



Energistyrelsen

SAMFUNDSØKONOMISKE  
BEREGNINGSFORUDSÆTNINGER  
FOR ENERGIPRISER OG  
EMISSIONER



## **Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, maj 2017**

5. maj 2017

Udgivet i maj 2017 af Energistyrelsen, Amaliegade 44, 1256 København K.

Telefon: 33 92 67 00, Fax: 33 11 47 43, E-mail: [ens@ens.dk](mailto:ens@ens.dk), Internet: <http://www.ens.dk>

Design og produktion: Energistyrelsen

ISBN: 978-87-93180-29-1

Spørgsmål angående metode og beregning kan rettes til Energistyrelsen

## Indhold

1.	Indledning .....	3
2.	Generelle forudsætninger .....	4
2.1	Anvendelse af beregningsforudsætningerne .....	4
2.2	Princip for fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger .....	4
2.3	Emissioner .....	5
2.4	Afgifter .....	5
2.5	Følsomhedsanalyser .....	5
2.6	Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser .....	6
3.	Brændselspriser .....	9
3.1	Importpriser og priser af producent .....	9
3.2	Omkostninger til transport, lager og avancer .....	11
3.3	Brændselspriser an forbrugssted .....	12
4.	Priser på el og fjernvarme .....	14
4.1	El .....	14
4.2	Fjernvarme .....	18
5.	Beregning af emissioner .....	19
5.1	Emissioner fra brændsler .....	19
5.2	Emissioner fra el .....	20
6.	Værdisætning af emissioner .....	22
6.1	Værdisætning af drivhusgasudledninger .....	22
6.2	Værdisætning af øvrige udledninger .....	24

## 1. Indledning

I dette notat præsenteres en række forudsætninger om fremtidige energipriser og andre faktorer til brug for samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet, jævnfør den samfundsøkonomiske beregningsmetode, der er beskrevet i *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005, samt *Opdateret tillægsblad til vejledning vedrørende kalkulationsrenten*, Energistyrelsen, juni 2013. Begge kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#).

Notatet indeholder prisforløb for brændsler og el, faktorer til beregning af emissioner samt enhedsomkostninger til værdisætning af emissioner. Disse præsenteres i notatets kapitler 3 til 6 sammen med korte gennemgange af de metoder, der er anvendt. I kapitel 2 præsenteres de generelle forudsætninger for anvendelse af notatets oplysninger.

Beregningsforudsætningerne bygger på *Danmarks energi- og klimafremskrivning 2017*, Energistyrelsen, marts 2017 (Basisfremskrivningen).

Ved projektforslag, som skal leve op til varmeforsyningsloven, skal der udover den samfundsøkonomiske vurdering også gøres rede for de selskabsøkonomiske effekter og økonomiske konsekvenser for forbrugerne, samt for projektets energi- og miljømæssige påvirkninger. Forudsætningerne i dette notat retter sig udelukkende mod de samfundsøkonomiske analyser, og forudsætninger, der skal indgå i de øvrige vurderinger, må søges andetsteds.

## 2. Generelle forudsætninger

Alle priser i notatet er udtrykt i faste 2017-priser, med mindre andet er nævnt.

### 2.1 Anvendelse af beregningsforudsætningerne

Formålet med *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner* er at sikre, at samfundsøkonomiske analyser og projektforslag er sammenlignelige og foretaget på grundlag af de samme grundforudsætninger om energipriser mv.

Priserne i rapporten er baseret på almindeligt anerkendte kilder, og de anvendte metoder til fremskrivninger og konvergens mellem datasæt er valgt for at sikre gennemsigtighed og konsistens mellem scenarier, antagelser og data. Derfor varierer metoderne i mindre grad fra år til år for at sikre, at de præsenterede beregningsforudsætninger er anvendelige og forståelige.

Samtlige forudsætninger i dette notat skal opfattes som generelle beregningsforudsætninger. I tilfælde af konkrete projektvurderinger – for eksempel efter varmforsyningslovens projektbekendtgørelse – kan der være mulighed for at anvende mere projektspecifikke tal, hvis det kan dokumenteres, at der gælder andre forhold lokalt, fx gennem en bindende aftale.

Der er angivet beregningsforudsætninger til og med 2040. I tilfælde af beregninger eller projekter, der strækker sig længere frem i tiden, kan priserne i 2040 fastholdes i faste priser i resten af beregningsperioden.

### 2.2 Princip for fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger

Ved samfundsøkonomiske beregninger skal der skelnes mellem sunk costs og faste omkostninger. Faste omkostninger er løbende udgifter ved energiforbrug, som er uafhængige af forbrugets størrelse, men som bortfalder, hvis forbruget ophører. Det kan for eksempel være udgifter til årlig aflæsning af en gasmåler, som koster det samme uanset hvor meget gas, der bruges, men som bortfalder, hvis forbruget ophører.

Sunk costs er faste omkostninger, som ikke bortfalder, fordi et forbrug ophører, da omkostningerne allerede er afholdt. Det kan for eksempel være omkostninger ved etablering af et ledningsnet til distribution af naturgas.

Ved beregninger af samfundsøkonomiske omkostninger skal faste omkostninger og sunk costs normalt kun medregnes, hvis de påvirker projektets økonomi:

- For projekter, hvor et energiforbrug reduceres eller vokser inden for nettets kapacitet, skal hverken faste omkostninger eller sunk costs medregnes, da de er uafhængige af forbrugets størrelse.
- For projekter, hvor et forbrug ophører eller opstår inden for et eksisterende net, skal de faste omkostninger medregnes, da de afhænger af, om der er et forbrug eller ej. Sunk costs skal derimod ikke medregnes.
- I forbindelse med større ændringer i forbrug, som kræver, at der oprettes nye eller udvidede transmissions- eller distributionsnet, skal både almindelige faste omkostninger og sunk costs, som er sunk costs så snart, de er afholdt, fremgå af projektforslag, og konkret projektering skal danne grundlag for prisansættelsen. Dette kan for eksempel være projekter, hvor der oprettes nye fjernvarmeområder, eller hvor eksisterende områder udvides.
- For konkrete projekter skal sunk costs medført af ændringer i energinettet projekteres og indregnes specifikt. Kun i tilfælde af overordnede analyser af energinet på regional eller national plan kan sunk costs medregnes som et beløb per enhed forbrug. Dette forklares nærmere i afsnit 3.2.

Problemet med fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger er primært relevant for ledningsbunden energi, dvs. naturgas, fjernvarme og el. For de øvrige brændsler er der ikke nævneværdige faste omkostninger forbundet med leveringen af brændslet. For naturgas er der for eksempel en reel problemstilling, idet det godt kan tænkes, at en forbruger skifter fra naturgas til en anden energikilde. I så fald spares de faste omkostninger, mens de faste omkostninger er uændrede, hvis forbrugeren blot reducerer sit forbrug af naturgas.

## 2.3 Emissioner

Kapitel 5 viser emissionsfaktorer for en række kombinationer af brændsler og anlæg. Der er tale om gennemsnitlige emissionsfaktorer for eksisterende anlæg, og tallene vil normalt ikke kunne anvendes for nye anlæg. I konkrete projekter bør man vælge enten projekterede emissionsfaktorer eller Energistyrelsens teknologikataloger, hvis der ikke kan indhentes dokumentation for emissionerne fra de konkrete nye enheder. CO<sub>2</sub>-emissionsfaktorerne er dog gældende for alle anlæg.

Kvotefattede CO<sub>2</sub>-udledninger, CO<sub>2</sub>-udledninger uden for kvotesystemet samt øvrige drivhusgasudledninger værdisættes med priserne, der er vist i afsnit 6.1. Disse priser skal ligesom brændselspriserne ganges med nettoafgiftsfaktoren for at blive angivet i forbrugerpriser. Værdien af CO<sub>2</sub>-udledninger fra elproduktion er allerede medregnet i elpriserne i dette notat.

Øvrige udledninger værdisættes med de skadesomkostninger, der angives i afsnit 6.2<sup>1</sup>.

## 2.4 Afgifter

I selskabsøkonomiske beregninger indgår afgifter som en udgift. Samfundsøkonomisk set er skattebetaling derimod blot en omfordeling af ressourcer, som i sig selv hverken gør samfundet rigere eller fattigere. Afgifter medfører dog typisk et forvriddningstab, som skal medregnes i de samfundsøkonomiske omkostninger, jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005. Der henvises til de enkelte lovtekster eller Skatteministeriets hjemmeside for oplysninger om gældende skatte- og afgiftssatser.

Der kan udover afgifter være andre elementer – for eksempel tilskud – der skal indgå i en samfundsøkonomisk beregning. Det må i hvert enkelt tilfælde afklares, hvilke elementer der skal indgå jf. vejledningen.

## 2.5 Følsomhedsanalyser

Følsomhedsanalyser er en væsentlig del af en samfundsøkonomisk analyse, idet analyserne tester beregningernes robusthed overfor større eller mindre ændringer i centrale, usikre forudsætninger.

Priser på brændsler og el samt CO<sub>2</sub>-kvotepriser og værdisætning af emissioner er behæftet med stor usikkerhed, og de viste priser og øvrige forudsætninger er tænkt som centrale skøn.

Det bør altid overvejes, hvilke forudsætninger der er særligt usikre eller særligt kritiske for beregningens udfald. Det kan for eksempel være prisen på det primære brændsel ved oprettelse af ny produktionskapacitet.

Som minimum bør der foretages følsomhedsberegninger med højere henholdsvis lavere bud på:

- Investerings- og driftsomkostninger
- Priser på brændsler
- Priser på el

---

<sup>1</sup> Skadesomkostningerne er opgjort i forbrugerpriser som uddybet i afsnit 6.2, og de skal derfor ikke ganges med nettoafgiftsfaktoren.

- Priser på CO<sub>2</sub>-kvoter
- Priser på CO<sub>2</sub> uden for kvotesektoren

Der er generelt stor usikkerhed omkring kvoteprisen, og det er relevant at gennemføre følsomhedsberegninger for kvoteprisen, hvis kvoteprisen vurderes kritisk for projektet. For priser på CO<sub>2</sub> uden for kvotesektoren kan fx anvendes et lavt skøn udgjort af kvoteprisen (tabel 11) og et højt skøn på 1.000 kr./ton.

Alle følsomhedsberegninger bør foretages dels særskilt for hver relevant parameter, og dels ved relevante sammenfald af ændringer for to eller flere parametre. Man bør samtidig være opmærksom på sammenhænge mellem variationsmulighederne for forskellige parametre, fx at højere oliepriser normalt forplanter sig i varierende grad til andre brændselspriser.

På baggrund af resultaterne af følsomhedsanalyserne vurderes det, om analysens resultater er robuste.

## 2.6 Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser

Ved omregning fra brændselspriser per vægt- eller volumenenhed til priser per GJ er brændværdierne, der fremgår af tabel 1a, anvendt.

Kursen mellem danske kroner og amerikanske dollar er en vigtig parameter ved fastlæggelsen af de danske brændselspriser, da blandt andet olie typisk afregnes i amerikanske dollar (USD) på det internationale marked. Den anvendte dollarkursforudsætning, der ses i tabel 1b, er baseret på *Grundforløbet til 2025-planen*, der er offentliggjort i september 2016. Det samme gælder inflationsantagelserne, som er anført i form af BVT-deflatoren (deflatoren for bruttoværditilvæksten) i tabel 1c.

**Tabel 1a: Brændværdier**

<b>Brændsel</b>	<b>Brændværdi</b>
Råolie	5,84 GJ/tønne
Råolie (ton)	43,00 GJ/ton
Naturgas	39,64 GJ/1000Nm <sup>3</sup>
Elværkskul	24,10 GJ/ton
Fuelolie	40,65 GJ/ton
Gas-/Dieselolie	42,70 GJ/ton
Biodiesel	37,50 GJ/ton
Benzin	43,80 GJ/ton
Bioethanol	26,70 GJ/ton
JP1	43,50 GJ/ton
Halm (15 % vandindhold)	14,50 GJ/ton
Træflis (Nåletræ, 45 % vandindhold)	9,30 GJ/ton
Træpiller (7 % vandindhold)	17,50 GJ/ton
Energipil (50 % vandindhold)	8,00 GJ/ton
Affald	10,60 GJ/ton

**Tabel 1b: Dollarkurs**

<b>År</b>	<b>Kr./USD</b>
<b>2017</b>	6,63
<b>2018</b>	6,51
<b>2019</b>	6,38
<b>2020 og frem</b>	6,25



Tabel 1c: Inflationsantagelser

Generel inflation (BVT-deflatoren)	Prisindeks 2017 = 1	Stigning i %
2005	0,792	2,69 %
2006	0,809	2,22 %
2007	0,832	2,83 %
2008	0,871	4,72 %
2009	0,876	0,49 %
2010	0,905	3,36 %
2011	0,910	0,58 %
2012	0,936	2,87 %
2013	0,952	1,69 %
2014	0,961	0,92 %
2015	0,976	1,53 %
2016	0,982	0,67 %
2017	1,000	1,81 %
2018	1,020	1,99 %
2019	1,042	2,12 %
2020	1,065	2,27 %
2021	1,087	2,01 %
2022	1,107	1,93 %
2023	1,130	2,00 %
2024	1,153	2,04 %
2025	1,178	2,18 %
2026	1,201	1,98 %
2027	1,225	2,00 %
2028	1,250	2,00 %
2029	1,274	1,97 %
2030	1,299	1,93 %
2031	1,325	1,98 %
2032	1,351	1,97 %
2033	1,377	1,97 %
2034	1,404	1,96 %
2035	1,432	1,96 %
2036	1,460	1,95 %
2037	1,488	1,94 %
2038	1,517	1,94 %
2039	1,546	1,93 %
2040	1,576	1,94 %

### 3. Brændselspriser

I dette kapitel præsenteres prisforløb for fossile og biomassebaserede brændsler.

Brændselspriserne er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Faktorpriser skal ganges med nettoafgiftsfaktoren i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger jævnfør *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005.

Brændselspriserne er opgjort for de tre forbrugssteder *an kraftværk*, *an værk* og *an forbruger*. Ved kraftværk forstås centrale kraft- og kraftvarmeværker. Ved værk forstås decentrale kraftvarmeværker, fjernvarmeværker og større industrivirksomheder. Ved forbruger forstås mindre virksomheder og husholdninger, og for flybrændstoffet JP1's vedkommende forstås lufthavne.

Priserne er samfundsøkonomiske beregningspriser og vil i nogen udstrækning afvige fra de faktisk observerede markedspriser. Det skyldes primært, at priserne er opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms, samt at visse omkostninger vurderes at være *sunk costs* (se afsnit 2.2) og derfor ikke medregnes i de samfundsøkonomiske priser. Afvigelser kan også skyldes lokale variationer i priserne.

#### 3.1 Importpriser og priser af producent

##### Kul, olie og naturgas

De samfundsøkonomiske priser for kul, olie og naturgas er opstillet med udgangspunkt i Det Internationale Energiagenturs (IEA's) prisantagelser fra *World Energy Outlook 2016* fra november 2016.

IEA påpeger, at fastlæggelse af priserne er forbundet med meget stor usikkerhed, og at det må forventes, at priserne er meget volatile, og derfor på kort sigt vil vise markante udsving i forhold til trenden på lang sigt. Dette understreger usikkerheden i de langsigtede priser samt vigtigheden af at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes.

Energistyrelsens fremskrivning af kul-, olie-, og naturgaspriser tager udgangspunkt i *New Policies*-scenariet fra IEA<sup>2</sup> og Finansministeriets olieprisskøn, som også er baseret på *New Policies*-scenariet. Herefter er prisforløbene omregnet til danske niveauer. IEA's brændselspriser er vist i tabel 2 nedenfor.

**Tabel 2: IEA's brændselsprisantagelser, *New Policies*-scenariet, *World Energy Outlook 2016***

2017-priser DKK/GJ	2020	2030	2040
Kul	17,1	20,2	21,1
Råolie	88,6	124,8	140,0
Naturgas, Europa	48,7	70,9	79,5

Note: IEA angiver naturgasprisen ift. øvre brændværdi, men i tabellen er prisen angivet ift. nedre brændværdi, da dette er standard i Danmark.

Omregningen fra råoliepris til importpriser (CIF-priser) for benzin, gasolie, diesel, fyringsolie, fuelolie og flybrændstof (JP1) sker ved at lægge tillæg for raffinaderiomkostninger samt en raffineringsmargen og en produktpræmie oven i råolieprisen. Disse pristillæg fremgår af tabel 3. Metoden til omregning fra IEA's brændselspriser til danske importpriser og priser an forbrugssted beskrives mere detaljeret i *Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017*, Energistyrelsen (marts 2017), som kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#). De endelige importpriser er præsenteret i tabel 4 nedenfor.

<sup>2</sup> New Policies-scenariet er IEA's centrale scenarie for udviklingen i bl.a. priser på fossile brændsler og CO<sub>2</sub>-kvoter. Dette scenarie tager hensyn til de politiske forpligtelser og planer, der er blevet annonceret af lande over hele verden, bl.a. til at reducere drivhusgasudledningerne og sikre energiforsyningsikkerheden, selv om konkrete tiltag til gennemførelse af disse forpligtelser endnu ikke er identificeret eller annonceret.

**Tabel 3: Raffinaderiomkostninger**

2017-priser kr./GJ	Raffinaderiomkostning	Raffinaderimargin	Produktpræmie	Samlet raffinaderiomkostning
Benzin	8,7	4,3	5,8	18,8
Diesel/gasolie/fyringsolie	8,7	4,3	7,5	20,5
Fuelolie	8,7	4,3	-30,7	-17,7
JP1	8,7	4,3	3,2	16,2

### Fast biomasse (træflis, træpiller og halm)

Priser for fast biomasse er fremskrevet af Ea Energianalyse i 2016.<sup>3</sup> Fremskrivningen er baseret på langsigtede ligevægtspriser frem til 2050 for træflis, træpiller og halm. Ligevægtspriserne repræsenterer importpriser (CIF-priser) for træflis og træpiller leveret ved en dansk havn og priser an forbrugssted for halm og indenlandsk produceret træflis. Derefter kan de langsigtede ligevægtspriser omregnes til priser an forbrugssted (an kraftværk, an værk og an forbruger) gennem skøn for pristillæg.

Opdateringen i 2016 indeholdt en række forbedringer af den oprindelige metode, herunder tilføjelse af et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede ligevægtspriser på træpiller, idet det vurderes, at markederne for træpiller nu er velfungerende nok til, at forwardpriserne er pålidelige.

Metoden beskrives mere detaljeret i Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017.

### Resulterende importpriser og producentpriser

Tabel 4 viser de resulterende importpriser (CIF-priser) for fossile brændsler, træpiller og træflis samt priserne ab dansk producent for træflis.

---

<sup>3</sup> Rapporten kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#) under Supplerende materiale.

**Tabel 4: Forventede fremtidige importpriser (CIF-priser) på råolie, naturgas, kul, olieprodukter, træpiller og træflis samt priser ab dansk producent for træflis. Prisen for træpiller er angivet både for industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere).**

2017- priser kr. / GJ	Importpriser (CIF-priser)											Ab DK producent
	Råolie	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Diesel	Benzin	JP1	Træpiller (industri)	Træpiller (konsum)	Træflis	Træflis
2017	59,9	38,0	18,6	42,3	80,5	80,5	78,7	76,2	49,8	56,8	47,5	42,0
2018	67,8	38,0	16,2	50,2	88,4	88,4	86,6	84,1	56,4	64,3	47,9	42,2
2019	73,6	37,9	15,8	55,9	94,1	94,1	92,4	89,8	59,0	67,3	48,3	42,4
2020	78,7	37,8	16,1	61,0	99,2	99,2	97,4	94,9	61,0	69,6	48,6	42,6
2021	83,7	41,2	16,4	66,1	104,3	104,3	102,5	100,0	65,2	74,4	49,1	42,9
2022	86,0	44,4	16,8	68,3	106,5	106,5	104,8	102,2	65,6	74,8	49,6	43,2
2023	88,0	47,5	17,1	70,3	108,5	108,5	106,8	104,2	66,0	75,3	50,0	43,4
2024	89,6	50,5	17,4	72,0	110,2	110,2	108,4	105,9	66,4	75,7	50,5	43,7
2025	91,0	53,2	17,7	73,3	111,5	111,5	109,8	107,2	66,8	76,1	51,0	44,0
2026	93,6	56,0	17,9	75,9	114,1	114,1	112,4	109,8	67,1	76,6	51,3	44,2
2027	96,1	58,6	18,2	78,4	116,6	116,6	114,9	112,3	67,5	77,0	51,7	44,5
2028	98,4	61,2	18,4	80,7	118,9	118,9	117,2	114,7	67,9	77,4	52,1	44,7
2029	100,7	63,7	18,6	83,0	121,2	121,2	119,5	116,9	68,3	77,9	52,5	45,0
2030	102,8	66,1	18,9	85,2	123,4	123,4	121,6	119,1	68,7	78,3	52,9	45,2
2031	104,6	67,8	19,0	87,0	125,2	125,2	123,4	120,9	68,8	78,5	53,2	45,4
2032	106,2	69,5	19,1	88,5	126,7	126,7	125,0	122,4	69,0	78,7	53,4	45,5
2033	107,6	71,2	19,2	89,9	128,1	128,1	126,4	123,8	69,2	78,9	53,7	45,7
2034	108,9	72,7	19,3	91,3	129,5	129,5	127,7	125,2	69,4	79,1	53,9	45,8
2035	110,2	74,3	19,4	92,5	130,7	130,7	129,0	126,4	69,5	79,3	54,1	45,9
2036	111,4	75,1	19,5	93,7	131,9	131,9	130,2	127,6	69,7	79,5	54,4	46,1
2037	112,5	75,8	19,5	94,8	133,0	133,0	131,3	128,7	69,9	79,7	54,6	46,2
2038	113,5	76,5	19,6	95,8	134,0	134,0	132,3	129,7	70,0	79,9	54,9	46,4
2039	114,4	77,2	19,7	96,7	134,9	134,9	133,2	130,7	70,2	80,1	55,1	46,5
2040	115,3	77,8	19,7	97,6	135,8	135,8	134,1	131,5	70,4	80,2	55,3	46,6

Note: Der angives ikke en importpris for halm, da halm betragtes som en lokal ressource.

### 3.2 Omkostninger til transport, lager og avancer

For at nå frem til de samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet, dvs. an kraftværk, an værk og an forbruger, benyttes skøn over omkostninger til transport, lager og avancer. Disse tillæg, der er vist i tabel 5, er opgjort således, at de sammen med importprisen/prisen ab producent så vidt muligt når op på

markedsprisen ekskl. afgifter i de tilfælde, hvor markedsprisen er observerbar. Spændet angivet for træflis skyldes, at træflis både importeres og produceres i Danmark. Den lave del af spændet angiver omkostninger for importeret træflis, mens den høje del angiver omkostninger for indenlandsk produceret træflis.

For projekter, hvor det ikke er muligt at fastlægge prisen for udbygning af naturgasnettet, antages en del af pristillægget at være sunk costs. Til overordnede analyser anvendes derfor undtagelsesvist et pristillæg per forbrukt GJ naturgas for investeringerne til udbygningen, som angivet i anden række i tabel 5. For konkrete projektforslag skal prisen for den nødvendige udbygning regnes med i forslaget, og der kan ikke regnes med sunk costs per GJ. Se i øvrigt afsnit 2.2 om fastsættelse af sunk costs og faste priser.

**Tabel 5: Omkostninger til transport, lager og avancer**

2017-priser kr./GJ	An kraftværk	An værk	An forbruger
Naturgas, ekskl. sunk costs	1,3	2,7	10,3
Naturgas, sunk costs (tillæg)	1,4	6,7	21,6
Kul	0,4	-	-
Fuelolie	2,2	-	-
Gasolie	2,2	14,7	30,2
Dieselolie	-	-	30,2
Benzin	-	-	37,1
JP1	-	-	2,2
Træflis	2,5 - 8	1,4 - 6,9	-
Træpiller	2,2	6,8	32,7

### 3.3 Brændselspriser an forbrugssted

De samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet er vist i tabel 6. De beregnes ud fra importpriserne i tabel 4 tillagt omkostninger for transport, lager og avancer i tabel 5. Sunk costs for naturgas er ikke regnet med i tallene i tabel 6.

Der er stor usikkerhed omkring fremskrivning af brændselspriser på lang sigt. I projekter hvor brændselspriserne har stor betydning for resultatet, bør der derfor gennemføres følsomhedsanalyser med højere og lavere skøn, se afsnit 2.5.



Tabel 6: Samfundsøkonomiske brændselspriser an forbrugssted.

2017- priser kr./GJ	An kraftværk							An værk					An forbruger							
	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Halm	Træflis	Træpiller (industri)	Naturgas	Gasolie	Halm	Træflis	Træpiller (industri)	Naturgas	Gasolie	Diesel	Diesel (7 % bio-diesel)	Benzin	Benzin (5 % bioethanol)	JP1	Træpiller (konsum)
2017	39,2	19,0	44,5	82,7	42,8	50,0	52,0	40,7	95,1	41,1	48,9	56,6	48,3	110,7	110,7	114,8	115,8	121,0	78,4	89,4
2018	39,3	16,5	52,4	90,6	43,1	50,4	58,6	40,7	103,0	41,4	49,2	63,2	48,3	118,6	118,6	122,7	123,7	128,9	86,3	97,3
2019	39,2	16,1	58,1	96,3	43,5	50,8	61,2	40,6	108,8	41,7	49,5	65,8	48,2	124,3	124,3	128,5	129,5	134,6	92,1	100,5
2020	39,1	16,4	63,2	101,4	43,8	51,2	63,2	40,5	113,8	42,1	49,8	67,9	48,1	129,4	129,4	133,5	134,6	139,7	97,1	103,0
2021	42,4	16,8	68,3	106,5	44,2	51,6	67,4	43,8	118,9	42,4	50,1	72,1	51,4	134,5	134,5	138,6	139,6	144,8	102,2	108,1
2022	45,7	17,1	70,5	108,7	44,6	52,1	67,8	47,1	121,2	42,8	50,4	72,6	54,7	136,7	136,7	140,9	141,9	147,0	104,5	108,7
2023	48,8	17,5	72,5	110,7	45,0	52,6	68,2	50,2	123,2	43,2	50,7	73,0	57,8	138,7	138,7	142,9	143,9	149,0	106,4	109,3
2024	51,7	17,8	74,2	112,4	45,4	53,0	68,6	53,2	124,8	43,6	51,0	73,4	60,8	140,4	140,4	144,5	145,6	150,7	108,1	109,9
2025	54,5	18,0	75,5	113,7	45,8	53,5	69,0	55,9	126,2	44,0	51,4	73,8	63,5	141,7	141,7	145,9	146,9	152,0	109,4	110,5
2026	57,2	18,3	78,1	116,3	46,1	53,9	69,4	58,7	128,8	44,2	51,7	74,2	66,3	144,3	144,3	148,5	149,5	154,6	112,0	111,1
2027	59,9	18,5	80,6	118,8	46,5	54,3	69,8	61,3	131,3	44,5	52,0	74,6	68,9	146,8	146,8	151,0	152,0	157,1	114,5	111,7
2028	62,4	18,8	83,0	121,2	46,8	54,7	70,1	63,9	133,6	44,7	52,3	75,0	71,5	149,1	149,1	153,3	154,3	159,4	116,9	112,3
2029	64,9	19,0	85,2	123,4	47,2	55,1	70,5	66,3	135,9	45,0	52,6	75,4	73,9	151,4	151,4	155,6	156,6	161,7	119,1	112,9
2030	67,3	19,2	87,4	125,6	47,5	55,5	70,9	68,7	138,0	45,3	52,9	75,8	76,3	153,6	153,6	157,7	158,8	163,9	121,3	113,5
2031	69,1	19,3	89,2	127,4	47,7	55,7	71,1	70,5	139,8	45,4	53,0	76,0	78,1	155,4	155,4	159,5	160,5	165,7	123,1	113,8
2032	70,8	19,5	90,7	128,9	47,9	56,0	71,2	72,2	141,3	45,6	53,2	76,2	79,8	156,9	156,9	161,1	162,1	167,2	124,6	114,1
2033	72,4	19,6	92,1	130,3	48,1	56,2	71,4	73,8	142,8	45,7	53,4	76,4	81,4	158,3	158,3	162,5	163,5	168,6	126,0	114,4
2034	74,0	19,7	93,5	131,7	48,3	56,4	71,6	75,4	144,1	45,8	53,6	76,6	83,0	159,7	159,7	163,8	164,8	170,0	127,4	114,6
2035	75,5	19,8	94,7	132,9	48,5	56,7	71,7	76,9	145,4	46,0	53,7	76,7	84,5	160,9	160,9	165,1	166,1	171,2	128,6	114,9
2036	76,3	19,8	95,9	134,1	48,7	56,9	71,9	77,8	146,5	46,1	53,9	76,9	85,4	162,1	162,1	166,3	167,3	172,4	129,8	115,1
2037	77,1	19,9	97,0	135,2	48,9	57,2	72,1	78,5	147,6	46,3	54,1	77,1	86,1	163,2	163,2	167,4	168,4	173,5	130,9	115,4
2038	77,8	20,0	98,0	136,2	49,2	57,4	72,2	79,2	148,7	46,4	54,2	77,3	86,8	164,2	164,2	168,4	169,4	174,5	131,9	115,7
2039	78,4	20,0	98,9	137,1	49,4	57,7	72,4	79,9	149,6	46,5	54,4	77,4	87,5	165,1	165,1	169,3	170,3	175,4	132,9	115,9
2040	79,0	20,1	99,8	138,0	49,6	57,9	72,6	80,5	150,5	46,7	54,5	77,6	88,1	166,0	166,0	170,2	171,2	176,3	133,7	116,2

Note 1: Priserne for naturgas indeholder ikke sunk costs.

Note 2: Priserne for træpiller bygger på værdierne for hhv. industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere) fra tabel 4.

## 4. Priser på el og fjernvarme

### 4.1 EI

Ved fastlæggelse af den samfundsøkonomiske beregningspris på el er der skelnet mellem tre tidsperioder: Årene frem til 2020, 2040 (det seneste år omfattet af beregningsforudsætningerne) samt årene mellem 2020 og 2040.

Frem til 2020 er den samfundsøkonomiske beregningspris på el fastsat med udgangspunkt i forventningerne til udviklingen på det nordiske elmarked, og er baseret på modelberegninger med Energistyrelsens model for el- og varmforsyningen i Norden, RAMSES. Frem til 2020 benyttes således en fremskrivning af elspotprisen på det nordiske elmarked som udtryk for de samfundsøkonomiske omkostninger ved forøget elforbrug (eller besparelser ved mindsket forbrug). Dette vurderes at være en god tilnærmelse for projekter og tiltag, der ikke påvirker forbruget i så voldsom grad, at elprisen i det nordeuropæiske elmarked påvirkes. Årsagen er, at der for denne type ændringer i forbrug er tale om en kortsigtsmarginalbetragtning, hvor udgifterne til udbygning og vedligehold af kapacitet til produktion og distribution allerede er afholdt (sunk costs) og dermed ikke skal medregnes.

For 2040 baseres den langsigtede samfundsøkonomiske beregningspris på el på en beregning af de forventede, gennemsnitlige produktionsomkostninger inklusive investeringsomkostninger og nødvendige PSO-omkostninger til balanceydelse, forsyningssikkerhed osv.<sup>4</sup> Dele af disse omkostninger finansieres i dag via PSO-ordningen, som ikke indgår i samfundsøkonomiske beregninger, og vil muligvis fortsat være finansieret via tilskud i fremtiden. Dermed indeholder fremskrivningen af spotprisen ikke nødvendigvis alle de langsigtede samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med ændringer i elforbruget, og den langsigtede samfundsøkonomiske beregningspris på el baseres derfor på de gennemsnitlige elproduktionsomkostninger.

Beregningerne af de langsigtede gennemsnitlige elproduktionsomkostninger er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for el- og fjernvarmeproduktion med data for år 2040.<sup>5</sup> Der indgår seks teknologier i beregningen af elproduktionsomkostningerne: Landvind, havvind, solceller og kraftvarme baseret på henholdsvis kul, biomasse og naturgas – det sidste i form af spidslastenheder. De langsigtede gennemsnitlige elproduktionsomkostninger for hver enkelt teknologi i 2040 er vurderet til: landvind 274 kr./MWh, havvind 274 kr./MWh, solceller 319 kr./MWh samt kraftvarme baseret på kul 427 kr./MWh, på biomasse 697 kr./MWh og på naturgas 582 kr./MWh.

Der beregnes et middelskøn for elproduktionsomkostningerne i 2040 ved at beregne et produktionsmix baseret på 1/6 (ca. 17 pct.) fra hver af teknologierne landvind, havvind, biomasse, kul, naturgas og solceller. Det er således valgt at fordele vægtningen af produktionsomkostningerne ligeligt mellem teknologierne. Der er betydelig usikkerhed forbundet med vurderinger på så lang sigt, og den ligelige vægtning sikrer, at eventuelle fejlvurderinger på enkelte teknologier ikke kommer til at vægte uforholdsmæssigt højt.

For årene mellem 2020 og 2040 beregnes de samfundsøkonomiske beregningspriser på el ud fra lineær interpolation fra RAMSES-modellens spotprisfremskrivning for 2020 til den beregnede elproduktionsomkostning i 2040. Udviklingen i den samfundsøkonomiske beregningspris antages på den måde at udgøre en ret linje. Den samfundsøkonomiske beregningspris for el stiger i gennemsnit ca. 3 pct. årligt fra 2020 til 2040.

---

<sup>4</sup> Kun PSO relateret til opretholdelse af elnettet er inkluderet, fx omkostninger til udglatning og balancering af vindkraft og decentral kraftvarme. Ingen direkte støtte til VE, forskning og udvikling eller andre tilskudsordninger er regnet med.

<sup>5</sup> Teknologikataloget indeholder data for landvind fra 2016, data for havvind fra 2017 og data for solceller fra marts 2015.

Skønnet for den langsigtede samfundsøkonomiske beregningspris for el er usikkert i hele perioden frem mod 2040, og derfor bør der, i projekter hvor elprisen har stor betydning for resultatet, gennemføres følsomhedsanalyser med højere og lavere skøn, se afsnit 2.5.

Tabel 7 viser den rå samfundsøkonomiske beregningspris for el samt prisen ved to forbrugssteder: an virksomhed og an husholdning. Forskellen på den første og de to øvrige kolonner er tillægget af nødvendig PSO<sup>6</sup>, nettab og tariffer. Tarifferne er valgt som gennemsnitstariffer fratrukket faste betalinger fra *Elforsyningens nettariffer og priser* fra Dansk Energi (juni 2016) for de relevante forbrugssteder, og udgør 190 kr./MWh for virksomheder og 310 kr./MWh for husholdninger i 2016-prisniveau.

I konkrete tilfælde kan der lokalt og under inddragelse af det lokale netselskab fastlægges andre tariffer baseret på de faktiske omkostninger forbundet med leveringen. Såfremt sådanne lokale priser ikke kan opnås, anvendes tallene i tabel 7.

---

<sup>6</sup> Omkostninger til balanceydelse, forsyningsikkerhed osv., men ikke direkte støtte til VE, forskning og udvikling eller andre tilskudsordninger.

Tabel 7: Samfundsøkonomiske beregningspriser på el.

2017-priser kr./MWh	Rå samfundsøkonomisk beregningspris på el*	An virksomhed** (> 15 MWh)	An husholdning** (< 15 MWh)
2017	186	394	516
2018	184	391	513
2019	191	399	521
2020	217	426	548
2021	227	437	559
2022	238	449	571
2023	249	460	582
2024	259	471	593
2025	270	483	604
2026	280	494	616
2027	291	505	627
2028	302	516	638
2029	312	528	650
2030	323	539	661
2031	333	550	672
2032	344	562	684
2033	355	573	695
2034	365	584	706
2035	376	596	717
2036	386	607	729
2037	397	618	740
2038	408	629	751
2039	418	641	763
2040	429	652	774

\* Den rå samfundsøkonomiske beregningspris på el består af en fremskrivning af spotprisen til og med 2020, derefter en lineær overgang til de beregnede, langsigtede elproduktionsomkostninger i 2040.

\*\*Inkl. nettab på 6 pct. For fleksible enheder som varmepumper, elpatroner og kraftvarmeanlæg, der driftes efter elprisen, bør der korrigeres for årsvariationerne i elprisen, som beskrevet nedenfor.

Note 1: Kun nødvendig PSO relateret til net, forsyningssikkerhed og øvrige omkostninger (ingen direkte støtte til VE, forskning og udvikling eller andre tilskudsordninger) er regnet med i priserne i tabellen.

Note 2: Ved "virksomhed" forstås alle typer kunder med et årligt elforbrug på mere end 15 MWh.

Note 3: Bemærk, at prisen efter 2020 ikke er et udtryk for spotpriserne og derfor ikke bør benyttes til selskabsøkonomiske analyser.

De samfundsøkonomiske beregningspriser på el er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Faktorpriserne skal ganges med nettoafgiftsfaktoren i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger jævnfør *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005.

## Variable elpriser

I forbindelse med konkrete projektforslag for produktionskapacitet, hvor produktion eller forbrug af el specifikt forventes at følge variationen i elpriserne hen over året (for eksempel elpatroner og naturgasbaseret kraftvarme), kan der indregnes variation i elprisen.

Elforbrugende eller -producerende enheder handler normalt el på spotmarkedet, og derfor giver det et mere retvisende billede af samfundsøkonomien at benytte priserne i de perioder, hvor enhederne forventes at køre, frem for at anvende gennemsnitspriser for hele året. Energistyrelsen har derfor udarbejdet en metode til fremskrivning og anvendelse af variable elpriser i forbindelse med samfundsøkonomiske analyser efter varmeforsyningslovens projektbekendtgørelse.

Anvendelsen af variable elpriser skal bygge på en selskabsøkonomisk simulering af driften af enhederne i det pågældende fjernvarmesystem: Baseret på antallet af fuldlasttimer tildeles en gennemsnitlig spotpris, til alle den fleksible enheds fuldlasttimer. Den gennemsnitlige spotpris beregnes ud fra en række relative afvigelser fra årsgennemsnittet baseret på, hvor stor en del af de tilgængelige timer, den pågældende enhed kører.

På et almindeligt naturgasbaseret kraftvarmeværk, hvor en gasmotor og en gaskedel deles om driften, er de tilgængelige timer alle årets timer. Hvis kraftvarmeværket har et solvarmeanlæg, vil der være døgn, hvor hele varmebehovet opfyldes af solvarmen, og ingen andre enheder kører. Det samme gælder typisk for affaldsvarme og i nogle tilfælde overskudsvarme og biomasse.

Der kan altså være tilfælde, hvor værket har sådanne billige produktionsenheder, som overtager hele værkets drift i perioder (typisk om sommeren), så der ikke er plads til den fleksible enhed. Da beregnes det i hvor mange af årets timer, de billige enheder leverer hele produktionen. Disse timer fratrækkes årets 8760 timer, og resultatet er de tilgængelige timer på året.<sup>7</sup>

Den fleksible enheds antal fuldlasttimer beregnes så som en andel af de tilgængelige timer. Denne andel bruges i tabel 8 til at slå elprisens relative afvigelse fra årsgennemsnittet op. Det procentvise antal fuldlasttimer beregnes efter nedenstående formel:

$$\text{driftstid}[\%] = \frac{\text{enhedens fuldlasttimer}}{8760 \text{ timer} - \text{timer hvor billigere enhed leverer hele driften}} \cdot 100 \%$$

Tabel 8 angiver en række intervaller, som enhedernes driftstid kan falde indenfor. Kører gasmotoren i eksemplet ovenfor for eksempel 14 pct. af de tilgængelige timer, vælges intervallet med de 10–20 pct. dyreste timer. Den tildelte gennemsnitspris er beregnet som gennemsnittet af de 20 pct. af årets timer, hvor priserne er højest.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> Ovenstående metode bygger på en tilnærmelse om, at der ikke er væsentlige årsvariationer i spotpriserne, og at ekstreme priser er fordelt ligeligt over året. Dermed er det ikke væsentligt i hvilke perioder, enhederne kører, men kun hvor længe.

<sup>8</sup> Denne tilgang har en tendens til at overestimere gennemsnitsprisen i de billige timer, pga. intervallernes bredde. Omvendt trækker unøjagtigheden i tilnærmelsen om manglende årsvariation i modsat retning.



Elforbrugende enheder som varmepumper til store anlæg<sup>9</sup> og elpatroner vil have andre antal fuldlasttimer, men behandles på samme måde, bortset fra at afvigelse og faktorerne, der skal ganges på den rå elpris, vælges fra kolonnen med de billigste priser i tabel 8.

Faktorerne i kolonne tre og fem i tabel 8 skal ganges på den rå elpris i tabel 7. For at omregne til priser an forbrugssted skal der derefter korrigeres for et gennemsnitligt nettab på 6 pct. og til slut tillægges udgifter til transport på 193 kr./MWh for virksomheder og 315 kr./MWh for husholdninger.<sup>10</sup> Det er altså kun den rå elpris, der varierer over året, ikke udgifterne til transport.

*Eksempel: På et decentralt kraftvarmeværk, hvor et solvarmeanlæg leverer 2000 timer med fuld dækning af varmebehovet, opnår en varmepumpe 5000 driftstimer baseret på den selskabsøkonomiske optimering. Da solvarmen optager 2000 timer svarer varmepumpens drift til 74 pct. af årets ledige timer. I tabellen vælges intervallet 70-80 pct. hvor elprisens afvigelse fra årsgennemsnittet er -12 pct. For at finde varmepumpens samfundsøkonomiske elpris deles de rene elpriser i tabel 7 (186 kr./MWh i 2017) først med 0,94 for at korrigerer for nettabet og ganges herefter med 0,88, og tillægget på 193 kr./MWh for distribution til industri lægges til, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2017 på:*

$$186 \text{ kr./MWh} \cdot 0,88 / 0,94 + 193 \text{ kr./MWh} = \underline{367 \text{ kr./MWh}}$$

Tabel 8. Relative afvigelser fra årsgennemsnit for elprisen.

Driftstid, pct. af tilgængelige timer	Lave priser – Elforbrugende enheder: Varmepumper/elpatroner		Høje priser – Elproducerende enheder: Kraftvarmeenheder	
	Elprisens afvigelse fra årsgennemsnit (pct.)	Faktor, der skal ganges på den rå elpris	Elprisens afvigelse fra årsgennemsnit (pct.)	Faktor, der skal ganges på den rå elpris
0-5 pct.	-0,83	0,17	0,89	1,89
5-10 pct.	-0,63	0,37	0,69	1,69
10-20 pct.	-0,46	0,54	0,50	1,50
20-30 pct.	-0,37	0,63	0,39	1,39
30-40 pct.	-0,31	0,69	0,31	1,31
40-50 pct.	-0,25	0,75	0,25	1,25
50-60 pct.	-0,21	0,79	0,20	1,20
60-70 pct.	-0,17	0,83	0,16	1,16
70-80 pct.	-0,12	0,88	0,11	1,11
80-90 pct.	-0,08	0,92	0,07	1,07
90-100 pct.	0,00	1,00	0,00	1,00

Note: Afvigelsen fra årsgennemsnittet er regnet som gennemsnittet over alle timer op til den øvre grænse af intervallet. Faktorerne i kolonne tre eller fem skal benyttes sammen med de rå elpriser i tabel 7.

## 4.2 Fjernvarme

Prisen på fjernvarme indgår ikke længere i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Da der er meget stor forskel på fjernvarmeproduktionen i forskellige områder, herunder brændselssammensætning,

<sup>9</sup> Varmepumper til husholdninger har ikke et varmelager, og kører derfor efter varmebehovet snarere end efter elprisen. Varmepumper til husholdninger skal derfor anvende gennemsnitspriser for hele året fra tabel 7.

<sup>10</sup> Tarifferne er her angivet i 2017-prisniveau, og er derfor en smule højere end tarifferne angivet over tabel 7, som er angivet i 2016-prisniveau.

bør der til beregninger i specifikke områder anvendes priser baseret på oplysninger fra det eller de lokale værker. For overordnede vurderinger af nationale tiltag, som påvirker fjernvarmeforbruget generelt, bør der anvendes gennemsnitspriser fra andre kilder.

Når der regnes på fjernvarme, skal der – som for elpriserne – også tages højde for nettabet. Ved beregninger for projekter, hvor der indgår reduktioner i fjernvarmeforbruget, vil det i mange tilfælde ikke være muligt at reducere nettabet nævneværdigt, idet nettabet er bestemt af den fysiske udstrækning af ledningsnettet og af fremløbs- og returtemperaturen i nettet. Der vil dog kunne opnås en besparelse, hvis det er muligt at sænke temperaturerne, eller hvis der foretages fysiske ændringer af nettet. Det gennemsnitlige nettab i fjernvarmeforsyningen er ca. 20 pct., men dækker over betydelige variationer fra område til område, og bør derfor også baseres på faktiske tal.

## 5. Beregning af emissioner

### 5.1 Emissioner fra brændsler

CO<sub>2</sub>-emissionen ved forbrænding afhænger alene af brændselstypen, mens emissionerne af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> (metan), N<sub>2</sub>O (lattergas) og PM<sub>2,5</sub> (partikler) også afhænger af den anvendte teknologi. Derfor skal udledningen af disse forurenende stoffer til luften beregnes med udgangspunkt i brændselsforbruget for de enkelte enheder og emissionskoefficienter, der angiver udledningen af et givet stof pr. indfyret brændselsmængde.

Emissionskoefficienter for typiske kombinationer af brændsler og teknologier i 2015 fremgår af tabel 9. Koefficienterne er standardværdier for eksisterende danske anlæg. Tallene kan derfor ikke anvendes for projekter med konkrete anlæg eller for nye anlæg, der typisk vil have lavere emissionskoefficienter. I konkrete projekter bør man vælge enten projekterede emissionsfaktorer eller Energistyrelsens teknologikataloger, hvis der ikke kan indhentes dokumentation for emissionerne fra de konkrete nye enheder. Dog kan emissionskoefficienterne for CO<sub>2</sub> anvendes for nye anlæg, da disse værdier ikke er teknologiafhængige.

Emissionskoefficienterne er baseret på det Nationale center for miljø og energis (DCE) opgørelser, hvoraf koefficienterne i tabel 9 kun er et udpluk. En mere detaljeret opdeling kan findes på DCE's hjemmeside (<http://dce.au.dk/>).

De viste emissionsfaktorer gælder kun stationære anlæg. For beregning af emissioner fra transport henvises til Transportministeriets beregningsforudsætninger (link: [Transportøkonomiske Enhedspriser](#)).

Tabel 9: Emissionskoefficienter (masse per energimængde indfyret brændsel) for typiske kombinationer af brændsler og teknologier i 2015

Brændsel	Anlægstype	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>2,5</sub>
		kg/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ
<b>Centrale kraftværker og kraftvarmeværker</b>							
Naturgas	Dampturbine	57,1	1,0	1,0	0,4	55,0	0,1
Kul	Dampturbine	94,5	0,9	0,8	10,0	29,0	2,1
Fuelolie	Dampturbine	79,2	0,8	0,3	100,0	138,0	2,5
Træ*	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	81,0	4,8
<b>Decentrale kraftvarmeværker</b>							
Naturgas	Gasturbine	57,1	1,7	1,0	0,4	48,0	0,05
Naturgas	Motor	57,1	481,0	0,6	0,5	135,0	0,16
Halm*	Dampturbine	0,0	0,5	1,1	49,0	125,0	1,11
Træ*	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	81,0	4,82
Affald	Dampturbine	37,0	0,3	1,2	8,3	102,0	0,29
Biogas	Motor	0,0	434,0	1,6	19,2	202,0	0,21
<b>Fjernvarmeværker og lignende**</b>							
Naturgas		57,1	1,0	1,0	0,4	33,0	0,1
Halm		0,0	30,0	4,0	130,0	90,0	12,0
Træ		0,0	11,0	4,0	11,0	90,0	10,0
Biogas		0,0	1,0	0,1	25,0	28,0	1,5
<b>Husholdninger</b>							
Naturgas		57,1	1,0	1,0	0,4	24,3	0,1
Gasolie		74,0	0,7	0,6	23,0	52,0	5,0
Træpiller		0,0	3,0	4,0	11,0	80,0	29,0
Brænde og andre træprodukter		0,0	140,0	4,0	11,0	75,0	501,0
<b>Industri og lignende</b>							
Naturgas	Offshore gasturbine	57,6	1,7	1,0	0,4	199,0	0,1
Naturgas	Industrielle kedler	57,1	1,0	1,0	0,4	33,0	0,1
Raffinaderigas	Raffinaderier	57,5	1,0	0,1	1,0	94,0	5,0

\* Der er meget stor usikkerhed på PM<sub>2,5</sub>-faktorerne, da de er baseret på målinger på ganske få anlæg.

\*\* Faktorerne kan med god tilnærmelse også anvendes for større biomasse-/biogaskedler fx i industrien.

Note: For biomasse og biogas er anvendt en CO<sub>2</sub> emissionsfaktor på 0.

## 5.2 Emissioner fra el

Der findes ikke en entydig metode til at fastlægge udledningen af forurenende stoffer fra en kilowattime el. Én mulig metode er at anlægge en *gennemsnitsbetragtning*, hvor en kWh el tilskrives udledning af forurenende stoffer svarende til det vægtede gennemsnit af den produktion, der har frembragt elektriciteten.

I Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 er denne gennemsnitsbetragtning anvendt, og de resulterende emissioner af CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> ved produktion og forbrug<sup>11</sup> er vist i tabel 10. Forskellen på tallene for produktion og forbrug udgøres af nettabet, der er sat til 6 pct. i beregningerne.

<sup>11</sup> Emissionerne ved elproduktion er baseret på modellen RAMSES, der estimerer det gennemsnitlige brændselsforbrug og de deraf følgende emissioner forbundet med den danske elproduktion.

Gennemsnitsbetragtningen er konsistent med de værdier for emissioner fra elproduktion, som oplyses af Energinet.dk<sup>12</sup>, og som bl.a. anvendes i forbindelse med grønne regnskaber.

Tabel 10 indeholder ikke emissioner fra CO<sub>2</sub>. Det skyldes, at de økonomiske konsekvenser af CO<sub>2</sub>-udledninger per definition er internaliseret i elproduktionsomkostningerne i form af prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter. Derfor skal der ikke regnes med en ekstra økonomisk værdi af ændrede CO<sub>2</sub>-emissioner fra elproduktion, fordi kvoteprisen er indeholdt i fremskrivningen af elpriserne<sup>13</sup>.

**Tabel 10: Emissioner af CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> fra produktion og forbrug af el. Tallene for elforbrug indeholder et nettab på 6 pct.**

	CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O		SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		PM <sub>2,5</sub>	
	g/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh	
	Produktion	Forbrug	Produktion	Forbrug	Produktion	Forbrug	Produktion	Forbrug	Produktion	Forbrug
2017	117	125	3,0	3,2	104	111	253	270	5,2	5,6
2018	104	111	3,0	3,2	109	116	245	261	5,2	5,6
2019	99	106	3,0	3,2	76	81	236	252	5,1	5,5
2020	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2021	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2022	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2023	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2024	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2025	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2026	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2027	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2028	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2029	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2030	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2031	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2032	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2033	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2034	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2035	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2036	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2037	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2038	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2039	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0
2040	105	112	4,0	4,3	78	83	237	253	5,6	6,0

Note 1: Emissionerne knyttet til el er baseret på den forventede gennemsnitlige danske elproduktion.

Note 2: Bemærk, at emissionerne er fastholdt fra 2020 og frem. Dette skyldes, at Basisfremskrivning 2017 er udarbejdet under forudsætning om frozen policy, og derfor ikke indeholder politik efter 2020. Beregnede emissioner efter 2020 vil derfor ikke være retvisende.

Note 3: Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter er medregnet i elpriserne angivet i tabel 7. Derfor skal CO<sub>2</sub>-emissioner fra elproduktion ikke værdisættes separat i det samfundsøkonomiske regnestykke og er ikke inkluderet i tabel 10.

<sup>12</sup> Energinet.dk oplyser to sæt af emissioner beregnet under antagelse af marginale virkningsgrader ved kraftvarmeproduktion på henholdsvis 125 pct. og 200 pct. Der er anvendt en marginal varmekoefficient på 125 pct. i Energistyrelsens beregninger.

<sup>13</sup> Hvis der i anden sammenhæng er behov for CO<sub>2</sub>-emissioner fra elproduktion, kan de findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#) i Excel-filen *Tal bag figurer og tabeller* for Basisfremskrivning 2017 (Figur 37 - CO<sub>2</sub> emissioner pr. produceret MWh el eller fjernvarme på fanen *Baggrund 4 & 5 - El og fjernv.*).

## 6. Værdisætning af emissioner

Ideelt bør alle miljøeffekter værdisættes og inddrages i samfundsøkonomiske analyser. I praksis er det dog meget vanskeligt og de skøn, man anvender, er behæftet med stor usikkerhed. Her beskrives alene skøn for drivhusgasser samt SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub>.

Værdisætning af miljøeffekter foretages som udgangspunkt ud fra de marginale skadesomkostninger, som danske udledninger medfører for danskere. Danske udledninger er grænseoverskridende, og det er således kun en del af de danske udledninger, der berører danskere.

Hvor der er bindende målsætninger, kan det i stedet være relevant at benytte den marginale reduktionsomkostning som beregningspris. En forpligtende målsætning indebærer, at der er fastsat et loft for den samlede tilladte udledning. Et tiltag, der reducerer udledningen af et forurenende stof, vil derfor indebære, at der kan spares gennemførelse af et alternativt tiltag. Det modsatte gælder for tiltag, der øger udledningerne. Dermed kan værdien af en ændret udledning sættes lig reduktionsomkostningen for det marginale projekt, der sikrer opfyldelse af målsætningen.

Selv med en bindende målsætning kan det være relevant at benytte den marginale skadesomkostning, hvis den bindende målsætning er overopfyldt.

### 6.1 Værdisætning af drivhusgasudledninger

Danmarks klimaforpligtelse indebærer, at den anbefalede beregningspris for ændret CO<sub>2</sub>-udledning vil være lig reduktionsomkostningen for CO<sub>2</sub>. Værdien af reduceret CO<sub>2</sub>-udledning fra et givet tiltag kan dermed opgøres som sparede omkostninger ved et alternativt CO<sub>2</sub>-reducerende tiltag.

Ved opgørelse af CO<sub>2</sub>-prisen skelnes der mellem, om udledningen er omfattet af EU's CO<sub>2</sub>-kvoteordning eller ej.

Fra og med 2005 har en stor del af det danske forbrug af fossile brændsler været omfattet af EU's CO<sub>2</sub>-kvoteordning, hvor der dannes en pris for CO<sub>2</sub>-reduktioner i EU. Det gælder for størstedelen af brændselsforbruget til produktion af el og fjernvarme samt en del tung industri. Den forventede fremtidige kvotepris udgør grundlaget for fastlæggelse af den samfundsøkonomiske pris på CO<sub>2</sub>. Værdien af en reduktion i CO<sub>2</sub>-udledning baseres således ikke på skadesomkostningen ved CO<sub>2</sub>-udledning, men på den internationale handelsværdi for CO<sub>2</sub>-kvoter.

Inden for kvotesystemet anvendes kvoteprisskønnet fra tabel 11 til at værdisætte drivhusgasudledning.

Kvotepriisen skal i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger ganges med nettoafgiftsfaktoren, jævnfør *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005.

Der er stor usikkerhed omkring fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvotepriisen, og den viste kvotepris bør betragtes som et centralt skøn. Derfor er det vigtigt at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes, se afsnit 2.5.

Uden for CO<sub>2</sub>-kvotesystemet eksisterer der ikke en referencepris for CO<sub>2</sub>-udledninger. Til og med 2020 anbefales det at benytte kvoteprisskønnet fra tabel 11, idet Danmark overopfylder sin reduktionsforpligtelse uden for kvotesektoren i 2020. Fra 2021 bør anvendes et skøn på 324 kr./ton.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> I EU's Impact Assessment for 2030-pakken anvendes en CO<sub>2</sub>-pris uden for kvotesektoren på 40 euro i 2030 angivet i 2010-prisniveau. Omregningen til danske kroner i 2017-prisniveau sker ved at anvende en valutakurs på 7,45 DKK/EUR og regulere med forbrugerprisindekset.

Der pågår et arbejde med at opgøre de danske reduktionsomkostninger i ikke-kvotesektoren for 2030. Når der fremkommer nye oplysninger, vil der komme et rettellesblad til beregningsforudsætningerne.



Der er stor usikkerhed omkring niveauet for en pris på CO<sub>2</sub> uden for kvotesektoren. Derfor er det vigtigt at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes, se afsnit 2.5.

**Tabel 11: Skøn for priser på CO<sub>2</sub>.**

2017-priser (kr./ton)	Skøn for CO <sub>2</sub> -kvotepris	Skøn for pris på CO <sub>2</sub> -udledninger uden for kvotesektoren
2017	42	42
2018	43	43
2019	44	44
2020	46	46
2021	47	324
2022	50	324
2023	52	324
2024	55	324
2025	58	324
2026	61	324
2027	65	324
2028	69	324
2029	73	324
2030	77	324
2031	81	324
2032	86	324
2033	91	324
2034	97	324
2035	103	324
2036	109	324
2037	115	324
2038	122	324
2039	129	324
2040	137	324

Kilder: Skøn for kvotepris: Finansministeriet (2016). Skøn for CO<sub>2</sub>-pris uden for kvotesektoren: EU's Impact Assessment for 2030-pakken (<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>). Efter 2030 er CO<sub>2</sub>-prisen uden for kvotesektoren fastholdt på samme niveau.

Note 1: Alle prisskøn i denne tabel er angivet i faktorpriser, og skal derfor ganges med nettoafgiftsfaktoren for at blive angivet i forbrugerpriser.

Som nævnt i kapitel 5 skal der ikke regnes med økonomisk værdi af ændrede CO<sub>2</sub>-emissioner fra ændret elproduktion, da elproduktion er underlagt CO<sub>2</sub>-kvoteordningen, og CO<sub>2</sub>-værdien dermed allerede er indeholdt i elprisen.

CH<sub>4</sub>-emissioner (metan) og N<sub>2</sub>O-emissioner (lattergas) værdisættes ud fra CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, fordi deres vigtigste miljøeffekt er en forøgelse af drivhuseffekten. Der omregnes til CO<sub>2</sub>-ækvivalenter ved at multiplicere CH<sub>4</sub>-emissionerne med 25 og N<sub>2</sub>O-emissionerne med 298 jævnfør de gældende retningslinjer i

notatet *Nye global warming potential faktorer*, Energistyrelsen, 2013 (Kilde: IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007).

## 6.2 Værdisætning af øvrige udledninger

Det er valgt at værdisætte ændringer i udledningerne af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> ved de marginale skadesomkostninger som danske udledninger medfører for danskere. Værdisætningen er baseret på *Miljø- og Fødevarerministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog*, 2014. Skadesomkostningerne i Danmark for SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> fra stationære anlæg fordelt på SNAP-sektorer er vist i tabel 12. Skadesomkostningerne for SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> er opgjort i forbrugerpriser, så de skal ikke multipliceres med nettoafgiftsfaktoren. For værdier for andre sektorer såsom særlige processer i industrien henvises til nøgletalskataloget.

De viste omkostninger gælder kun stationære anlæg. For beregning af skadesomkostninger fra transport henvises til Transportministeriets beregningsforudsætninger (link: [Transportøkonomiske Enhedspriser](#)).

Som beskrevet i afsnit 6.1 ovenfor anvendes værdien af prisen for CO<sub>2</sub>-kvoter ved beregning af den samfundsøkonomiske omkostning ved udledning af metan og lattergas sammen med de relevante omregningsfaktorer. Omkostningerne ved udledning af CO<sub>2</sub> som følge af elproduktion er indeholdt i elpriserne og beregnes derfor ikke separat.

**Tabel 12: Nationale omkostninger ved udledning af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> fra stationære anlæg.**

2017-priser kr./kg	Sektor	SO <sub>2</sub> /SO <sub>4</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>2,5</sub>
SNAP 1	Større forbrændingsanlæg, inkl. affaldsforbrændingsanlæg	10	7	23
SNAP 2	Forbrændingsanlæg i husholdninger mv.	29	18	83
SNAP 3	Industrielle forbrændingsanlæg	14	9	27

Kilde: Miljø- og Fødevarerministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog 2014. For emissionsfaktorer fra andre processer henvises til kataloget.