



# CO<sub>2</sub>-emission ved øget elforbrug

27-10-2016



Ea Energianalyse

Udarbejdet for Ingeniørforeningen IDA  
af:  
Ea Energianalyse a/s  
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.  
1220 København K  
T: 88 70 70 83  
E-mail: [info@eaea.dk](mailto:info@eaea.dk)  
Web: [www.eaea.dk](http://www.eaea.dk)

## Indhold

1	Indledning og hovedresultat .....	4
2	Den grønne omstilling .....	5
3	EU's kvotesystem .....	7
4	CO <sub>2</sub> -effekten af nyt elforbrug i Danmark.....	9
5	Klassificering af nyt elforbrug.....	15
6	Danmarks klimamål .....	16
7	Referencer.....	18

# 1 Indledning og hovedresultat

Ingeniørforeningen IDA har bedt Ea Energianalyse fremlægge en analytisk vurdering af CO<sub>2</sub>-konsekvensen ved øget elforbrug i Danmark. CO<sub>2</sub>-konsekvensen skal forstås som den faktiske méremission til atmosfæren. Endvidere er der bedt om, at vurderingen forholder sig til EU's CO<sub>2</sub>-kvotesystem (ETS) samt til den import-/eksportkorrektionsfaktor for elhandel, som er fremlagt af Energi styrelsen i april 2016.

Det forklares, at der må forventes at være en CO<sub>2</sub>-konsekvens af øget elforbrug i Danmark, idet EU's kvotesystem ikke vil lægge et bindende CO<sub>2</sub>-loft i mange år frem i tiden. Det beskrives endvidere, at CO<sub>2</sub>-konsekvensen kun kan analyseres retvisende, hvis mekanismerne i det internationale elmarked indregnes. Import-/eksportkorrektionsfaktoren vurderes derfor ikke at være velegnet til en sådan analyse.

Endvidere fremgår det, at en retvisende beregning bør medregne den forventede udvikling i elmarkedet over tid. Der kan altså ikke ses på korttidseffekten alene men der må ses på summen af de samlede méremissioner over tid.

Analysen viser, at en CO<sub>2</sub>-konsekvens på 425 g CO<sub>2</sub>/kWh er et sandsynligt bud på en samlet CO<sub>2</sub>-konsekvens af nyt vedvarende elforbrug i Danmark<sup>1</sup>. Da resultatet bl.a. er afhængigt af politiske beslutninger i EU og i EU's medlemslande om den grønne omstilling, bør en sådan emissionsfaktor opdateres, fx hvert andet år. Selvom faktoren 425 g CO<sub>2</sub>/kWh er baseret på forventninger til udviklingen i hele det sammenhængende elmarked, kan danske politiske beslutninger påvirke faktoren direkte. Fx ved en beslutning om fast relation mellem nyt elforbrug og ny VE produktion.

Stammer elforbruget fra elektrificering, dvs. omstilling af andet energiforbrug til el, skal den sparede CO<sub>2</sub>-emission fra de brændsler, der fortrænges, naturligvis modregnes i en samlet vurdering.

Ikke alt nyt elforbrug i Danmark vil medføre CO<sub>2</sub>-emission sammenlignet med en baseline uden det pågældende elforbrug. Såfremt elforbruget stiger i Danmark som følge af, at der flyttes elforbrug fra et andet land, så bør det reducerede elforbrug i det andet land modregnes, på samme måde som sparede brændsler ved elektrificering.

---

<sup>1</sup> For at få den samlede ekstra CO<sub>2</sub> emission, skal faktoren ganges på det årlige merforbrug frem til 2050. Herefter summeres de årlige (diskonterede) udledninger.

## 2 Den grønne omstilling

El- og fjernvarmesystemernes bidrag

Når målsætningerne om den grønne omstilling skal nås omkostningseffektivt, er elsektoren og fjernvarmesektoren helt afgørende. På fjernvarmesiden er især omlægning fra kul til biomasse afgørende på kortere sigt, imens eldrevne varmepumper er afgørende på lang sigt. Men omlægning til eldrevne varmepumper vil øge elforbruget, og klimaeffekten heraf er derfor afhængig af den grønne omstilling i elsektoren.

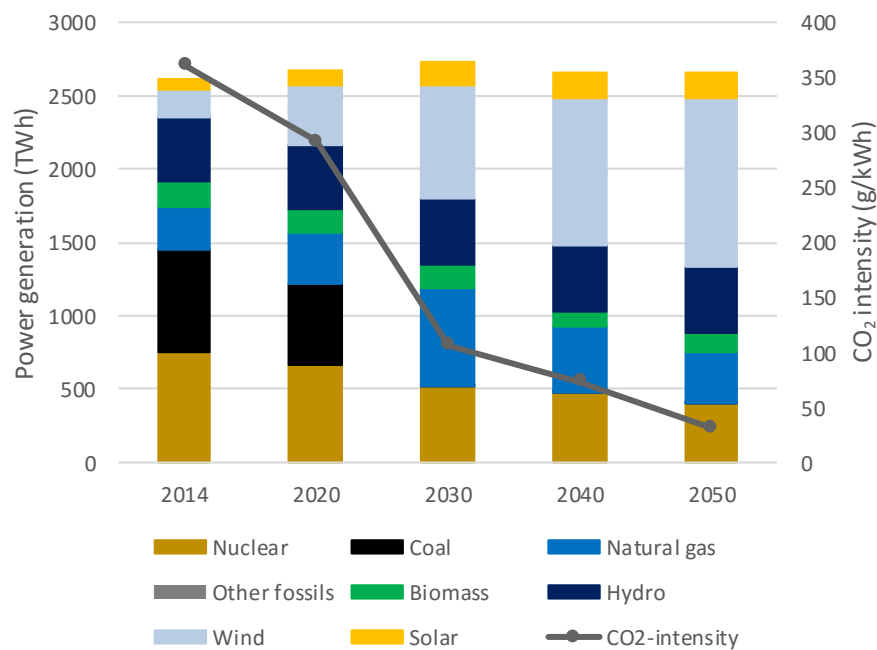
Internationalt perspektiv

Elsystemerne i Europa er tæt forbundne, og liberaliseringen samt den grønne omstilling binder landene elmæssigt endnu tættere sammen. Således har Danmark i dag eltransmissionsforbindelser til Sverige, Norge og Tyskland, og forbindelser til Holland og England er under forberedelse.

Den fremtidige forsyningsstruktur

I elsektoren er udbygningen med især vindkraft og solceller accelereret de seneste 10 år, og disse to teknologier ventes at dominere den grønne omstilling. Selvom vandkraftlagre i Norden og i alpelandene giver stor fleksibilitet i elsystemet, peger en række analyser på, at det også længe efter 2050 stadig er nødvendigt med en vis andel af brændselsfyrede anlæg for at kunne dække efterspørgslen til enhver tid. På kort og mellemlang sigt vil brændsler være i form af kul, brunkul, biomasse og naturgas, imens naturgas og evt. VE-gas ventes at dominere omkring 2050 og derefter. Nye ellagrings- og brintteknologier kan potentielt gøre elproduktion helt CO<sub>2</sub>-neutral på meget lang sigt.

I projektet Nordic Energy Technology Perspectives 2016 (NETP 2016), som er et samarbejde mellem det internationale Energiagentur, IEA, og en række nordiske forskningsinstitutioner, blev der beskrevet en udvikling af den nordiske og europæiske elforsyning under forudsætning af, at verden forfølger et 2-gradersscenarie, hvor Norden udvikler sig i retning af et såkaldt *Carbon Neutral-scenarie*. Dette medfører en kraftig omstilling af el- og fjernvarmeforsyningen under forudsætning af høje CO<sub>2</sub>-priser (ca. 1000 kr./ton i 2050), som følge af de ambitiøse reduktionsmålsætninger (Figur 1).



Figur 1: Sammensætning af elproduktion i Europa mod 2050 i Carbon Neutral-scenariet i Nordic Energy Technology Perspectives 2016 og gennemsnitlig CO<sub>2</sub>-emission.

I 2050 leveres over 70 % af elforsyningen fra vedvarende energi, mens der også i 2050 leveres ca. 13 % fra naturgasanlæg til spidslastforsyning. Den gennemsnitlige CO<sub>2</sub>-emission for elforbrug reduceres som følge af omstillingen fra omkring 360 g/kWh i 2014 til ca. 30 g/kWh. Elsystemets præcise udvikling er i sagens natur meget usikker, og afhængigt af drivkræfterne bag omstillingen vil systemsammensætningen ændre sig. Hvis omstillingen i højere grad er drevet af VE-tilskud, kan dette eksempelvis føre til en mindre andel naturgas til fordel for kulkraft, da CO<sub>2</sub>-priserne har påvirkning på konkurrenceforholdet. Dette vil føre til en lidt højere gennemsnitlig CO<sub>2</sub>-emission på sigt. Samtidig er den kraftige CO<sub>2</sub>-reduktion imellem 2020 og 2030 i NETP en følge af forudsætningen om ambitiøse CO<sub>2</sub>-reduktioner, også på mellemlang sigt, snarere end den mest sandsynlige udvikling, der ville indebære en større andel kul på mellemlang sigt. Udviklingen af elsystemet afhænger udover brændsel- og CO<sub>2</sub>-priser også af omkostningerne til teknologier, og særligt udviklingen af elproduktionen fra sol kan vise sig at være undervurderet i lyset af de seneste års udvikling af omkostninger til solceller.

### 3 EU's kvotesystem

Kvotesystemet indebærer, at der lægges et samlet loft over de kvoteomfattede virksomheders emissioner af drivhusgasser. Ved at give virksomhederne mulighed for at handle kvoter indbyrdes skabes et marked og en pris på kvoter.

På EU niveau er ca. 45 % af den samlede drivhusgasudledning omfattet af kvoteordningen.

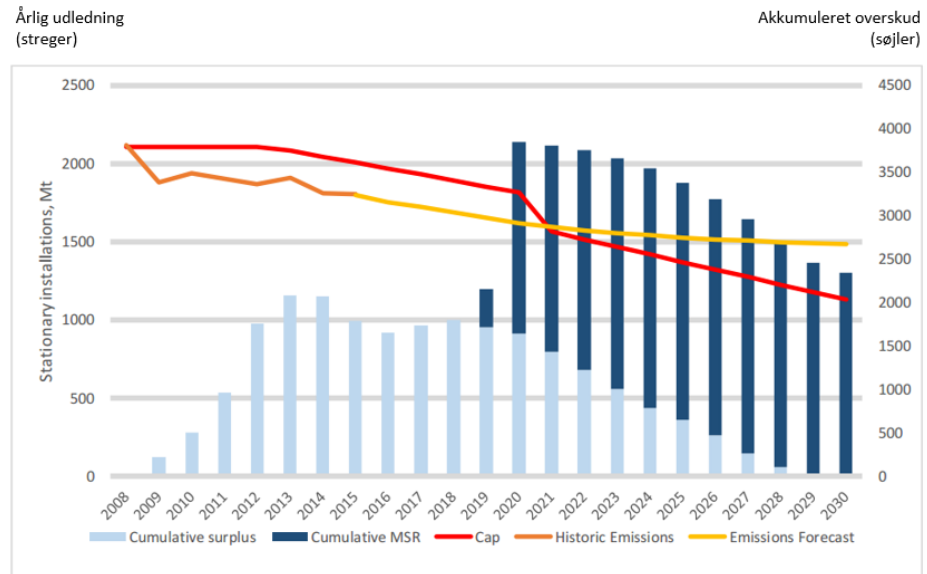
Loftet i kvotesystemet er fastlagt, så det samlede antal kvoter frem mod 2020 reduceres med 21 % sammenlignet med 2005. For 2030 er der aftalt en 43 % reduktion, også sammenlignet med 2005.

Siden 2008 er der sket en betydelig ophobning af overskudskvoter i systemet. Ophobningen af kvoter skyldes, at der er blevet uddelt væsentligt flere kvoter end der har været brug for. Udviklingen kan tilskrives flere forhold, bl.a. at udledningen har været lavere end forventet pga. den økonomiske krise, men også at der er gennemført energibesparelser og udbygning med vedvarende energi drevet af EU målsætninger og nationale mål. Kvoteoverskuddet er i dag ca. 2.700 mio. ton CO<sub>2</sub>, eller hvad der svarer til ca. halvanden gange den årlige udledning under kvotesystemet. Ud af overskuddet på 2.700 mio. ton er 900 mio. ton tilbageholdt (backloaded), men det er meningen, at disse kvoter tilbageføres til systemet på et senere tidspunkt via en såkaldt Market Stability Reserve (MSR). I 2020 tilbageføres også en større mængde kvoter (550-700 mill. ton), som har været reserveret til bl.a. nye aktører på aktører.

Det store overskud af kvoter har også afspejlet sig i markedsprisen på kvoter, som efter at have ligget på 15-30 € per ton i systemets første år, i dag blot er 5-6 € per ton. Når der overhovedet er en pris på kvoter, skyldes det, at kvoterne kan gemmes over tid. En fremtidig knaphed på kvoter vil altså kunne dækkes med opsparede kvoter.

Den britiske tænketank Sandbag har analyseret udviklingen i kvotemarkedet på lang sigt. Figur 2 viser kvoteloftet (rød streg) og historiske og forventede emissioner (orange og gul streg). Først efter 2021 forventes der at blive allokeret færre kvoter, end der er brug for i det aktuelle år. Der er imidlertid frem til 2021 ophobet så store mængder kvoter, at der fortsat i 2030 vil være et meget betydeligt overskud af kvoter i EU's Market Stability Reserve (blå søjler). Faktisk vurderer Sandbag, at der vil være kvoter tilbage i Market Stability

Reserve helt på den anden side af 2050. Det skyldes, at det er aftalt, at der maksimalt kan udtages 100 mio. ton fra reserven årligt, og i 2030 vurderes der at være omkring 2.300 mio. ton tilbage i reserven.



Figur 2: Fremskrivning af CO<sub>2</sub>-udledning og overskud af CO<sub>2</sub>-kvoter ifølge Sandbag. Kilde: Sandbag (2016)

Analysen peger således på, at det vil vare lang tid, før der opstår en egentlig knaphed på kvoter i kvotehandelssystemet. Det vurderes derfor også, at for additionelle tiltag, som reducerer CO<sub>2</sub>-udledningen, vil mindre end 10 % af effekten blive opvejet af, at andre aktører øger deres CO<sub>2</sub>-udledning på kort sigt. De øvrige ca. 90 % frigjorte kvoter vil indgå i Market Stability Reserve og vil først på meget lang sigt blive ført tilbage til kvotesystemet. Det er desuden sandsynligt, at reguleringen af kvotesystemet på lang sigt vil tilpasse sig de faktiske udledninger, således at additionelle CO<sub>2</sub>-reduktioner på kort sigt vil have en blivende værdi også på lang sigt.

Ved beregning af CO<sub>2</sub>-konsekvensen fra øget elforbrug frem mod 2050, kan der derfor ikke lægges til grund at CO<sub>2</sub>-kvotesystemet sikrer at méremission annulleres et andet sted i systemet. Øget elforbrug vil uvægerligt medføre øget CO<sub>2</sub>-emission, medmindre der træffes nye politiske beslutninger.

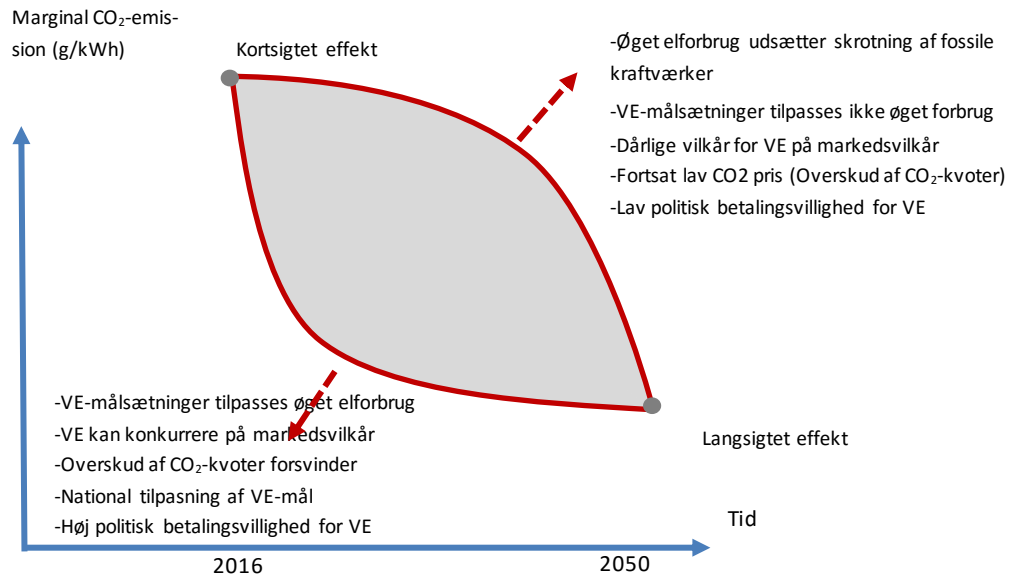


## 4 CO<sub>2</sub>-effekten af nyt elforbrug i Danmark

### 4.1 Beregning af den marginale CO<sub>2</sub>-emission

Marginal elproduktion	Et øget elforbrug vil umiddelbart skulle dækkes ved, at eksisterende kraftværker med ledig kapacitet skruer op for elproduktionen. Dette sker ikke nødvendigvis på indenlandske værker. Tværtimod viser modelberegninger, at den <i>marginale elproduktion</i> ofte finder sted på kul- og gasfyrede kraftværker i Danmarks nabolande.
Påvirkning af elmarkedet	Et øget elforbrug vil også påvirke investerings- og skrotningsbeslutninger. I det liberaliserede elmarked er disse beslutninger, der tages i de enkelte selskaber baseret på egne vurderinger af elforbrugets udvikling, forventninger til rammeværket, fremskrivninger af brændselspriser m.v. Vedrørende rammeværket har især nationale tilskudsordninger, skatter og afgifter betydning, idet CO <sub>2</sub> -prisen sandsynligvis ikke bliver afgørende for beslutningerne i elsektoren før tidligst omkring 2030.
Tidshorisont	<p>Konsekvensen af øget elforbrug kan vurderes ved at analysere investeringer i elsektoren i et scenarie med øget elforbrug sammenlignet med elforbrugets udvikling i en baseline.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• På kort sigt vil et øget merforbrug af el i Danmark føre til øget produktion fra primært kul- og gaskraftværker i udlandet.</li><li>• På længere sigt vil markedet tilpasse sig det øgede forbrug ved nye investeringer i bl.a. VE. Den langsigtede CO<sub>2</sub>-konsekvens kan være tæt på nul, under forudsætning om, at Europa forfølger en ambitiøs klimadagsorden, eller at omkostningerne ved VE er billigere end fossil elproduktion.</li><li>• Konsekvensen af øget elforbrug bør i princippet vurderes over hele perioden, hvor elforbruget ændres.</li></ul>

Men selv med en antagelse om at elproduktionen er helt CO<sub>2</sub>-neutral på lang sigt er der en række usikkerheder på mellemlang sigt, der påvirker resultatet af en sådan analyse, hvilket er illustreret på Figur 3.



Figur 3: Skematisk illustration over udfaldsrum af marginal CO<sub>2</sub>-emission afhængigt af antagelser.

## Kvantificering af CO<sub>2</sub>-emissionen

Kvantificering af CO<sub>2</sub>-effekterne kan gennemføres med modelberegninger, der tilpasser produktionen i det europæiske elmarked under hensyntagen til de ovenfor viste kritiske antagelser. Herved kan der sammenlignes et forløb med øget elforbrug med en baseline uden det ekstra forbrug.<sup>2</sup>

På kort sigt viser modelberegninger fra bl.a. Ea Energianalyse<sup>3</sup>, at den marginale CO<sub>2</sub>-emission er omkring på 875 g/kWh, idet størstedelen af den øgede elproduktion foregår på fossile anlæg (kul og gas).<sup>4</sup> Det præcise tal vil variere afhængigt af forholdet imellem kul og gas af den marginale elproduktion. En emission fra elforbrug på 875 g/kWh svarer ca. til en fordeling af den marginale produktion på 80 % kulkraft, 15 % naturgas og 5 % VE-anlæg. På lang sigt nærmer den marginale CO<sub>2</sub>-emission sig den gennemsnitlige CO<sub>2</sub>-emission, og vil derfor være tæt på nul, forudsat at Europa forfølger en ambitiøs klimaindsats. I NETP-projektet er den gennemsnitlige CO<sub>2</sub>-emission ca. 30 g CO<sub>2</sub>/kWh i 2050. I projektet var der forudsat en meget høj CO<sub>2</sub>-pris, samt at CCS-teknologien kom i spil. Et andet realistisk forløb er, at det også på langt sigt vil være en kombination af tilskud og CO<sub>2</sub>-priser, der driver omstillingen, samt at CCS

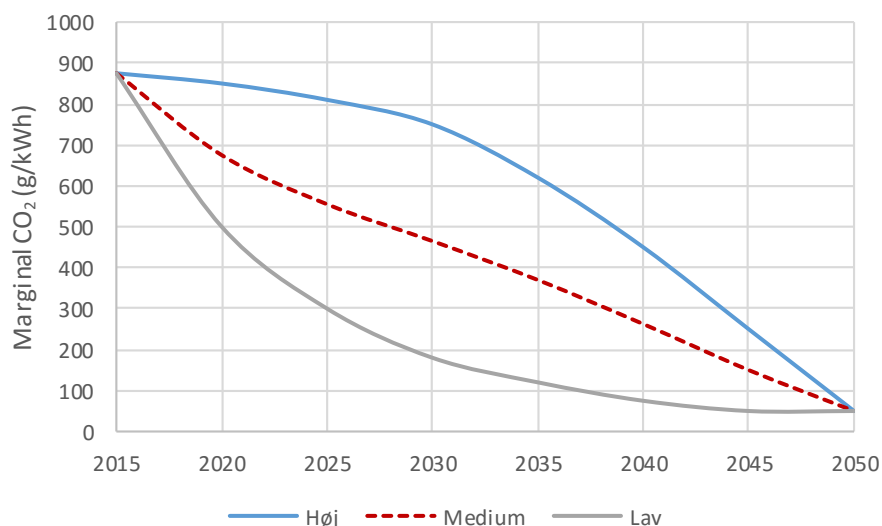
<sup>2</sup> Denne tilgang er bl.a. anvendt i Klimarådet (2016), Ea Energianalyse (2011 og 2012), Thema (2011 og 2016) samt Hawkes (2014)

<sup>3</sup> Ea Energianalyse (2012)

<sup>4</sup> Der er taget hensyn til et gennemsnitligt tab i elnettet på 7%. Forbrug på højere spændingsniveau vil have en lidt lavere emissionsfaktor.

teknologien ikke kommer i spil. I et sådant scenarie vil den langsigtede emission derfor ligge lidt højere. Ved en andel på 10 % naturgas i elproduktionen, bliver emissionen ca. 50 g CO<sub>2</sub>/kWh, Det præcise tal afhænger også af bl.a. elforbrugets fleksibilitet, batteriteknologier, indfasning af grønne gasser mv.<sup>5</sup>

På kort sigt vil øget elforbrug altså medføre en CO<sub>2</sub>-emission på 875 g/kWh, hvilket over tid vil falde til ca. 50 g/kWh eller lavere. Præcis hvordan udviklingen bevæger sig fra kort til lang sigt er usikkert. Dette illustreres her ved tre fiktive scenarier for en lav, medium og høj udvikling (Figur 4). Tabel 1 angiver eksempler på sammensætningen af den marginale elproduktion, der svarer til det lave og det høje forløb.



Figur 4: Tre illustrative scenarier for udviklingen af den marginale CO<sub>2</sub>-emission.

	År	Andel kul	Andel gas	Andel VE	Marginal CO <sub>2</sub> -emission
Højt forløb	2016	80%	15%	5%	875
	2020	78%	15%	8%	850
	2030	65%	20%	15%	750
	2050	0%	10%	90%	50
Lavt forløb	2020	40%	20%	40%	500
	2030	0%	35%	65%	180
	2050	0%	10%	90%	50

Tabel 1: Eksempler på sammensætning af marginal elproduktion, der resulterer i en marginal CO<sub>2</sub>-emission svarende til det høje og det lave forløb. Der er antaget en virkningsgrad på 36,5% for kul og 42% for gas.

<sup>5</sup> Også i en verden, der forfølger ambitiøse klimamål, kan det være økonomisk fornuftigt at dække spidslast i elforbruget med gaskraftværker (se fx NETP 2016). Med 10 % spidslast ville dette svare til en udledning til knap 50 g/kWh.

En retvisende vurdering af CO<sub>2</sub>-emissionen ved nyt elforbrug bør inkludere, at elsystemet forandrer sig. Derfor er det nødvendigt at se på en længere periode. Således kan nyt elforbrug, der introduceres fx i 2020 eller i 2030 vurderes over perioden fra i dag til 2050. Ønsker man at udtrykke den samlede CO<sub>2</sub>-effekt i ét tal, kan dette gøres ved et simpelt gennemsnit over perioden eller ved at tilbagediskontere udledningen til 2016. Det er her valgt at anvende en diskonteringsrate på 4% for både at tage hensyn til at udledninger tidligt i perioden kan nå at gøre større skade på klimaet, samt for at tage hensyn til usikkerhedselementet ved vurdering af emissioner længere ude i fremtiden.

Tabel 2 viser en beregning for den gennemsnitlige marginale CO<sub>2</sub>-emission for perioden fra 2016 til 2050, for ekstra elforbrug indført i hhv. 2020 og 2030 under forskellige antagelser om udviklingen af den marginale CO<sub>2</sub>-emission.

g CO <sub>2</sub> /kWh	Høj	Medium	Lav
Ekstra elforbrug 2020	625	425	225
Ekstra elforbrug 2030	475	300	100

*Tabel 2: Marginal CO<sub>2</sub>-emission ved nyt varigt elforbrug introduceret i hhv. 2020 og 2030. Beregnet for perioden fra 2016 til 2050 med en diskonteringsrente på 4 %. Mediumscenariet er gennemsnittet mellem høj og lav scenariet og svarer ca. til en lineær udvikling af den marginale CO<sub>2</sub>-emission fra 875 g/kWh i 2016 til ca. 50 g/kWh i 2050. Høj- og lav-scenariet svarer til en udvikling af den marginale CO<sub>2</sub>-emission som skitseret på Figur 4 og Figur 3. Det indgår ikke i beregningen, at CO<sub>2</sub>-kvoteloftet på et tidspunkt eventuelt lægger et absolut loft over CO<sub>2</sub>-emissioner.*

#### Anbefaling

På nuværende tidspunkt synes der ikke at være sikre argumenter, der peger i retning af enten høj eller lav scenariet. Derfor kan det anbefales at anvende CO<sub>2</sub>-emissionsfaktorer svarende til Medium-scenariet. Ekstra elforbrug introduceret i 2020 vil på den baggrund have en gennemsnitlig marginal CO<sub>2</sub>-emission på omkring 425 g/kWh, også selvom der tages hensyn til en omstilling af elsektoren og dermed lavere marginal CO<sub>2</sub>-emission på længere sigt. Øget elforbrug der introduceres i 2030 vil have en emission på ca. 300 g/kWh.

#### 4.2 Import-/eksportkorrektionsfaktor

#### Energistatistikken

Ved udarbejdelse af energistatistikken korrigerer Energistyrelsen for effekten af import og eksport af el, den såkaldte elhandelskorrektionsfaktor. Dette gøres for at øge sammenligneligheden imellem forskellige år med forskellige mængder import og eksport af el. Intentionen med korrektionen er således at beskrive, hvad energiforbruget ville have været, hvis den danske elproduktion lige netop havde svaret til elforbruget i Danmark. Ved eksport vil beregningen således forsøge at estimere, hvilke værker i Danmark, der ville have nedjusteret produktionen, hvis eksporten ikke havde fundet sted. Ved import søges at

estimere, hvilke værker i Danmark der ville have opjusteret produktionen. Under henvisning til, at elproduktionen fra kondens- og udtagsanlæg er stærkt faldende i Danmark, beregnes produktionen på danske værker som den gennemsnitlige produktion på termiske anlæg i Danmark, der anvender kul, olieprodukter, naturgas, skovflis og træpiller. Elproduktion på basis affald og restprodukter fra landbruget er ikke medtaget i beregningen af korrektionsfaktoren. Sammensætningen for perioden fra 2010 til 2014 fremgår af Tabel 3. Der beregnes en gennemsnitlig virkningsgrad på 44,5 %, som tager hensyn til brændsel medgået til varmeproduktion under antagelse af en 200 % virkningsgrad. Ved et gennemsnitligt tab i elnettet på 7 % giver dette en emissionsfaktor på ca. 650 g/kWh på lavspændingsniveau.

Gennemsnitlig andel af samlet elproduktion på termiske værker for perioden 2010-2014	
Olie	2,00%
Naturgas	20,90%
Kul	65,20%
Skovflis	3,50%
Træpiller	8,40%

Tabel 3: Fordeling af elproduktion anvendt i Energistyrelsens korrektionsfaktor. Kilde: Energistyrelsen (2016).

Det internationale perspektiv

Korrektionsfaktorens forudsætning om, at tilpasningen vil ske på danske værker er efter vores vurdering ikke en rimelig forudsætning, såfremt det er den faktiske CO<sub>2</sub>-konsekvens af et øget dansk elforbrug, der skal vurderes.

I det sammenhængende elmarked vil tilpasning af produktion til et ændret elforbrug som hovedregel foregå på de marginale kraftværker i hele markedet, ikke kun i ét land. Det betyder, at CO<sub>2</sub>-konsekvensen af et øget elforbrug i Danmark, Tyskland, Sydsverige eller i Polen i praksis er nogenlunde den samme. Det er de samme værker, der leverer den marginale produktion, og de står sandsynligvis ikke i Danmark. Effekterne vil kunne vurderes i modelberegninger, og der vil være tale om et kortsigtet perspektiv.

Problematikken ved en streng national tilgang kan illustreres ved følgende eksempel:

- Danmark importerer 1 TWh fra Tyskland, hvor elproduktionen stammer fra de marginale kulkraftanlæg i det internationale elmarked.
  - Emissionen ved elproduktionen er ca. 0,9 mio. ton. (900 g/kWh)

- Danmark beregner en emission på 0,5 mio. ton (500 g/kWh) i den nationale energistatistik, som tillægges dansk emission.
- Tyskland beregner en emission på 0,9 mio. ton (900 g/kWh), som fratrækkes den nationale statistik.
- I alt er der en emission på 0,4 mio. ton, som ikke opgøres i nogen statistik. Modsat vil der ved eksport fra Danmark opgøres 0,4 mio. ton mere end der reelt udledes.

Set over en længere periode vil fejlestimerne over udledning i enkelte år dog udligne hinanden, forudsat at Danmarks import og eksport af el over en længere periode er i balance.

## 5 Klassificering af nyt elforbrug

Beregninger af den marginale CO<sub>2</sub>-emission ved øget elforbrug vedrører elforbrug, der ikke er del af en referenceudvikling, idet man estimerer den *ekstra* CO<sub>2</sub>-emission som et *ekstra* elforbrug giver anledning til. Ønsker man i stedet at beregne den samlede CO<sub>2</sub>-emission forbundet med elforbrug, bør der tages udgangspunkt i den *gennemsnitlige* CO<sub>2</sub>-emission ved elproduktion.

I den danske debat er bl.a. øget CO<sub>2</sub>-emission som følge af fjernelse af PSO blevet debatteret. Her er det afgørende at skelne mellem forskellige typer af elforbrug. Det, der er afgørende for en retvisende analyse er, om elforbruget ville indgå i analysens baselinefremskrivning eller ej:

- Såfremt elforbruget relaterer sig til fx omlægning fra en anden energibærer til el (elektrificering), som ikke finder sted i baseline, vil elforbruget skulle tælle med som øget elforbrug med de emissionsfaktorer, som er fremlagt. I den samlede vurdering skal der naturligvis fratrækkes CO<sub>2</sub>-emissionen fra det brændsel, der fortrænges.<sup>6</sup>
- I det omfang elforbruget skyldes en overflytning fra et land til et andet land i modelområdet (Europa) er der ingen forskel til baseline, og elforbruget giver ikke anledning til øget elforbrug. Dette vil gælde, hvis det øgede elforbrug skyldes, at danske virksomheder tager markedsandele fra andre europæiske virksomheder. Der kan argumenteres for, at dette vil gælde såfremt danske politiske initiativer medfører, at IT virksomheder vælger Danmark som vært for datacentre fremfor Danmarks nabolande.

CO<sub>2</sub>-emissionen ved elforbrug afhænger også af, hvordan elforbruget karakteriseres. Et merforbrug i eksempelvis industrien vil ikke nødvendigvis have nogen reducerende CO<sub>2</sub>-effekt andre steder. Er der tale om fravalgte besparelser, som indgår i baseline, vil det således ikke give anledning til en besparelse af CO<sub>2</sub> andre steder, og det er samtidig meningsløst at argumentere for, at et sådant forbrug fremmer den grønne omstilling.

---

<sup>6</sup> En effektiv varmepumpe etableret i 2020 emitterer ca. 120 g CO<sub>2</sub>/kWh varme. En naturgaskedel har en CO<sub>2</sub> emissionsfaktor på ca. 200 g CO<sub>2</sub>/kWh varme.

## 6 Danmarks klimamål

Danmark har forpligtet sig til en række målsætninger for udbygningen af VE og reduktionen af CO<sub>2</sub>-udledningen. De vigtigste målsætninger er EU-målene for VE og CO<sub>2</sub>-reduktion i 2020, EU's udspil til målsætninger for VE og CO<sub>2</sub>-reduktion i 2030, samt Danmarks vision om et energisystem uafhængigt af fossile brændsler i 2050.

	2020	2030
VE-andel i EU	20%	27%
VE-andel i Danmark	30%	
Samlet CO <sub>2</sub> -reduktion i EU (ift. 1990)	20%	40%
CO <sub>2</sub> -reduktion kvotesektor i EU (ift. 2005)	21%	43%
CO <sub>2</sub> -reduktion ikke-kvotesektor i EU (ift. 2005)	10%	30%
CO <sub>2</sub> -reduktion ikke-kvotesektor i Danmark (ift. 2005)	20%	39%

Tabel 4: Overblik over målsætninger for VE-andelen af energiforbruget og CO<sub>2</sub>-reduktion.

### EU mål i 2020

I 2008 vedtog EU bindende mål for andelen af VE i energiforbruget og reduktionen af CO<sub>2</sub>-udledninger. På EU-niveau er målet en 20 % reduktion af CO<sub>2</sub>-emissionen i forhold til 1990 og en andel af VE af energiforbruget på 20 %. Hertil kommer en andel på 10 % VE indenfor transportsektoren.

Reduktionen af CO<sub>2</sub> deles op på kvotesektoren og ikke-kvotesektoren. Indenfor kvotesektoren er målsætningen en reduktion på 21 % på EU-niveau sammenlignet med 2005. For 2030 er der aftalt en 43 % reduktion, også sammenlignet med 2005.

Seneste basisfremskrivning fra Energistyrelsen estimerer på en samlet reduktion af CO<sub>2</sub>-udledning i Danmark på omkring 40 % i 2020 ift. 1990 (Energistyrelsen (2015)).

Danmarks målsætning for reduktion af CO<sub>2</sub> i 2020 i den ikke-kvoteomfattede sektor er 20 % i 2020 ift. 2005. Dette underopfyldes ifølge basisfremskrivningen i 2020, men overopfyldes i årene inden, hvorved den samlede forpligtelse overfor EU sandsynligvis kan overholdes.

Danmarks målsætning for VE-andelen af det udvidede endelige energiforbrug i 2020 er 30 %, og basisfremskrivning peger på en VE-andel på lidt over 40 %.

### EU mål i 2030

For 2030 er EU's udspil for reduktion af CO<sub>2</sub>-udledning en samlet reduktion på 40 % ift. 1990. Indenfor kvotesektoren er målsætningen en reduktion på 43 %



ift. 2005, mens målsætningen er 30 % udenfor kvotesektoren. Andelen af VE skal øges til 27 % i 2030.

Danmarks målsætning for reduktion af CO<sub>2</sub> udenfor kvotesektoren forventes at ligge omkring 39 %.

#### Energiaftalen

I energiaftalen fra 2012 mellem Socialdemokraterne, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti, Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti indgår en målsætning om at øge udbygningen med vindkraft, herunder 1000 MW havvind og 500 MW kystnære møller. Derudover indgår en forventning om en nettoudbygning med landmøller på 500 MW. Den oprindelig fastlagte udbygning med vind sigtede mod en andel på 50% af Danmarks elforbrug, men andelen indgår ikke eksplicit i energiaftalen. Udover målene for vindkraft indeholder aftalen initiativer indenfor energibesparelser, fremme af omstillingen af kraftværker til biomasse, anvendelsen af fjernvarme, og anvendelse af vedvarende energi i bygninger og erhverv.

#### Langsigtet mål i 2050

Den nuværende regering har en målsætning om at Danmark skal være *uafhængige af fossile brændsler i 2050, så Danmark i 2050 kan producere vedvarende energi nok til at kunne dække det samlede danske energiforbrug.*

Den tidligere S-R-SF regering havde en lignende målsætning om, at hele energiforsyningen skal dækkes af vedvarende energi i 2050.

#### Klimaaf tale fra Paris

Klimaaf talem fra Paris fra december 2015 indeholder en langsigtet målsætning om at begrænse den globale temperaturstigning til 2°C over det præindustrielle niveau, og forsøge at begrænse temperaturstigningen til 1,5°C. Med aftalen forpligter alle verdens lande sig ligeledes til at udarbejde nationale handlingsplaner, som skal opdateres hvert 5. år. Aftalen træder officielt i kraft i starten af november 2016, efter at EU ratificerede aftalen og dermed over 55 lande, der står for mere end 55% af det globale CO<sub>2</sub>-udslip har ratificeret aftalen.

## 7 Referencer

- *A.D. Hawkes (2014)*, Long-run marginal CO<sub>2</sub> emissions factors in national electricity systems, Applied Energy, Volume 125, 15 July 2014,
- *Ea Energianalyse (2011)*, CO<sub>2</sub>-udledning fra fremtidens personbiler i Norden
- *Ea Energianalyse (2012)*, El- og fjernvarmeforsynings fremtidige CO<sub>2</sub>-emission Fremtidens
- *Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet (2016)*, Energi-, Forsynings- og Klimaudvalget 2015-16 EFK Alm.del endeligt svar på spørgsmål 305
- *Energistyrelsen (2016)*, Notat om opdatering af elhandelskorrektion
- *Energistyrelsen (2015)*, Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2015
- *International Energy Agency (2016)*, Nordic Energy Technology Perspectives
- *Klimarådet (2016)*, Større elforbrug giver øget CO<sub>2</sub>-udledning
- *Sandbag (2016)*, Puncturing the waterbed myth - The value of additional actions in cutting ETS greenhouse gas emissions
- *THEMA (2016)*, Johan Castberg - konsekvenser af elektrificering
- *THEMA og Pöyry (2011)*, Carbon Price Transfer in Norway - The Effect of the EU-ETS on Norwegian Power Prices, THEMA Report 2011-1