseringen vil sammen med øget vind og decentrale teknologier endvidere stille krav om et mere dynamisk samspil mellem de netbårne energiformer - el, gas og varme.

En vigtig opgave i fremtidens elsystem bliver desuden at aktivere forbrugssiden. På nordisk plan er potentialet for priselastisk elforbrug estimeret til 12.000 MW, hvilket svarer til omtrent 20 % af spidslastforbruget i Norden (Nordel, 2005). Øget priselastisk forbrug, kombineret med tendensen til at en stigende andel af elektriciteten produceres på mange mindre enheder, medfører et større behov for styring og regulering på både forbrugs, produktions-, og netsiden. I den forbindelse vil IT til måling, kommunikation og dynamisk optimering spille en vigtig rolle.

Alt dette vil medføre ændringer i betingelserne for den daglige drift af elsystemet, og for hvilke værktøjer der skal være til rådighed for at opretholde forsyningsikkerheden.

### Tre scenarier i 2025

Afhængigt af teknologiudviklingen, aktørernes præferencer og politiske beslutninger tegner der sig forskellige fremtidsbilleder for sektoren. Der ses her på tre langsigtede udviklingstendenser: Markant udbygning med vindkraft, øget anvendelse af naturgas samt øget udbygning med decentrale anlæg og mikroteknologier. Fokus for analyserne er at vurdere, hvordan forskellige udviklinger i udbygning med produktionskapacitet kan udfordre økonomi, forsyningsikkerhed og infrastrukturudbygning.

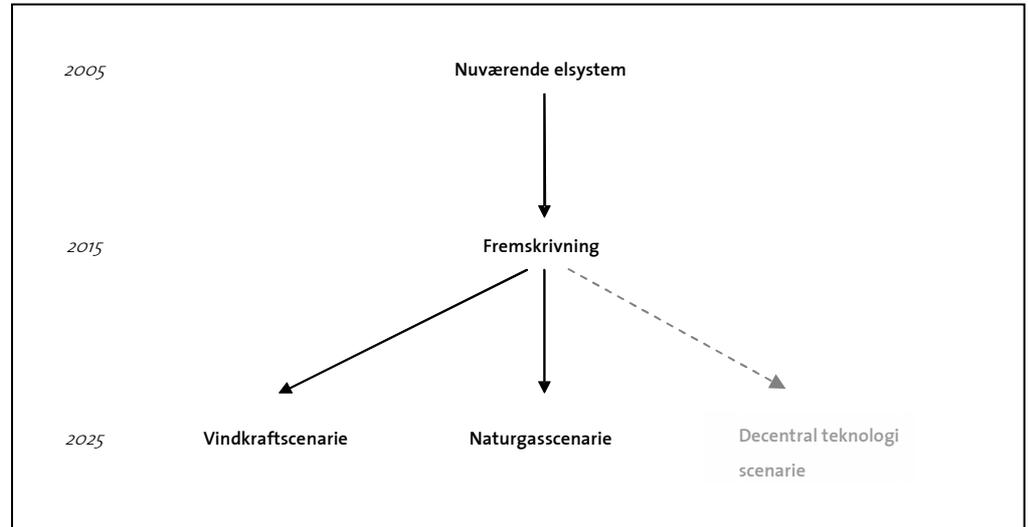
Metodisk håndteres scenarierne ved at opstille øjebliksbilleder for elsystemet anno 2025. Som udgangspunkt adskiller scenarierne sig kun fra hinanden ved, at der indlagt forskellige forudsætninger om sammensætningen af produktionsapparatet. Forudsætninger vedrørende udvikling i el- og varmemeforbrug, brændselspriser mv. er ens i scenarierne, og der regnes som udgangspunkt med samme transmissionskapaciteter som i det nuværende elsystem (Jylland-Tyskland dog med 1.400 MW i begge retninger).

### - samt fremskrivning i 2015

For at kunne vurdere værdien af forskellige virkemidler på kortere sigt analyseres desuden på en fremskrivning for 2015. Fremskrivningen indfanger den 10 års tidshorisont, der arbejdes med i de årlige systemplaner. På mellemlangt

sigt forventes elsystemet ikke at ændre sig markant i forhold til i dag, dog kan effektbalancen være betydeligt mere presset end i dag, afhængigt af om der foretages nye investeringer på kommercielle vilkår.

De analyserede fremtidsbilleder fremgår af Figur 2 nedenfor:



Figur 2: Scenarieanalyser 2015/2025. Det decentrale scenarie indgår ikke eksplicit i denne rapport.

#### **Naturgasscenariet – effektivt marked**

Naturgasanlæg kan blive den foretrukne kraftværsteknologi blandt investorer i fremtiden. Dette blev bl.a. anskueliggjort i Elkraft Systems scenarieanalyser fra 2003. I naturgasscenariet antages størstedelen af al ny kapacitet at være naturgasbaseret. Det antages desuden, at markedet fungerer effektivt, således at investeringer i ny produktionskapacitet sker der, hvor elprisen er højst. I scenariet undersøges, hvorledes denne udvikling kan udfordre forsynings sikkerheden ved at øge afhængigheden af naturgas og øge spidsbelastninger i gassystemet. I et fremtidigt elsystem med stort naturgasforbrug øges behovet for koordinering af investeringer på el- og gasmarkedene med henblik på at sikre konsistente beslutninger.

#### **Vindkraftscenariet – anstrengt effektbalance**

I vindkraftscenariet antages det, at der sker en kraftig udbygning med vindkraft i Danmark, såvel som i nabolande. Udbygning med vindkraft kan ske enten som resultat af politiske beslutninger, som i de seneste energipolitiske aftaler, eller som det bedste kommercielle valg f.eks. på baggrund af teknologisk udvikling og højere brændselspriser. Sikring af tilstrækkelig effekt kan blive en særlig udfordring i vindkraftscenariet, idet øget udbygning med vindkraft vil reducere incitamenterne til at udbygge med grundlastkapacitet. Dette kan sætte systemet under pres i de timer, hvor vinden ikke blæser.

#### **Decentral scenarie – ny teknologi**

Øget udbygning med decentrale anlæg og mikroteknologier kan f.eks. ske som følge af forbedret økonomi, lokale krav til forsynings sikkerhed og teknologisk udvikling. Konsekvenserne for systemdriften og vurdering af nye værktøjer til kommunikation, styring og overvågning udgør et særligt analyseområde i den forbindelse. Dette scenarie håndteres dog ikke eksplicit i denne rapport, men belyses i scenariearbejdet fremover.

## 2.1. Analyseværktøj

I dette projekt har det været ønskeligt at arbejde med en model, der dels kan regne med fin tidsopløsning, dels regne på hele det nordiske elsystem. Desuden har det været vigtigt at bruge et åbent datasæt med henblik på at kunne drøfte resultaternes forudsætninger med interessenter i energisektoren. Samkøringsmodellen, der bruges i Nordel regi, dækker hele det nordiske elsystem, men anvender aggregerede tidsafsnit og fortrolige data. Derfor er Balmorel modellen – der også blev anvendt i de tidligere scenarieanalyser – videreudviklet til denne opgave.

### Hele Norden

Den anvendte version af modellen dækker den nordiske el- og fjernvarmesektor. Norden er opdelt i 10 områder på elsiden, adskilt af transmissionsforbindelser. Data om eksisterende kraftværker er indhentet gennem årene og baseret på offentligt tilgængelige kilder. Nye anlægsdata tager udgangspunkt i Energistyrelsen og de systemansvarliges teknologikatalog (Energistyrelsen et al, 2005).

### Optimeringsmodel

Modellen simulerer et velfungerende marked og optimerer produktionsfordelingen mellem anlæg, herunder også import/eksport forhold. Optimeringen søger at minimere de samlede omkostninger i energisystemet. Da det er hensigten at vurdere de samfundsøkonomiske konsekvenser af forskellige tiltag regnes med faktiske omkostninger eksklusiv afgifter. Køb af CO<sub>2</sub>-kvoter indgår som en faktisk omkostning. Som et resultat af modelkørslerne fremkommer bl.a. produktioner, brændselsforbrug og emissioner, samt el- og varmepriser. Modellen kan endvidere optimere investeringer i nye anlæg, men i analyserne i dette projekt, er det valgt at bestemme investeringsforløbene eksogent.

Der er fuld indsigt i fordelingen af vindproduktion, elforbrug, vandtilstrømning og kraftværksudfald. Analyserne tager således udgangspunkt i, at alle aktører har fuld information i "passende" tid før driftstimen. Der tages indirekte højde for uforudsigeligheden af vindkraft ved, at der i efterbehandlingen inkluderes anslåede omkostninger til regulering. De driftsmæssige konsekvenser af produktions- og forbrugsændringer indenfor driftstimen er ikke belyst. Håndtering af ændringer inden for driftstimer vil blive nærmere undersøgt i forbindelse med det videre arbejde.

### Systembindinger

Endvidere er der indlagt visse systembindinger, bl.a. forudsættes det, at der på det mellemlange sigt (2015) altid skal køre mindst 500 MW central kraftværkskapacitet i både Øst- og Vestdanmark. Denne binding forudsættes i 2025 afløst af andre metoder til at holde spænding m.v. Desuden er de centrale dampanlæg tildelt reguleringsbegrænsninger, således at de time for time maksimalt kan ændre deres produktion med 1/3 af den installerede kapacitet (ramping).

### Samfundsøkonomi

Modellen beregner omkostningerne ved at levere de efterspurgte el- og varmemængder. De samfundsøkonomiske konsekvenser af forskellige tiltag i el-sektoren kan herefter beregnes ved at sammenligne forskellige modelkørsler. F.eks. er konsekvenserne af øget udbygning med vindmøller og konsekvenserne af øget udbygning med transmissionskapacitet analyseret. De økonomiske konsekvenser er opdelt for de relevante aktørgrupper, herunder elforbrugere, varmemeforbrugere, forskellige producentgrupper samt systemansvaret (flaske-

halsindtægter). Den samlede samfundsøkonomiske konsekvens af et tiltag er lig summen af konsekvenserne for de enkelte grupper.

### 3. Resultater fra scenarieanalyserne

I det følgende kvantificeres udviklingen i de analyserede fremtidsbilleder.

#### Hovedforudsætninger og -resultater

Tabel 2 opsummerer de væsentligste forudsætninger og resultater fra analyserne af det nordiske elsystem.

Norden	2005	2015	Vind 2025	Gas 2025
Elforbrug (TWh)	396	434	469	
Varmeforbrug (TWh)	104	109	109	
CO <sub>2</sub> kvotepris (kr./ton)	30	100	150	
Gaspris (kr./GJ), (DK)	23	27	31	
Kapacitetsbalance, ex. Vind (MW)	5.700	-3.200	-7.300	-4.100
Naturgas (MW)	5.700	5.400	15.000	18.700
Vindkraft (MW)	3.600	6.800	21.000	10.500
heraf vindkraft i Danmark (MW)	3.100	3.700	8.700	5.700
Elpris, gns. <sup>1,2</sup> (kr./MWh)	197	293	307	322
CO <sub>2</sub> emission <sup>1</sup> (Mt)	76	72	45	55
heraf CO <sub>2</sub> emission <sup>1</sup> i DK (Mt)	30	31	15	18
Interne flaskehalsindtægter <sup>1</sup> (mio. kr.)	Ca 210	Ca. 640	Ca. 3000	Ca. 400

Tabel 2: Hovedforudsætninger og -resultater for scenarieanalyserne.

<sup>1</sup>Modelberegning, <sup>2</sup>Timevægtet gennemsnit af elpriserne i modellens 10 områder.

Der regnes med en begrænset stigning i elforbruget gennem perioden. I Norden øges forbruget gennemsnitligt med 0,8 % pr. år frem til 2025, og i Danmark med 1,6 %. Fremskrivninger af elforbruget er for Danmark baseret på data fra Eltra og Elkraft System og for de øvrige nordiske lande på fremskrivninger fra Nordisk Systemudviklingsplan 2002 (Nordel, 2002). Varmeforbruget antages at stige 0,5 % årligt frem til 2015, hvorefter det forudsættes konstant.

Brændselspriserne er fastlagt på baggrund af IEA's "World Energy Outlook 2004", og antages kun at stige lidt frem til 2025 (IEA's prisniveau i 2025 ligger lavere end de faktiske priser i 2004). CO<sub>2</sub>-kvote prisen stiger til 100 kr./ton i 2015 og til 150 kr./ton i 2025. Den langsigtede CO<sub>2</sub> kvotepris er fastsat på baggrund af notatet "Langsigtede CO<sub>2</sub>-priser", udarbejdet af ECON Analyse for Energistyrelsen (ECON, 2004)<sup>1</sup>.

#### Udskiftning af kraftværksparken

Frem mod 2015 skrotes en række ældre værker, og der etableres et stort kernekraftværk i Finland på 1.600 MW. I perioden 2016 til 2025 sker en yderligere erstatning af ældre værker med nye effektive gasfyrede anlæg og vindmøller

#### Udbygning i naturgas-scenariet

I naturgasscenariet sker en kraftig udbygning med naturgasfyrede udtagsværker og combined cycle kondensværker med høj virkningsgrad – dels som erstatning for eksisterende olie-, kul- og gasfyrede værker, dels til at dække det stigende elforbrug. En del af fjernvarmeforsyning i Sverige, som i dag dækkes med varmekedler, forudsættes at blive dækket med nye naturgasfyrede kraftvarmeværker. Samlet øges den naturgasfyrede kapacitet med ca. 13.000 MW,

<sup>1</sup> I notatet vurderes 150 kr./ton CO<sub>2</sub> som et sandsynligt niveau for en middelpriis i 2030.

fra godt 5.700 MW i 2005 til 18.700 MW i 2025. Vindkraftudbygning antages at følge et mere afdæmpet forløb, som indebærer, at den samlede nordiske vindkraftkapacitet øges fra de nuværende knap 4.000 MW til godt 10.000 MW. Det svarer til, at der i gennemsnit etableres ca. 300 MW ny vindkraft per år i Norden i perioden 2005-2025. I Danmark etableres i alt 2.500 MW ny vindkraftkapacitet, som forudsættes ligeligt fordelt mellem Øst- og Vestdanmark.

### **Udbygning i vindkraftscenariet**

I vindkraftscenariet sker en markant udbygning med vindkraft i Danmark såvel som i de øvrige nordiske lande. Herhjemme etableres ca. 5.500 MW ny vindkraftkapacitet fordelt ligeligt mellem Øst- og Vestdanmark. På nordisk plan øges kapaciteten til i alt ca. 21.000 MW. Til sammenligning er minimumsforbruget i Norden knap 29.000 MWh/h i 2025 og maksimumforbruget godt 80.000 MWh/h. I vindkraftscenariet sker ligeledes betydelige investeringer i nye naturgasfyrede anlæg (fra 5.700 MW naturgas i 2005 til 15.000 MW i 2025). En del af de nye anlæg er spidslastanlæg (gasturbiner), som primært etableres for at kunne levere el i spidslastperioder.

### **CO<sub>2</sub>-emissioner**

Selvom el- og varmemeforbruget vokser, falder CO<sub>2</sub>-emissionerne fra el- og fjernvarmesektoren på nordisk plan – fra 76 Mt i 2005 til mellem 45 Mt og 55 Mt i 2025 afhængigt af vindkraftudbygningen. Reduktionerne skyldes dels, at den stigende CO<sub>2</sub>-kvotepris gør det mindre attraktivt at producere på værker med høj CO<sub>2</sub>-emission, dels at der sker en udskiftning af kraftværksparken.

Den lille stigning i den danske CO<sub>2</sub>-udledningen fra 2005 til 2015 skyldes, at Danmark i 2015 bliver en relativt stor nettoeksportør af el (knap 7 TWh). I 2025 er Danmark i nogenlunde energimæssig balance med de omkringliggende lande.

### **Flaskehalsindtægter**

I vindkraftscenariet ses en voldsom stigning i de nordiske flaskehalsindtægter, fra nogle hundrede millioner årligt i dag til ca. 3 mia. pr. år. Dette skyldes, at systemet bliver væsentligt mere presset. I timerne med meget vindproduktion opstår der store flaskehalse og prisforskelle mellem områder med meget vindkraft og områder med lille vindkraftkapacitet. Tilsvarende betyder den preskede effektbalance i scenariet, at der er en høj udnyttelse af forbindelserne, også når det ikke blæser. Det skal bemærkes, at systemet i virkeligheden næppe vil komme så meget ud af balance, uden at der vil blive gennemført nye tiltag, f.eks. på transmissions- eller forbrugssiden. Udbygges transmissionsnettet med Nordels prioriterede snit falder flaskehalsindtægterne i vindscenariet fra ca. 3 mia. kr. pr. år til godt 2 mia. kr.

### **Kapacitetsbalancer**

Skrotning af værker og markedets krav om rentabilitet på nye investeringer fører til, at kapacitetsbalancen<sup>2</sup> bliver mere presset gennem perioden. I Norden såvel som i Danmark bliver balancen (ekskl. vindkraft) negativ allerede i 2015.

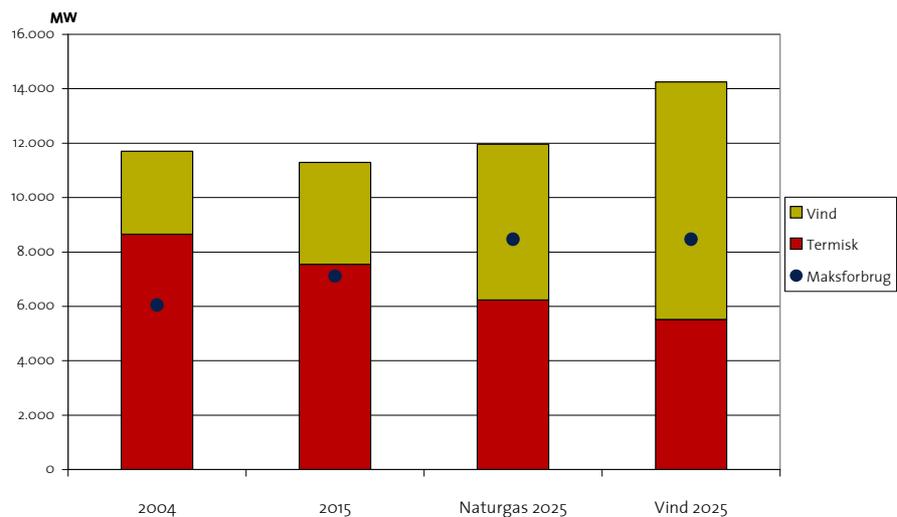
---

<sup>2</sup> Det skal bemærkes, at kapacitetsbalancerne ikke er direkte sammenlignelige med de effektbalancer, der normalt udarbejdes i Nordel-regi. Ovenstående kapacitetsbalancer viser balancen i modellen, dvs. elforbruget i timen med det højeste forbrug sammenholdt med den tilgængelige kapacitet i modellen i den samme time. I en 10-års vinter vil effektbalancen være mere presset.

I et normalt nedbørsår kan efterspørgslen efter el dog tilfredsstilles i alle de analyserede fremtidsbilleder, bl.a. ved at importere fra Tyskland, Polen og Rusland. I tørår er der enkelte timer primært i det nordlige Sverige og Norge, hvor efterspørgslen ikke kan dækkes i referencefremskrivningen 2015 og i vindkraftscenariet 2025. I disse få timer stiger elprisen til 1.000 kr./MWh, hvorved forbruget reduceres. I Danmark kan forbruget dækkes til alle tidspunkter.

Det skal bemærkes, at importmulighederne fra kontinentet er fuldt tilgængelige i alle timer i modellen. I praksis vil der ikke altid kunne regnes med disse importmuligheder, da balancen i Norden og på kontinentet kan være presset på samme tidspunkter. På den anden side er der ikke detaljeret taget højde for forbrugssidens fleksibilitet i modellen. Det er i Nordel regi påvist, at der er et teoretisk stort potentiale for fleksibelt forbrug, som skal aktiveres både af hensyn til effektbalancen og af hensyn til markedet.

Figur 3 viser modellens balance for Danmark. Sammenlignet med det øvrige Norden er balancen noget mere presset i Danmark. Dette skyldes, at der i 2025 scenarierne især i Danmark er sket en betydelig udbygning med vindkraft, hvilket medfører, at elpriserne her bliver relativt lave. Dermed reduceres incitamenterne til at investere i termisk produktionskapacitet på markedsvilkår.

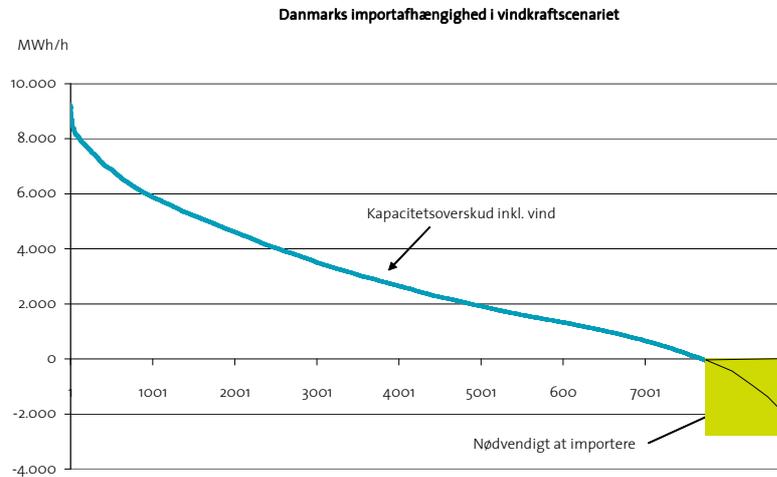


Figur 3: Kapacitetsbalancer for Danmark i 2004, i fremskrivningen 2015 samt i naturgas- og vindkraftscenariet for 2025.

Modelresultaterne indikerer således, at vindkraftudbygning kombineret med kapacitetsudbygning på markedsvilkår kan føre til en situation, hvor der ikke er tilstrækkelig indenlandsk kapacitet til at dække elforbruget. Dette vil øge Danmarks afhængighed af udlandet, og dermed behovet for internationalt samarbejde om forsyningssikkerhed og beredskab.

Figur 4 illustrerer Danmarks importafhængig i vindkraftscenariet 2025. Figuren viser en varighedskurve over den potentielle eksportkapacitet i Danmark, dvs. summen af den tilgængelige produktionskapacitet (inkl. vindkraftproduktionen) fratrukket elforbruget. I de fleste timer kan den indenlandske produkti-

onskapacitet rigeligt dække det danske forbrug. Ca. 1.000 timer om året er der dog et produktionskapacitetsunderskud, som gør det nødvendigt at importere for at dække elforbruget. Det maksimale importbehov udgør ca. 2.750 MWh/h.



Figur 4: Varighedskurve over Danmarks potentielle eksportkapacitet time for time i vindkraftscenariet, dvs. den tilgængelige produktionskapacitet (inkl. vindkraft) i Danmark fratrukket elforbruget.

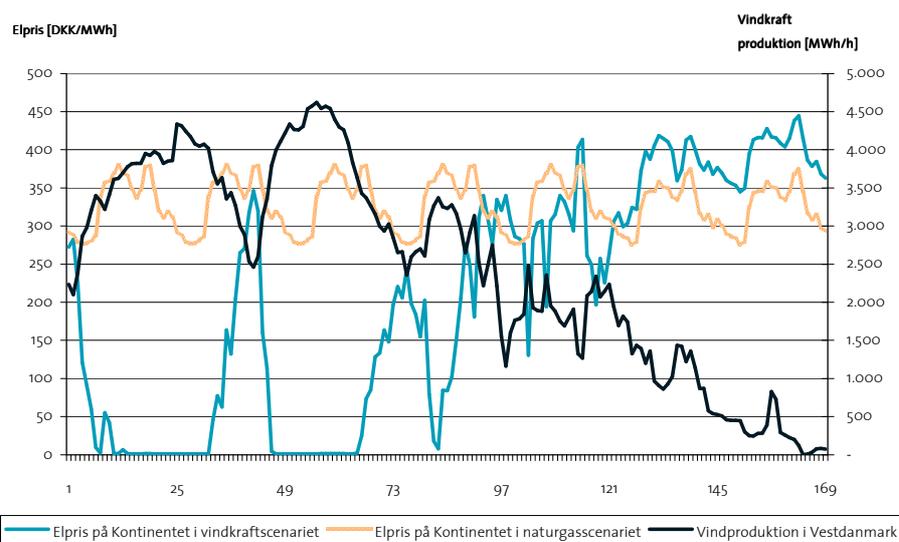
### Udveksling med kontinentet og Rusland

Udvekslingen mellem Norden og kontinentet (Tyskland/Polen) antages at ske på basis af prisforskelle. Da det ikke forventes, at Norden på langt sigt vil være enten et import- eller et eksportområde over for kontinentet tilpasses prisniveauet på kontinentet således, at der opnås energimæssig balance i et normalt nedbørsår.

På baggrund af de historiske elpriser på den tyske elbørs EEX (European Energy Exchange) er der konstrueret en prisprofil for kontinentet, som tager højde for sæson-, uge- og døgnprisvariationer i et termisk system, og som giver energimæssig balance.

I vindkraftscenariet 2025 anvendes dog en særlig prisprofil for kontinentet, der påvirkes både af EEX og af vindmængden i Vestdanmark. Med den ændrede prisprofil begrænses mulighederne for at eksportere el fra Danmark til kontinentet, når det blæser meget. Dette er gjort for at belyse konsekvenserne af en meget kraftig vindkraftudbygning syd for Danmark. Det viser sig i modelberegningerne, at Danmark med denne profil faktisk ligger i transit sydfra i flere af de vindrige timer, hvilket svarer til den ønskede effekt.

Figur 5 viser sammenhængen mellem vindkraftproduktionen i Vestdanmark og elprisen på kontinentet i uge 4 i vindkraftscenariet 2025. Desuden fremgår den prisprofil, som anvendes for kontinentet i naturgasscenariet



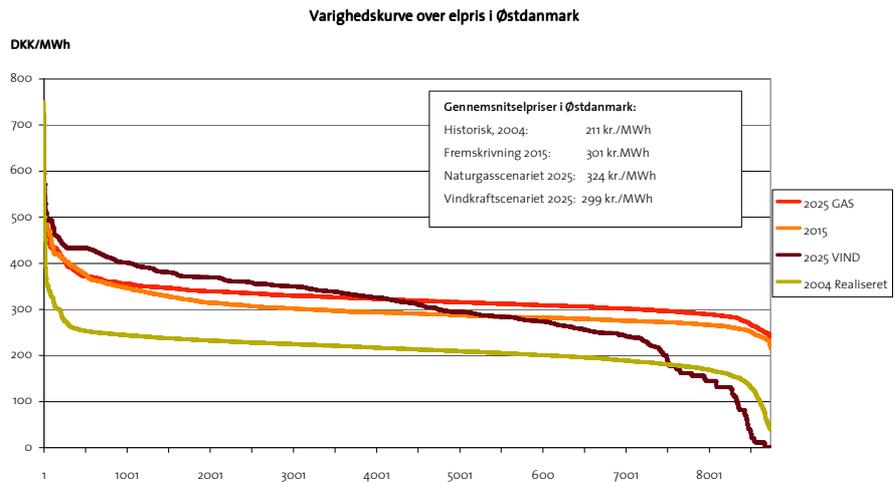
Figur 5: Sammenhængen mellem vindproduktionen i Vestdanmark og elprisen på kontinentet. Desuden fremgår den prisprofil, som anvendes for kontinentet i naturgasscenariet

Figuren viser, hvordan en voldsom vindudbygning i Tyskland/Polen simuleres ved at lade de systematiske døgnsvingninger fra EEX påvirkes kraftigt af vindprofilen. Ved meget vind går prisen ligefrem i nul, for herefter at stige til et højere niveau end udgangspunktet, når vinden løjer.

Udvekslingen mellem Rusland og Finland håndteres som en fast udvekslingsmængde, som specificeres for hvert tidsafsnit. Der forudsættes en årlig import til Finland på 11 TWh (svarende til dagens niveau) både i 2015 og 2025.

## Elpriser

I et liberaliseret elmarked må elprisen over tid formodes at stige til de langsigtede marginalomkostninger for de produktionsanlæg, som investorerne vælger at investere i. Sammen med indførelsen af CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet vil dette føre til betydelige prisstigninger på det nordiske elmarked sammenlignet med i dag. I figuren nedenfor ses varighedskurver over den historiske elpris i 2004, samt elprisen i 2015 fremskrivningen og i de to scenarier for 2025. Det er valgt, at der både i naturgas- og vindkraftscenariet udbygges, så gennemsnitspriserne i Norden lægger sig på niveau med de langsigtede omkostninger for gasfyrede kraftværker (omtrent 320 kr./MWh med de anvendte forudsætninger).



Figur 6: Varighedskurver for elprisen i Østdanmark i 2004 (historisk) samt i fremskrivningen for 2015 og i naturgas- og vindscenariet 2025 (modelberegninger).

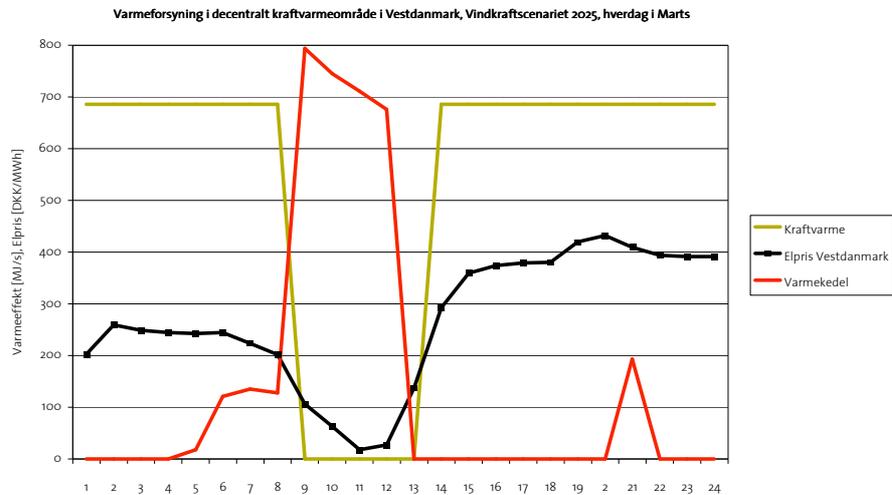
I vindscenariet 2025 betyder den markante udbygning med vindmøller i Danmark og nabolande, at elprisen reduceres i de mest vindrige timer. Som en konsekvens kommer der færre investeringer i øvrige produktionsanlæg end i gasscenarioet, og derfor fås højere priser i de timer, hvor vinden ikke blæser.

I referencefremskrivningen for 2015 og i naturgasscenarioet 2025 ses relativt små udsving i prisen time for time sammenlignet med de historiske elpriser i 2004. Dette skyldes bl.a., at modellen sikrer optimal anvendelse af vandkraftens og varmelagrenes lagermuligheder. I vindkraftscenariet er der så store mængder vindkraft i elsystemet, at elpriserne fluktuerer betydeligt.

## Eloverløb

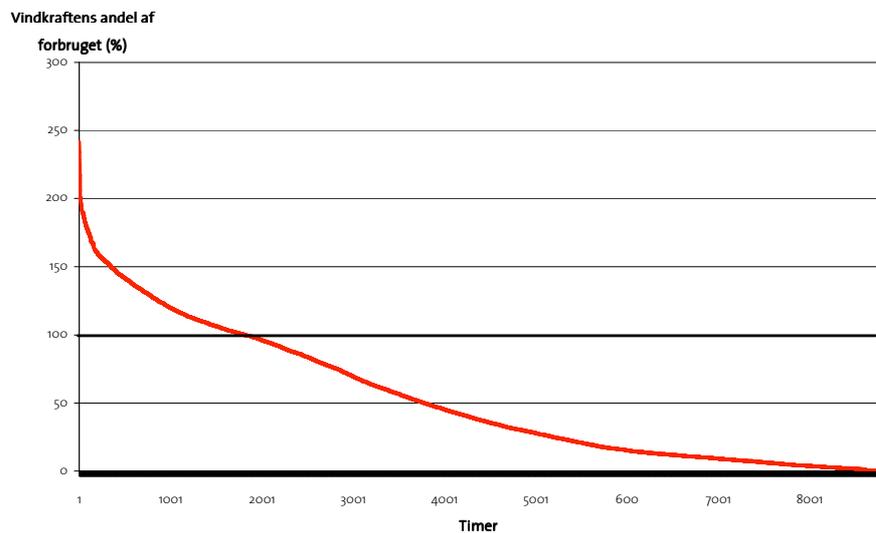
Bunden elproduktion, der overstiger forbruget i et område, kaldes eloverløb. Eloverløb, der ikke kan eksporteres, betegnes kritisk eloverløb (Energistyrelsen, 2001). I 2025 antages det, at kun vindkraft leverer bunden elproduktion. Der er ikke længere nogen teknisk varmebinding, og varme leveres derfor kun som kraftvarme, når elprisen er så høj, at dette er økonomisk fordelagtigt. Dette er illustreret i Figur 7, som viser, sammenhængen mellem elpris og modellens valg af varmeproduktionsteknologi i løbet af et forårsdøgn i et decentralt kraftvarmeområde i vindkraftscenariet.

I døgnetts første timer, hvor elprisen er relativt høj, producerer det gasfyrede kraftvarmeværk (modtryksanlæg), fordi det har lavere variable varmeproduktionsomkostninger end varmekedlen. Om formiddagen falder elprisen til næsten nul, fordi det blæser meget, og varmeproduktionen overgår derfor til varmekedlen. Hen på eftermiddagen stiger elprisen igen, og varmeproduktionen overtages af kraftvarmeanlægget. Det tilhørende varmelager bruges til at udglatte varmeleveringen fra kedel- og kraftvarmeanlægget, så den svarer til varmebehovet.



Figur 7: Driftsmønster for varmeproduktionsteknologier i decentralt kraftvarmeområde i Vestdanmark i vindkraftscenariet 2025.

Figur 8 illustrerer vindkraftproduktionens andel af forbruget i Østdanmark i 2025. Det ses, at produktionen fra vindmøllerne overstiger forbruget i ca. 2.000 timer af året, og i få timer producerer vindmøllerne over dobbelt så meget, som der forbruges i Østdanmark. Langt størstedelen af eloverløbet kan dog eksporteres nordpå, når der er behov for det. Samlet over hele året er det i Østdanmark kun 0,19 % af den samlede vindkraftproduktion på 10,6 TWh, som må bortkobles.



Figur 8: Varighedskurve over vindkraftens andel af forbruget i Østdanmark i vindkraftscenariet 2025.

### Få nulpristimer i vindscenariet

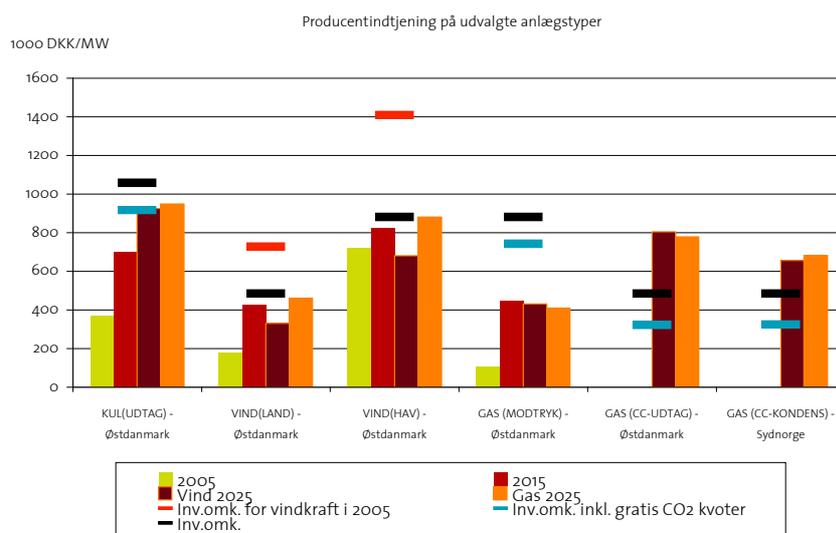
I Østdanmark er der 71 og i Vestdanmark 190 nulpristimer i vindscenariet 2025. Antallet af nulpristimer kan synes lavt taget i betragtning af, at der allerede i

det nuværende elsystem ses nulpristimer (i 2004 var der f.eks. 13 timer med priser på under 1 kr./MWh i Vestdanmark).

Modelberegningerne viser, at det nordiske elmarked giver mulighed for at indpasse relativt meget vindkraft. En væsentlig årsag til dette er, at de norske og svenske vandkraftværker har økonomisk incitament til at agere "lager" for vindkraftproduktionen. En anden årsag er, at varmemeforbruget kan dækkes af kedler eller varmelagre, når elprisen er lav. Det forudsættes, at alle centrale og decentrale kraftvarmeanlæg er på markedsvilkår og at afgiftssystemet eller kontraktforhold mellem el- og varmesiden ikke skævvrider prissignalet. Med den nuværende afgiftsstruktur kan nogle kraftvarmeanlæg i princippet have negative variable elproduktionsomkostninger, fordi varmeafgifterne reduceres ved samproduktion af el og varme. Dette vil ikke give en optimal lastfordeling.

### Kraftværkernes økonomi

Figur 9 viser indtjeningen på udvalgte anlæg i 2005, 2015 og 2025. Der er ikke medtaget evt. indtjening på regulerkraftmarkedet. Desuden fremgår værkerne investeringsomkostninger baseret på Energistyrelsen og de systemansvarliges teknologikatalog (Energistyrelsen et al., 2005). Der regnes i den forbindelse med markedsrente (10 %) og 20 års levetid.



Figur 9: Indtjening for udvalgte værkstyper i 2005, i fremskrivningen 2015 samt i de to scenarier for 2025, sammenlignet med værkernes investeringsomkostninger ifølge Energistyrelsen og de systemansvarliges teknologikatalog (Energistyrelsen et al., 2005). Vindkraftanlæggenes investeringsomkostninger er inklusiv ilandføringsanlæg. Alle anlæg er placeret i Østdanmark. Dog er det gasfyrede CC-kondensanlæg placeret i Sydnorge, fordi denne anlægstype ikke etableres i Danmark i scenarierne. Gaspriserne i Norge forudsættes at være 10 % lavere end i Danmark. Vindkraftværkernes investeringsomkostninger er vist både for 2005 og 2025, da der i Teknologikataloget forventes betydelige omkostningsreduktioner. For termiske værker fremgår investeringsomkostningerne fratrukket værdien af eventuelle gratis kvoter (1710 kvoter pr. MW el og 350 kvoter pr. MW varme). Omkostninger/indtægter ved regulerkraft er ikke medtaget. Der regnes med 10 % rente og 20 års levetid for alle anlægstyper.

Det fremgår, at indtjeningen på de fleste anlægstyper er betydeligt højere i 2015 og 2025 end 2005. Dette skyldes, at elpriserne stiger, så de svarer til de

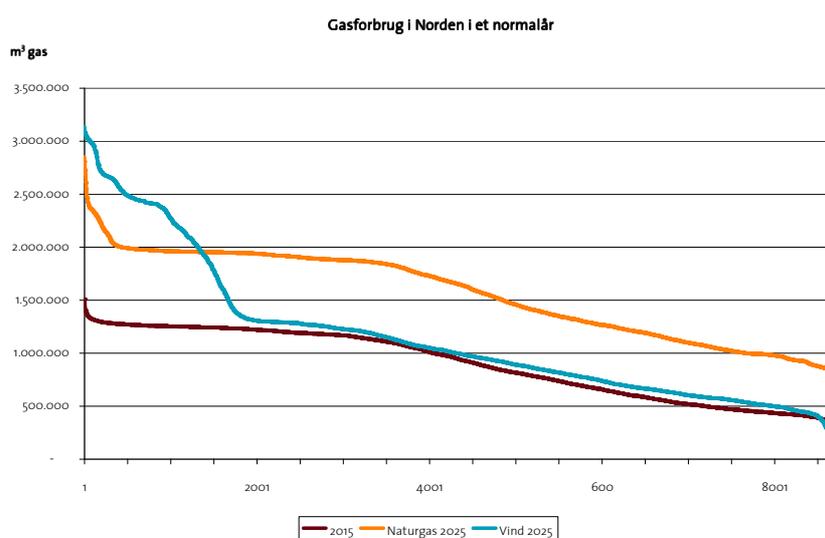
langsigtede marginalomkostninger for nye anlæg. Hvis vindkraftanlæggenes investeringsomkostninger falder som forventet i teknologikataloget, er de tæt på at være rentable for investorer i naturgasscenariet 2025 uden tilskud. I vindscenariet 2025 har vindmøllerne mindre indtjening, fordi elpriserne bliver lave, når de producerer mest. De termiske anlægs indtjening i elspotmarkedet påvirkes derimod ikke væsentligt af, om der udbygges med vindkraft.

De gasfyrede combined cycle (CC) anlæg har højere indtjening pr. MW end deres forventede investeringsomkostninger både i naturgas og vindscenariet. Dette indikerer, at der formentligt er underinvesteret i begge i scenarier, hvilket kan blive tilfældet med usikre rammer. Såfremt nye værker tildeles gratis CO<sub>2</sub>-kvoter ud fra de nuværende satser for nye anlæg, vil dette øge incitamentet betydeligt til at investere i især gaskraftværker. Indtjeningen på det decentrale, gasfyrede anlæg (modtryksanlægget) er lavere end på de øvrige termiske værker. Dette skyldes primært, at driftstiden begrænses af varmeafsetningsmulighederne.

## Naturgasforbrug

Figur 10 viser varighedskurver over det nordiske naturgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i et normalt nedbørsår i hhv. referencefremskrivningen og scenarierne for 2025.

Det samlede forbrug er som forventeligt størst i naturgasscenariet, men det højeste timeforbrug ses i vindkraftscenariet. Det sidste kan synes overraskende, idet der bygges mere naturgasfyret kapacitet i naturgasscenariet end i vindkraftscenariet. Forklaringen er for det første, at en del af de nye værker, som etableres i vindkraftscenariet, er mindre effektive end i naturgasscenariet, og derfor har de et relativt højt gasforbrug. Denne forudsætning er gjort, fordi der i vindkraftscenariet er behov for billigere kapacitet (gasturbiner) til at levere spidslast. For det andet fluktuerer kontinentets elpriser mere i vindkraftscenariet. Dette medfører, at der er visse timer, hvor elpriserne er så høje i Tyskland og Polen, at det kan betale sig at bruge spidslastkapaciteten til eksport.



Figur 10: Gasforbrug i Norden i fremskrivningen 2015 og i gas- og vindscenariet 2025 i et normalt nedbørsår.

I et tørtår, hvor systemet er mere presset, er gasforbrugsspidsen en anelse større i naturgasscenariet end i vindscenariet. Dette skyldes, at naturgaskapaciteten i enkelte timer udnyttes fuldt ud i begge scenarier af hensyn til effektbalancen.

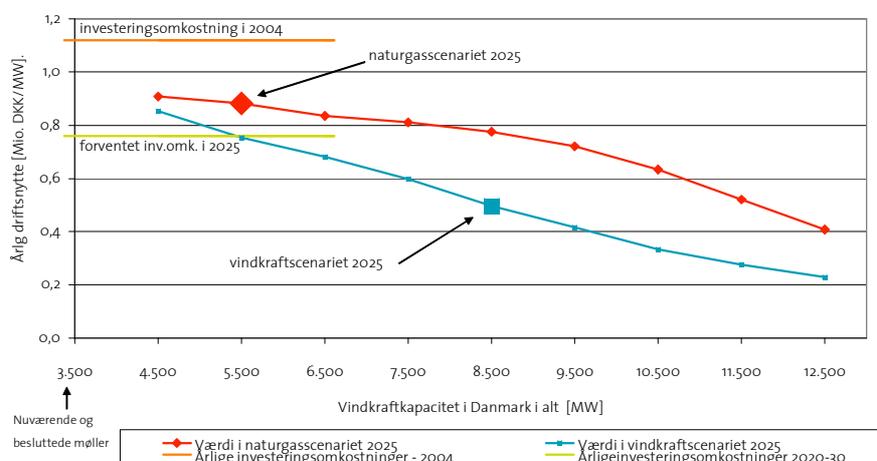
### 3.1. Vindkraftens samfundsøkonomiske driftsnytte

I forbindelse med scenarierne er vindkraftens værdi for samfundet analyseret. Endvidere ses der på, hvordan nye typer fleksibelt elforbrug påvirker værdien. De analyserede typer forbrug, er forbrug, der er fleksibelt ved relativt lave elpriser (varmepumper, elpatroner, ellagre) i modsætning til "traditionel" forbrugsfleksibilitet, der aktiveres ved høje elpriser. Vindkraftens driftsnytte afhænger i høj grad af, hvor meget vindkraft der allerede er installeret dels i Danmark, dels i naboområderne.

Figur 11 viser den marginale værdi af at udbygge med vindkraft i hhv. vindkraft- og naturgasscenariet. Som udgangspunkt er der i begge scenarier udover de eksisterende danske vindmøller kun udbygget med de to besluttede havmølleparker (i alt ca. 3.500 MW).

Det fremgår, at driftsnyttewærdien af at etablere de første 1.000 MW ekstra vindkraft er ca. 0,85 mio. kr. pr. MW i vindkraftscenariet og omtrent 0,9 mio. kr. pr. MW ved udbygning i naturgasscenariet. Efterhånden som der udbygges med mere kapacitet, falder den marginale nytte af vindkraften. Det skal i den forbindelse bemærkes, at mængden af øvrig kapacitet ikke tilpasses i de to scenarier, afhængigt af, hvor meget vindkraft der etableres. Hvis der til hver vindkraftmængde var gennemført en optimal udbygning af den øvrige kraftværkskapacitet, ville kurverne have mere flade forløb. Værdien af de første MW vindkraft ville være lidt lavere, fordi der ville blive bygget flere termiske kraftværker, som bidrager til at reducere elprisen og dermed nytten af vindkraft. Tilsvarende vil stor vindkraftudbygning betyde, at der kom færre investeringer i øvrige termiske værker end antaget i scenarierne (og dermed vil man få højere gennemsnitselpriser og nytte af vindkraften).

Samfundsøkonomisk driftsnytte for Norden af vindkraftudbygning i Danmark



Figur 11: Nordisk marginal driftsnytte af yderligere vindkraftudbygning i Danmark i hhv. naturgas- og vindkraftscenariet. Udgangspunktet er de eksisterende danske vindmøller samt de to besluttede havmølleparker, i alt ca. 3.500 MW. De vandrette linier viser vindmøllernes investeringsomkostninger (5 % rente) baseret på hhv. 2004 data og teknologikatalogets forventninger for 2020-2030 (Energistyrelsen et al., 2005). Investeringsomkostninger inkluderer udgifter til netforstærkninger, som er estimeret til 400 mio. kr. pr. 200 MW møllepark for de næste parker. Anslåede omkostninger til prognosefejl (regulering) er fratrukket vindkraftens driftsnytte (20 kr./MWh i Øst-danmark og 30 kr./MWh i Vestdanmark).

Det ses endvidere, at vindkraft har lavere værdi i vindkraftscenariet end i naturgasscenariet. Dette skyldes, at vindkraftudbygningen i nabolandene er større i vindkraftscenariet, hvorved elpriserne bliver lavere, når de danske vindmøller producerer mest. En anden årsag er, at gennemsnitselprisen er lidt lavere i vindscenariet.

Infrastrukturomkostninger udgør en betydelig del af de samlede omkostninger forbundet med vindkraftudbygning. I figuren ovenfor, er der taget højde for behovet for forstærkninger af de interne transmissionsnet ved at tillægge vindkraften omkostninger på 400 mio. kr. pr. 200 MW installeret havmøllepark. Omkostningen vil sandsynligvis blive større, hvis udbygning af ny vindkapacitet sker uplanlagt i forhold til tid og geografi.

## Regulérkraft

Efterhånden som vindkraftens andel af produktionen stiger, kan dens uforudsigelige natur blive et voksende problem for elsystemet - driftsmæssigt såvel som økonomisk. Dette vil afhænge af vindkraftprognosernes præcision og mulighederne for med kort varsel at tilpasse elforbruget og produktion fra øvrige værker.

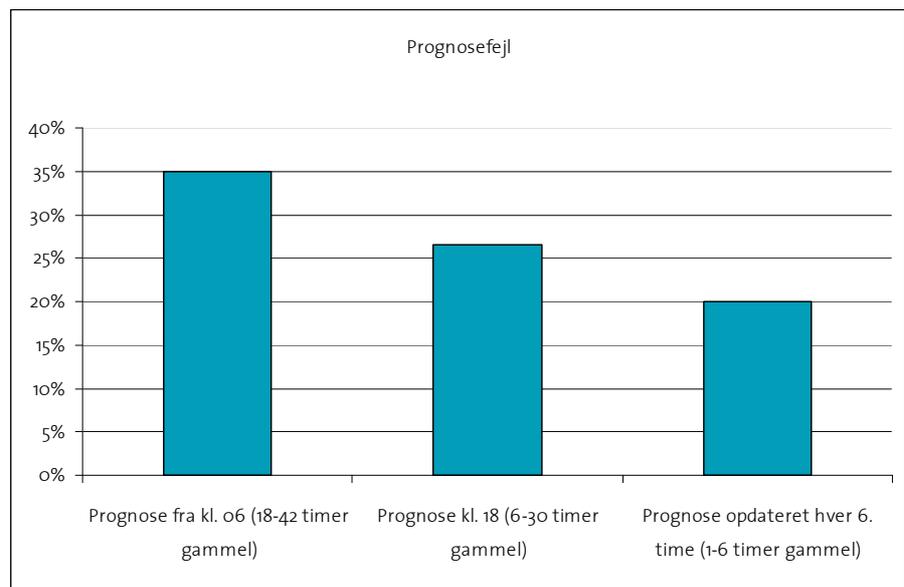
Et vigtigt spørgsmål er, hvilke reguléromkostninger der kan forventes i fremtiden. Markedsmekanismen indikerer, at prisen vil stige i et fremtidigt elsystem, hvor store vindkraftmængder øger ubalancerne og dermed efterspørgslen efter regulérkraft. På den anden side udvikles elsystemet fortsat, og regulérkraftpriserne vil naturligvis afhænge af, hvordan det øvrige elsystem efterhånden tilpasser sig, hvis vindkraftudbygningen fortsætter.

Nye former for fleksibelt elforbrug, herunder anvendelsen af elpatroner og varmepumper, vil måske kunne levere billig og hurtig regulerkraft. Mere præcise prognoser, samt prognoser der udarbejdes og tages i anvendelse tættere på driftstimen, vil desuden bidrage til at reducere selve regulerbehovet. Eksempelvis er Elbas et værktøj, der gør det muligt for markedsaktørerne at handle indtil to timer før elektriciteten skal leveres. Dette kan især blive en fordel for vindmøllejerne, som får mulighed for at handle sig i balance på baggrund af opdaterede vindprognoser.

### Reduktion af prognosefejl på vind

Figur 12 viser prognosefejlen på vindkraftproduktionen i Østdanmark i 2003, dvs. hvor meget vindkraftprognosen i gennemsnit afveg fra den faktiske produktion (bestemt som summen af årets prognoseafvigelses delt med den samlede produktion).

Den første kolonne viser fejlen på de prognoser, der blev indmeldt for den prioriterede østdanske vindkraftproduktion til den nordiske elbørs Nordpool. Prognosen laves kl. 06 dagen før driftsdøgnet og er derfor mellem 18 og 42 timer gammel, når man kommer frem til driftstimen. Den midterste kolonne viser prognosefejlen, hvis det var muligt at anvende en prognose fra kl. 18, og den sidste kolonne fejlen, hvis der blev anvendt opdaterede prognoser (hver 6. time) i løbet af driftsdøgnet.



Figur 12: Prognosefejl på vindkraftproduktionen i Østdanmark i 2003 (summen af årets prognoseafvigelses delt med den samlede produktion). Ved at rykke prognosen tættere på driftstimen kan prognosefejlen reduceres..

Det fremgår af figuren, at prognosefejlen (som forventet) reduceres, når prognosen rykkes tættere på driftstimen, fra ca. 35 % med 18-42 timer gamle prognoser til ca. 20 % med 1-6 timer gamle prognoser. Idet korttidsprognoser foretages tættere på driftstimen har de dog også lavere værdi, i og med at den tid de regulerende aktører har til rådighed til at ændre planer, bliver relativt kort.

## 4. Analyse af virkemidler i elsystemet

Som illustreret ovenfor kan der over de næste 20 år ske markante ændringer af elsystemet. I tilknytning til scenarierne er der analyseret forskellige virkemidler til at imødekomme de udfordringer, som elsystemet står overfor. Hovedresultaterne præsenteres i det følgende.

### Transmissionsforbindelser

To transmissionsforbindelser er analyseret: en Storebæltsforbindelse (600 MW) samt en udvidet Skagerrakforbindelse (+ 600 MW). Begge forbindelser er udpeget som prioriterede snit af Nordel (Nordel, 2004).

Tabel 3 viser konsekvenserne af at etablere en Storebæltsforbindelse i referencereferenskrivningen for 2015. Det fremgår, at Storebæltsforbindelsen medfører en samfundsøkonomisk gevinst for Norden på 62 mio. kr. årligt. For Danmark er gevinsten godt 15 mio. kr. inklusiv ændringer i flaskehalsindtægter<sup>3</sup>. De østdanske forbrugere vinder, og de vestdanske forbrugere taber på forbindelsen. Samlet medfører forbindelsen, at forbrugeroverskuddet i Danmark reduceres med godt 50 mio. kr.

Storebælt	DENMARK W	DENMARK E	FINLAND	NORWAY	SWEDEN	NORDIC
Profit	272	-225	-102	-69	-162	-287
* wind producers	47	-31	-1	-3	-9	2
* other producers	225	-194	-102	-66	-153	-289
* of which CO2	14	-22	1	-1	3	-5
Consumer welfare (elec.)	-244	189	111	100	301	457
Consumer welfare (heat)	7	-14	-12	1	-9	-27
<b>Total welfare consequences</b>	<b>35</b>	<b>-50</b>	<b>-3</b>	<b>32</b>	<b>129</b>	<b>143</b>
Bottleneck income Nordic	-20	41	1	-8	-116	-102
Bottleneck income Continent	18	-7	0	0	24	35
Contribution Russia	0	0	-12	0	0	-12
<b>Total welfare consequences incl. Bottleneck income</b>	<b>33</b>	<b>-16</b>	<b>-14</b>	<b>24</b>	<b>37</b>	<b>62</b>

Tabel 3: Samfundsøkonomiske driftsnyttekonsekvenser af etableringen af en Storebæltsforbindelse (600 MW) i referencefremskrivningen 2015. Investeringsomkostninger er ikke medtaget. Beregningen er foretaget for vægtede vandår.

Tabel 4 viser den samfundsøkonomiske driftsnytte for Norden af forbindelserne i hhv. 2015 og 2025. Til sammenligning vil de årlige investeringsomkostninger for en Storebæltsforbindelsen være ca. 75 mio. kr. og for Skagerrakforbindelsens vedkommende ca. 135 mio. kr.

<sup>3</sup> Flaskehalsindtægter på forbindelser mellem de nordiske lande er fordelt med 50 % til hvert land. Indtægterne på forbindelserne til Tyskland, Polen og Rusland går til det/de nordiske lande, de er forbundet med.

Mio. kr. per år	Storebælt	Skagerrak
Referencefremskrivning 2015	62	53
Naturgasscenarie 2025	18	45
Vindkraftscenarie 2025	158	345

Tabel 4: Samfundsøkonomisk driftsnyttéværdi for Norden af Storebælts- og Skagerrakforbindelsen (hver + 600 MW) i hhv. 2015 fremskrivningen og naturgas og vindkraftscenarierne. Værdi i vægtede vandår. Investeringsomkostninger er ikke medtaget.

Sammenholdt med Nordels prioriterede snit beregninger for 2010 fås højere nordiske driftsnyttéværdier af både Storebælts- og Skagerrakforbindelsen i referencefremskrivningen for 2015.

Skagerrak har især værdi i tørre år. Såfremt effektbalancen i Norden bliver mere anstrengt end forudsat, stiger værdien af Skagerrak. Reduceres muligheden for udveksling med kontinentet (Tyskland og Polen) falder værdien af begge forbindelser, idet en del af værdien skyldes energitransporterne mellem det vandkraftdominerede system i nord og det termiske system i syd.

Værdien af Storebæltsforbindelsen falder med godt 20 mio. kr., når Nordels øvrige prioriterede snit (Nea-Järpstrømmen, Snit 4 og Fennoskan 2) udbygges i referencefremskrivningen 2015. Det er især udbygningen af snit 4 i Sverige, som påvirker driftsnyttéværdien af Storebæltsforbindelsen. Skagerrakforbindelsens driftsnytte ændres derimod ikke væsentligt af etableringen af de øvrige prioriterede snit.

I naturgasscenariet 2025 forudsættes, at der udbygges med produktionsanlæg i de områder, hvor elprisen bliver højest. Dette reducerer værdien af Storebæltsforbindelsen betragteligt, idet Sydsverige ikke længere er underskudsområde i samme grad som i 2015. Skagerrak har fortsat relativt høj værdi.

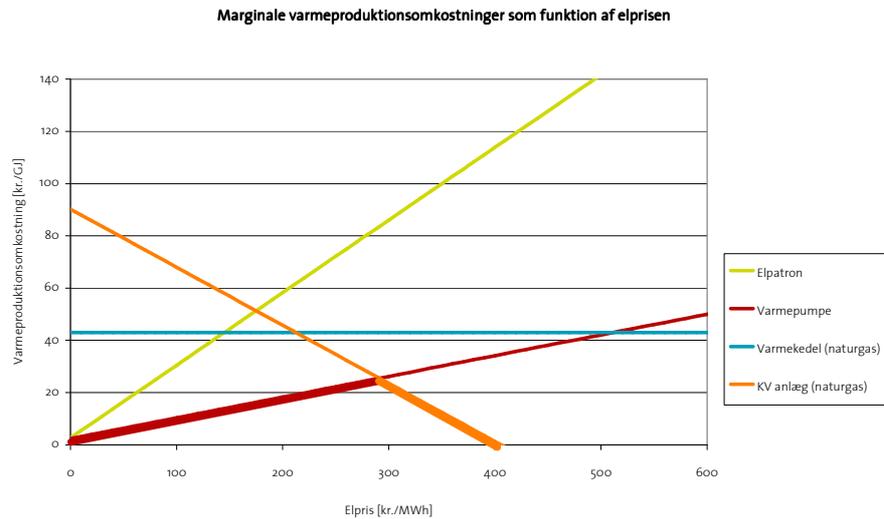
I vindkraftscenariet 2025 øges værdien af både Storebælt og Skagerrak markant til hhv. ca. 160 og 350 mio. kr./år. Forbindelsernes relativt høje nytte skyldes, at de muliggør øget produktion fra de effektive danske kraftvarmeværker (som erstatning for mindre effektive kondensværker), samt at de forbedrer udvekslingsmulighederne mellem Norden og Tyskland. Der er få timer, hvor produktionen i de danske systemområder overstiger forbrug og eksportmuligheder. Værdien af at reducere kritisk eloverløb er derfor relativt begrænset.

## Varmepumper og elpatroner

Som et virkemiddel til at håndtere store mængder vindkraft i elsystemet er der set på etablering af hhv. varmepumper og elpatroner i tilknytning til decentrale kraftvarmeområder i Øst- og Vestdanmark. Der er i denne forbindelse antaget, at varmepumper og elpatroner køber el til markedsprisen – afgifter på el og nettariffer er således ikke medtaget.

En eldrevet varmepumpe fungerer som et køleskab: Ved hjælp af en kompressor transporteres energi fra et koldt reservoir til et varmt reservoir. I varmepumpens tilfælde er det kolde reservoir ikke et køleskab men den omgivende luft. Det varme reservoir kan være et fjernvarmeværks varmelager. På basis af

teknologikataloget (Energistyrelsen et al, 2005) forudsættes varmepumperne at kunne producere 3,5 enheder varme på en enhed el<sup>4</sup>. Under disse betingelser kræves en elpris under ca. 290 kr./MWh, før varmepumper er konkurrencedygtige med gasfyrede decentrale kraftvarmeværker, og en elpris under ca. 180 kr./MWh før elpatroner og gaskedler har lavere variable varmeproduktionsomkostninger end gasfyrede decentrale kraftvarmeværker (se Figur 13).



Figur 13: Marginale varmeproduktionsomkostninger som funktion af elprisen for forskellige varmeproduktionsteknologier (el og naturgasbaserede). Naturgasprisen er 31 kr./GJ og CO<sub>2</sub>-kvotepriisen 150 kr./ton.

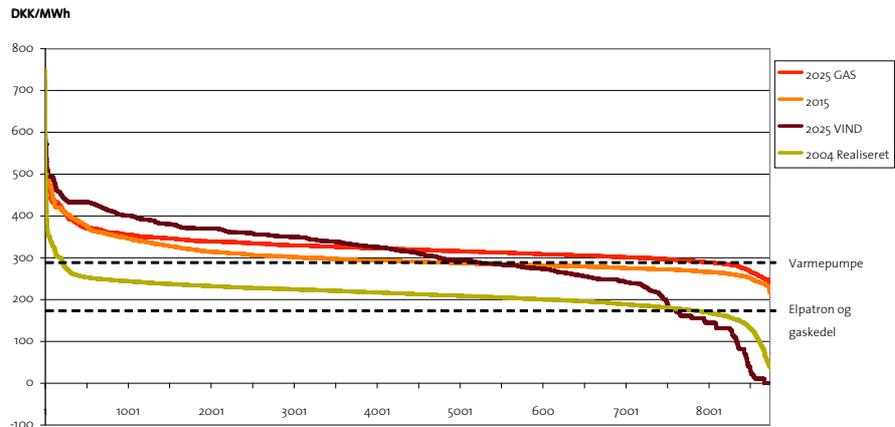
Figuren viser i øvrigt, at det altid er enten varmepumpen eller kraftvarmeværket, der kan levere varmen billigst.

I Figur 14 er de økonomiske driftsgrænser for varmepumper og elpatroner/gaskedler sammenlignet med de historiske elpriser i 2004 og modelresultaterne for 2015 og 2025. Det relativt lave prisniveau i 2004 ville have givet varmepumper høj benyttelsestid. Derimod får elpatronen ingen og varmepumpen meget lille driftstid i 2015 og i naturgasscenariet i 2025.

Vindkraftscenariet 2025 giver mulighed for relativt høj driftstid for både elpatroner (ca. 1.000 timer) og varmepumper (ca. 3.500 timer), da der oftere er timer med relativt lav elpris.

Ovenstående gælder under forudsætning af, at de selskabsøkonomiske incitamenter understøtter den samfundsøkonomiske optimering. Med den nuværende afgiftsstruktur vil det ikke være attraktivt at anvende varmepumper og elpatroner baseret på priserne i spotmarkedet.

<sup>4</sup> For yderligere information om varmepumper henvises til Energistyrelsen og de systemansvarlige teknologikatalog (Energistyrelsen et al., 2005).



Figur 14: Elprisen i Østdanmark sammenlignet med den elpris der er nødvendig for at varmepumper, elpatroner og gaskedler er konkurrencedygtige med decentral kraftvarme.

I vindscenariet giver etableringen af 500 MW<sub>varme</sub> varmepumper (~ 143 MW<sub>el</sub>) en samlet samfundsøkonomisk driftsnytte i Norden på ca. 310 mio. kr. årligt, mens etablering af 1.000 MW elpatroner giver en tilsvarende værdi på ca. 220 mio. kr. pr. år. Størstedelen af gevinsterne tilfalder det danske elsystem. Sammenholdes med investeringsomkostningerne for hhv. varmepumper og elpatroner er investeringen i begge tilfælde lønsom. Elpatronerne har meget lave investeringsomkostninger, hvilket kompenserer for deres relativt lavere benyttelsestid og driftsnytte.

Varmepumperne, som er analyseret, er fordelt på blot 4 af modellens 18 danske fjernvarmeområder. Disse 4 områder dækker sammenlagt knap 20 % af det samlede danske fjernvarmeforbrug. Nærmere analyser vil kunne optimere dimensioneringen af kraftvarmeanlæg, varmelager, varmekedel og varmepumpe/elpatron for det enkelte varmeområde.

De analyserede mængder varmepumper og elpatroner har kun lille indvirkning på elprisen i Danmark. Deres driftsnytte er imidlertid meget afhængig af, hvor store mængder varmepumpe- eller elpatronkapacitet, der allerede er etableret i fjernvarmesystemerne.

## Ellagerteknologier

Der er endvidere set på ellagre som et tiltag til indpasning af vindproduktion i vindkraftscenariet 2025. Der findes mange forskellige ellagerteknologier. De data, der er anvendt her, svarer til en batteriteknologi (Vanadium Redox batteri), som antages placeret i kraftvarmeområder i Øst- og Vestdanmark. Batteriernes samlede effekt er 215 MW, anlæggets totale elvirkningsgrad er 78 % og lagerkapaciteten svarer til 8 timers fuldlastkapacitet. Batteriets spildvarme forudsættes at kunne bruges i fjernvarmenettet. Investeringsomkostningerne er anslået til knap. 12 mio. kr. per MW.

Analyserne viser, at ellagrene anvendes meget, da der er store prisfluktuationer i vindkraftscenariet, og ved meget lave og høje priser ses en vis påvirkning

af elprisen. Beregningerne viser imidlertid et samfundsøkonomisk driftsnyttetab i Norden på ca. 5 mio. kr. pr. år. Årsagen til den negative værdi er bl.a. batteriernes relativt høje faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Havde batterierne ingen faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ville den samfundsøkonomiske driftsnytte blive øget med 71 mio. kr. til 66 mio. kr. Selv idet tilfælde ville lagerets driftsnytte dog langt fra dække investeringsomkostningen.

På samme måde kan andre ellagerteknologier vurderes. Under forudsætning af knap 80 % virkningsgrad kræves investeringsomkostninger under ca. 4 mio. kr. pr. MW før ellagring er lønsom i vindkraftscenariet. Desuden skal anlæggenes drifts- og vedligeholdelsesomkostninger være minimale.

Til sammenligning er de forventede investeringsomkostninger for brændselsceller vurderet til ca. 3 mio. kr. pr. MW i 2025 ifølge teknologikataloget, og med lave drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Hertil kommer omkostninger på godt 1 mio. kr. pr. MW til elektrolyseanlæg og brintlagring (lagring i undergrunden). Ifølge teknologikataloget vil totalvirkningsgraden for ellagring vha. elektrolyse og brændselsceller imidlertid være lavere end 60 %. Der tales også om brint i relation til transportsektoren.

## 5. Referencer

ECON Analyser (2004). *Langsigtede CO<sub>2</sub>-priser*. Udarbejdet for Energistyrelsen, tilgængelig på [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

Elkraft System (2003). *Scenarieregninger – Klimavirkemidler og forsynings-sikkerhed*. Elkraft System 2003.

Elkraft System (2004). *Systemplan 2004*. Elkraft System 2004.

Elkraft System (2005). *Langsigtede udfordringer i elsystemet – Vindkraft og naturgas*. Baggrundsrapport. Elkraft System 2005

Energistyrelsen (2001). *Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE-energi (Eloverløbsrapporten)*. Oktober 2001.

Energistyrelsen, Elkraft System, Eltra (2005). *Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants (Teknologikataloget)*. March 2005

Nordel (2002). *Nordisk Systemudviklingsplan 2002*. [www.nordel.org](http://www.nordel.org).

Nordel (2004). *Prioriterede Snit – Fælles nordiske analyser af vigtige snit i Nordel-systemet*. Hovedrapport. [www.nordel.org](http://www.nordel.org).

Nordel (2005). *Nordic TSO's Action Plans in enhancing and monitoring Demand Response*. [www.nordel.org](http://www.nordel.org).