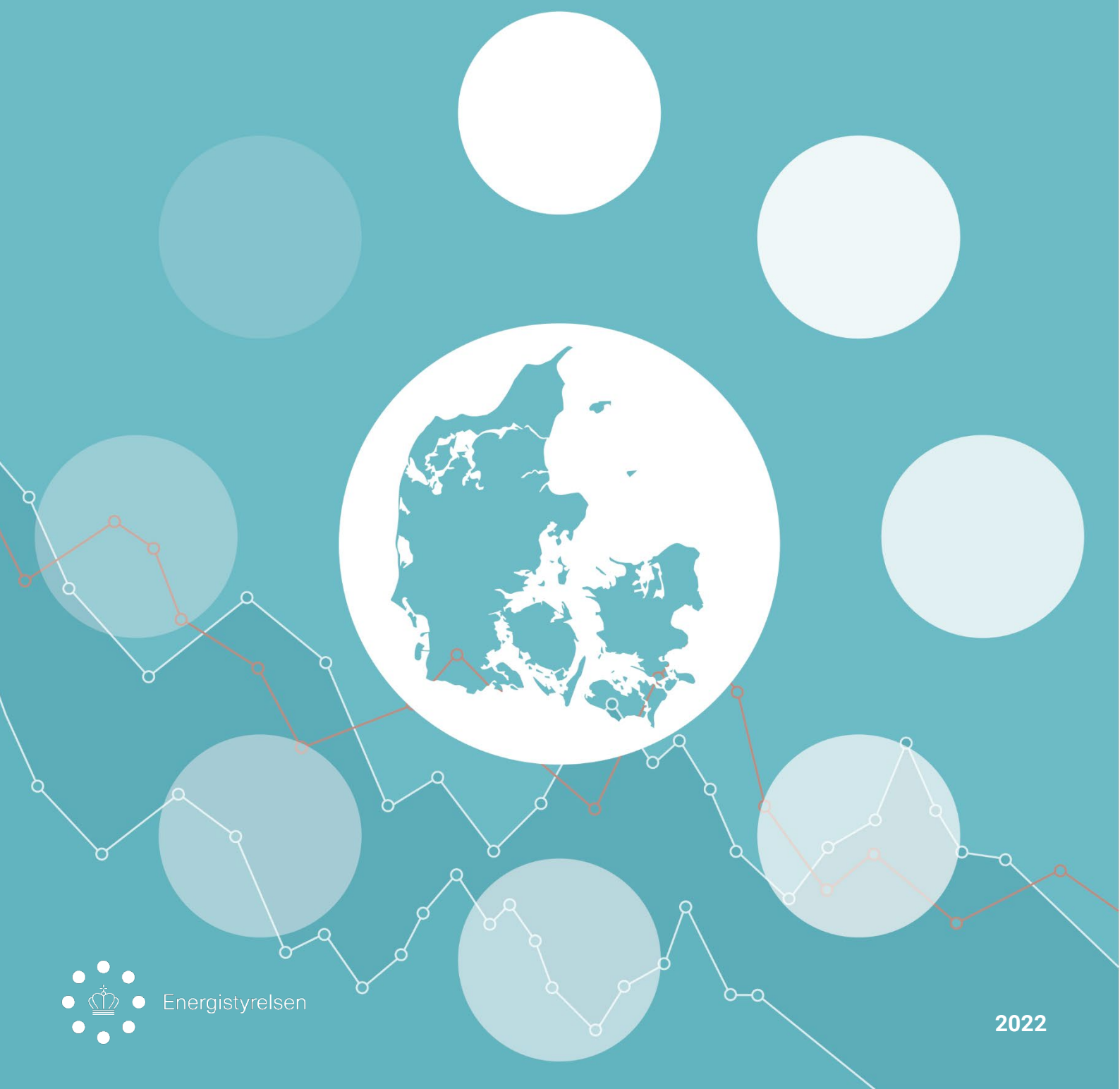


# Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner



## **Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner 2022**

Udgivet i februar 2022 af Energistyrelsen, Carsten Niebuhrs Gade 43, 1577 København V.  
Telefon: 33 92 67 00, E-mail: [ens@ens.dk](mailto:ens@ens.dk), Internet: <http://www.ens.dk>.

Design og produktion: Energistyrelsen.

Spørgsmål angående metode og beregning kan rettes til Energistyrelsen.

---

# INDHOLD

<b>1. Indledning</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Generelle forudsætninger</b> .....	<b>2</b>
2.1    Anvendelse af beregningsforudsætningerne .....	2
2.2    Priser skal opgøres i markedsprisniveau .....	3
2.3    Håndtering af omkostninger til ledningsbunden energi .....	3
2.4    Emissioner til luften .....	4
2.5    Afgifter og tilskud.....	4
2.6    Følsomhedsanalyser .....	5
2.7    Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser.....	6
<b>3. Brændselspriser</b> .....	<b>8</b>
3.1    Importpriser og priser ab producent .....	8
3.2    Brændselspriser an forbrugssted .....	12
<b>4. Priser på el og ledningsgas</b> .....	<b>14</b>
4.1    Elpriser .....	14
4.2    Priser på ledningsgas.....	21
<b>5. Beregning af emissioner</b> .....	<b>27</b>
5.1    Emissioner fra brændsler .....	27
5.2    Emissioner fra ledningsgas.....	29
5.3    Emissioner fra el .....	29
<b>6. Værdisætning af emissioner</b> .....	<b>31</b>
6.1    Værdisætning af drivhusgasudledninger .....	31
6.2    Værdisætning af øvrige udledninger .....	34

## 1. Indledning

I denne publikation præsenteres en række forudsætninger til brug for samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet, og særligt til udarbejdelse af projektforslag, som skal leve op til varmforsyningsloven og projektbekendtgørelsens krav til kollektive varmforsyningsprojekter. Forudsætningerne skal bruges i samspil med Energistyrelsens [Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2021](#), der (i overensstemmelse med Finansministeriets retningslinjer) nærmere beskriver den beregningsmetode, der skal anvendes. Begge publikationer kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#).

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

Ved projektforslag for varmforsyningsprojekter, som skal leve op til varmforsyningsloven, 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 denne publikation retter sig udelukkende mod de samfundsøkonomiske analyser.

Beregningsforudsætningerne var udsendt i ekstern høring i efteråret 2021 under navnet *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2021*. Da den endelige udgivelse sker i 2022 vil publikationen blive kaldt *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2022* (SØB22). Ift. høringsudgaven er der foretaget en række ændringer og opdateringer som nærmere beskrevet i høringsnotatet på Energistyrelsens hjemmeside.

## 2. Generelle forudsætninger

Alle priser i publikationen er udtrykt i faste 2021-priser, med mindre andet er nævnt.

### 2.1 Anvendelse af beregningsforudsætningerne

Formålet med *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner (SØB)* er at sikre, at samfundsøkonomiske analyser for projektforslag efter varmforsyningsloven er sammenlignelige og foretages på grundlag af de samme prisforudsætninger.

Det er også vigtigt, at en række øvrige beregningsmæssige forudsætninger er ens, når der foretages samfundsøkonomiske beregninger. Derfor står Finansministeriet for udgivelse af et nøgletalskatalog ([Finansministeriets hjemmeside](#)) med bl.a. værdier for kalkulationsrente, skatteforvridningsfaktor og nettoafgiftsfaktor, der alle har stor betydning for resultatet af en samfundsøkonomisk analyse, som beskrevet i *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2021*.

Finansministeriets nøgletal angiver de til enhver tid gældende værdier for disse parametre. I nøgletalskataloget publicerer Finansministeriet også CO<sub>2</sub>-priser. Som udgangspunkt vil SØB's CO<sub>2</sub>-priser være i overensstemmelse med tallene i nøgletalskataloget, men pga. forskellig opdateringskadence kan der periodevis forekomme forskelle. I så fald er det priserne, der fremgår af nyeste SØB, der skal anvendes i udarbejdelse af projektforslag, som skal leve op til varmforsyningsloven og projektbekendtgørelsens krav til kollektive varmforsyningsprojekter.

På det tidspunkt, hvor der ansøges om godkendelse af et projektforslag, skal Energi-styrelsens senest udmeldte beregningsforudsætninger anvendes. Hvis der ikke foreligger et godkendt projektforslag senest ét år fra ansøgningstidspunktet, og hvis der i mellemtiden er udgivet nye beregningsforudsætninger, skal der som udgangspunkt ske genberegning af projektforslaget med de nye beregningsforudsætninger, jf. § 19, stk. 3 i *Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg* (projektbekendtgørelsen).

Forudsætningerne i publikationen skal opfattes som generelle beregningsforudsætninger, og i visse tilfælde kan der være mulighed for at anvende mere projektspecifikke tal. Det gælder fx for prisen på biomasse, hvis det kan dokumenteres, at der gælder andre forhold lokalt, fx gennem en bindende aftale.

Når et projekt skal sammenlignes med relevante alternativer, skal der altid opereres med samme beregningsperiode for alle løsningerne. Typisk anvendes en beregningsperiode på 20 år, og for at sikre grundlag for dette, er der i denne udgave af SØB angivet beregningsforudsætninger til og med 2045. Da en stor del af beregningsgrundlaget kun er fremskrevet til 2040, vil man dog opleve, at al data er fastholdt realt fra 2040 til 2045. I tilfælde af beregninger eller projekter, der strækker sig længere frem i tiden, skal priserne i 2045 fastholdes i resten af beregningsperioden.

## 2.2 Priser skal opgøres i markedsprinsniveau

Alle priser i en samfundsøkonomisk analyse skal opgøres i markedsprinsniveau. De fleste af priserne i SØB er faktorpriser (opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms), og de skal dermed ganges med nettoafgiftsfaktoren fra Finansministeriets nøgletalskatalog. Nettoafgiftsfaktoren opdateres løbende. Den gældende nettoafgiftsfaktor kan ses i nøgletalskataloget på [Finansministeriets hjemmeside](#).

Eneste undtagelse fra denne regel er skadesomkostningerne forbundet med udledning af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og partikler, der allerede er opgjort i forbrugerprinsniveau og derfor ikke skal ganges med nettoafgiftsfaktoren.

## 2.3 Håndtering af omkostninger til ledningsbunden energi

Der er blevet afholdt store omkostninger til etablering af net til den ledningsbundne energi i form af el og gas<sup>1</sup>. Sådanne kapitalomkostningerne for eksisterende net behandles normalt i samfundsøkonomiske analyser som sunk costs, dvs. omkostninger, som allerede er afholdt og derfor ikke falder bort, selvom et forbrug bliver mindre eller helt ophører. Sunk costs i traditionel forstand skal aldrig indgå i de beregninger, der lægges til grund for nye investeringer, da de afspejler en historisk beslutning, som er uigenkaldelig.

I SØB tillægges der omkostninger til transport i nettet frem til forbrugssted til de "rå" el- og gaspriser. Disse transporttillæg håndteres forskelligt for el og gas. For el opgøres tillæggene ud fra distributions- og transmissionsomkostningerne som målt ved tarifferne, mens der for gas kun medregnes de forbrugsafhængige dele. Det er således de fulde tariffer, der indregnes for transport af el, mens tarifferne for gas reduceres med afskrivning på anlæggene, der betragtes som sunk cost.

Hvad er så begrundelsen for, at de to energityper behandles forskelligt? I begge tilfælde tilstræbes det at opgøre netomkostningerne som fremadrettede, langsigtede gennemsnitsomkostninger, dvs. et udtryk for, hvad det fremover vurderes at koste at transportere hhv. gas og el. Forskellen mellem håndtering af el og gas skyldes forskellige forventninger til, hvilke investeringer der er brug for i de to net fremadrettet. Det hænger bla. sammen med en forventning om et stigende elforbrug som konsekvens af den øgede elektrificering af samfundet, og en forventning om et faldende gasforbrug.

I SØB forudsættes det, at nødvendige merinvesteringer i elnettet til muliggørelse af øget elforbrug netop vil blive opvejet af det øgede elforbrug, så omkostningen pr. kWh med fornuftig tilnærmelse kan siges at være upåvirket. Det er derfor valgt at anvende elnettarifferne som et gennemsnitligt bud på de fremadrettede netomkostninger inkl. eventuelle nødvendige udgifter til netforstærkninger. Selv om afskrivninger på nettet således ikke fratrækkes tarifferne i SØB, er der altså ikke tale om, at sunk cost som sådan indgår i omkostningerne, men om at sunk cost i form af afskrivninger på nettet benyttes som en proxy for de fremadrettede nødvendige investeringer i elnettet.

---

<sup>1</sup> Det gælder naturligvis også for fjernvarme, men da priser på fjernvarme ikke indgår som beregningsforudsætning i SØB, er det ikke relevant her.

Der er fortsat lang forventet levetid i de danske gasnet, og da gasforbruget samtidig forventes reduceret fremover, er der ikke (sammenlignet med elsystemet) udsigt til store, nødvendige investeringer i gasdistributions- og transmissionssystemet. Derfor behandles omkostninger til gasnettet (i modsætning til elnettet) på traditionel vis, ved at sunk costs fratrækkes tariffene for at få et bud på de langsigtede netomkostninger.

Udover korrektionen for sunk cost for gas foretages der også en korrektion af tariffene for faste betalinger i form af abonnement. Denne korrektion foretages både for el og gas. Disse faste betalinger er uafhængige af forbrugets størrelse, men bortfalder, hvis forbruget ophører fuldstændigt.

## 2.4 Emissioner til luften

Miljøeffekter (i form af emissioner til luften) forbundet med et varmforsyningsprojekt skal fremgå af projektforslaget, og desuden skal miljøeffekterne indregnes som en del af den samfundsøkonomiske analyse. Dette kræver både en fysisk og en økonomisk opgørelse af miljøeffekterne. Kapitel 5 omhandler emissionsfaktorer til brug for den fysiske opgørelse, mens kapitel 6 angiver, hvilken værdisætning der skal anvendes for at opgøre de beregnede emissioner i kroner og øre, så de kan indgå i det samlede samfundsøkonomiske regnestykke.

Kapitel 5 viser emissionsfaktorer for en række typiske 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 skal der så vidt muligt anvendes dokumenterede emissioner, alternativt projekterede emissionsfaktorer eller Energistyrelsens teknologikataloger<sup>2</sup>. Dog kan emissionskoefficienterne for CO<sub>2</sub> anvendes for nye anlæg, da disse værdier ikke er teknologiafhængige.

Værdisætning for CO<sub>2</sub> (eller mere præcist: CO<sub>2</sub>-ækvivalenter) samt SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og partikler fremgår af kapitel 6. Kvotefremfattede CO<sub>2</sub>-udledninger, CO<sub>2</sub>-udledninger uden for kvotesystemet samt øvrige drivhusgasudledninger værdisættes med priserne i afsnit 6.1. Omkostningerne forbundet med CO<sub>2</sub>-udledninger fra elproduktion er allerede medregnet i elpriserne i denne publikation.

Øvrige udledninger værdisættes med de skadesomkostninger, der angives i afsnit 6.2.

## 2.5 Afgifter og tilskud

I selskabsøkonomiske beregninger indgår afgifter som en udgift og tilskud som en indtægt. Samfundsøkonomisk set er skattebetaling og tilskud derimod blot en omfordeling af ressourcer, som i sig selv hverken gør samfundet rigere eller fattigere. Ændringer i afgiftsbetalinger og tilskud medfører dog et forvriddningstab/-gevinst, der skal medregnes i de samfundsøkonomiske omkostninger som forklaret i *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2021*.

<sup>2</sup> Teknologikatalogerne findes her: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>.

Der henvises til de enkelte lovtekster eller Skatteministeriets hjemmeside for oplysninger om gældende skatte- og afgiftssatser.

## 2.6 Følsomhedsanalyser

Priser på brændsler og el samt CO<sub>2</sub>-priser og værdisætning af emissioner er behæftet med stor usikkerhed, og de angivne beregningsforudsætninger kan alene betragtes som centrale skøn. Følsomhedsberegninger tester beregningernes robusthed overfor ændringer i centrale, usikre forudsætninger, og er en væsentlig del af en samfundsøkonomisk analyse.

Det bør altid overvejes, hvilke forudsætninger der er særligt usikre eller kritiske for beregningens udfald. Det kan for eksempel være prisen på det primære brændsel ved oprettelse af ny produktionskapacitet. Udover projektspecifikke forudsætninger som fx investerings- og driftsomkostninger, bør der som minimum altid foretages følsomhedsberegninger med højere henholdsvis lavere bud på:

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

Specifikt for CO<sub>2</sub>-priser stiller Finansministeriet med *Tillæg til Vejledningen for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger* fra efteråret 2020 krav om, at der - som en del af det samfundsøkonomiske resultat - også skal præsenteres følsomhedsberegninger ved brug af andre CO<sub>2</sub>-priser end de centrale nøgletalsværdier. Af hensyn til konsistens på tværs af projektforslag, der skal leve op til varmforsyningsloven, har Energistyrelsen derfor valgt som del af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger at udgive høje og lave skøn for CO<sub>2</sub>-priserne til brug for følsomhedsberegninger.

Alle følsomhedsberegninger bør foretages særskilt for hver enkelt usikker parameter. Det kan også være relevant at foretage følsomhedsberegninger med samtidige ændringer i to eller flere parametre. Man bør i den forbindelse 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 følsomhedsberegningerne vurderes det, om analysens resultater er robuste.



## 2.7 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 Finansministeriets LOFT25-fremskrivning. Det samme gælder inflationsantagelserne, som er anført i form af BVT-deflatoren (deflatoren for bruttoværditilvæksten) i tabel 1c.

Tabel 1a: Brændværdier

Brændsel	Brændværdier	
Råolie	5,74	GJ/tønde
Råolie (ton)	43,00	GJ/ton
Naturgas	39,59	GJ/1000Nm3
Elværkskul	24,13	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

Note: nedre brændværdier

Tabel 2b: Dollarkurs

Dollarkurs	Kr./USD
2022	6,30
2023	6,29
2024	6,28
2025 og frem	6,25

Tabel 3c: Inflationsantagelser, Danmark

Generel inflation (BVT-deflatoren)	Prisindeks 2021=1	Stigning i %
2010	0,877	-
2011	0,881	0,43%
2012	0,903	2,43%
2013	0,913	1,11%
2014	0,925	1,40%
2015	0,931	0,61%
2016	0,934	0,32%
2017	0,946	1,24%
2018	0,953	0,77%
2019	0,963	1,04%
2020	0,990	2,83%
2021	1,000	1,00%
2022	1,012	1,15%
2023	1,028	1,61%
2024	1,043	1,52%
2025	1,064	1,94%
2026	1,083	1,79%
2027	1,101	1,67%
2028	1,119	1,66%
2029	1,138	1,67%
2030	1,157	1,67%
2031	1,178	1,79%
2032	1,198	1,76%
2033	1,220	1,80%
2034	1,241	1,77%
2035	1,264	1,79%
2036	1,289	2,00%
2037	1,315	2,03%
2038	1,341	2,00%
2039	1,368	2,02%
2040	1,396	1,99%
2041	1,424	2,00%
2042	1,452	1,97%
2043	1,481	2,00%
2044	1,510	1,97%
2045	1,540	1,99%

### 3. Brændselspriser

I dette kapitel præsenteres prisforløb for fossile og biomassebaserede brændsler.

Brændselspriserne er udtrykt i faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Alle priser i en samfundsøkonomisk analyse skal opgøres i markedspris-niveau, og brændselspriserne skal derfor ganges med nettoafgiftsfaktoren, som løbende opdateres i Finansministeriets nøgletalskatalog ([Finansministeriets hjemmeside](#)).

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 opgjort til brug for samfundsøkonomiske analyser, og de vil i nogen udstrækning afvige fra de faktisk observerede priser. Det skyldes primært, at priserne er opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms, samt at visse omkostninger for gas vurderes at være *sunk costs* (se afsnit 2.3) og derfor ikke medregnes i de samfundsøkonomiske priser. Afvigelser kan også skyldes lokale variationer i priserne.

#### 3.1 Importpriser og priser ab producent

##### *Kul, olie og naturgas*

Udviklingen i de samfundsøkonomiske priser for kul, olie og naturgas er opstillet med udgangspunkt i Det Internationale Energiagenturs (IEA's) prisantagelser fra *World Energy Outlook 2021* fra oktober 2021. IEA påpeger, at fastlæggelse af priserne er forbundet med væsentlig 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 anvender udviklingstakten i *Stated Policies* -scenariet fra IEA<sup>3</sup> og Finansministeriets olieprisskøn, som også er baseret på *Stated Policies* -scenariet. Herefter er prisforløbene omregnet til danske niveauer. IEA's brændselspriser er vist i tabel 2.

**Tabel 2. IEA's brændselsprisantagelser, *Stated Policies*-scenariet, *World Energy Outlook 2021***

2021-priser, DKK/GJ	2020	2030	2040
Kul	13,7	19,4	18,4
Råolie	48,3	93,5	108,1
Naturgas, Europa	29,2	56,4	61,5

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

<sup>3</sup> Stated policies-scenariet beskriver udviklingen i bl.a. priser på fossile brændsler og CO<sub>2</sub>-kvoter på baggrund af IEA's vurdering af eksisterende politikker og tiltag, samt af tiltag under udvikling. (Kilde: IEA: World Energy Outlook 2021).

Metoden til fremskrivning af de danske CIF-priser for kul og naturgas består af to trin:

1. Estimering af forskel mellem historiske internationale og danske importpriser. Forskellen trækkes fra de fremskrevne internationale importpriser for at få et langsigtet forløb for danske importpriser.
2. Fastlæggelse af et konvergensforløb mellem kortsigtede internationale priser og langsigtede danske importpriser på fossile brændsler.

Trin 1 sammenligner danske basispriser med IEA-priser i perioden 2005-2019 for at identificere den prisforskel, der skal tillægges IEA-prisen for at opnå danske CIF-priser. Trin 2 fastsætter et forløb mellem forwardpriser og langsigtede priser fra IEA's World Energy Outlook for at opnå en bedre sammenhæng mellem aktuelle markedsforventninger på kort til mellemlangt sigt og prisudviklingen på længere sigt.<sup>4</sup> Fra 2022 til og med 2030, som er det første fremskrivningsår i IEA's World Energy Outlook er forløbet et gennemsnit mellem forwardpriser og IEA-priser. Fra 2031, som er det første år efter fremskrivningsåret (2030) i IEA's World Energy Outlook, og frem anvendes samme udviklingstakt som i IEA's priser, men med udgangspunkt gennemsnittet for fremskrivningsåret.

Som en konsekvens af den anvendte metode, vil de danske importpriser på kul og naturgas afvige fra IEA-priserne i 2040. I trin 1 ændres niveauet for IEA-prisen ved at korrigere for den historiske forskel mellem IEA-priser og danske importpriser på naturgas og kul. I trin 2 sammenvejes internationale forwardpriser og danske importpriser på kort sigt og det betyder derved endnu en ændring i niveauet for de danske importpriser i forhold til IEA-priserne. Fra det første år efter fremskrivningsåret (2030) tages udgangspunkt i niveauet for den danske importpris i fremskrivningsåret, og herefter vokser importprisen med den implicite vækstrate i IEA-prisen. De fremskrevne danske importpriser bevæger sig altså på samme måde som IEA-priserne, men ud fra et andet udgangspunkt.

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, som forudsættes konstante gennem perioden, fremgår af tabel 3.

---

<sup>4</sup> Forwardpriserne, der indgår i beregning af årets brændselspriser, er trukket i december 2021, så de efterfølgende prisudsving er ikke afspejlet.

**Tabel 3. Raffinaderiomkostninger**

2021-priser kr./GJ	Raffinaderi- omkostning	Raffinaderimargin	Produktpræmie	Samlet raffinaderiomkostning
Benzin	9,5	5,5	7,1	22,1
Disel/gasolie/fyrings olie	9,5	5,5	5,9	20,9
Fuelolie	9,5	5,5	-29,2	-14,2
JP1	9,5	5,5	2,3	17,3

Metoden til omregning fra IEA's brændselspriser til danske importpriser og priser an forbrugssted beskrives mere detaljeret i [Forudsætningsnotat nr. 3A til KF22](#). De endelige importpriser er præsenteret i tabel 4 nedenfor.

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

Priser for fast biomasse er fremskrevet ud fra en metode udarbejdet af Ea Energianalyse i 2013, 2014 og 2016.<sup>5</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 ab dansk producent for indenlandsk produceret træflis. Derefter kan de langsigtede ligevægtspriser omregnes til priser an forbrugssted (an kraftværk, an værk og an forbruger) gennem skøn for pristillæg. Prisen på halm fastsættes ud fra prisen på træflis an forbrugssted.<sup>6</sup>

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 blev vurderet, at markederne for træpiller efterhånden var blevet tilstrækkeligt velfungerende til at generere pålidelige forwardpriser.

Metoden beskrives mere detaljeret i [Forudsætningsnotat nr. 3A til KF22](#).

#### **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>5</sup> Rapporterne kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#) under "Supplerende materiale".

<sup>6</sup> Halm antages at være udelukkende indenlandsk produceret. Produktionsomkostninger estimeres ikke. I stedet er der fastlagt en direkte sammenhæng imellem priser på træflis ved forbrugssted og priser på halm, der korrigerer for, at halm til energiformål er et mere besværligt brændsel end træflis.

**Tabel 4. Forventede fremtidige importpriser (CIF-priser) på råolie, naturgas, kul, olieprodukter, træpiller og træflis samt priser ab dansk producent for træflis**

2021-priser kr./ GJ	Importpriser (CIF-priser)											Ab DK producent
	Råolie	Natur- gas	Kul	Fuel- olie	Gas- olie	Diesel	Benzin	JP1	Træ- piller (indu- stri)	Træpiller (konsum)	Træflis	Træflis
2022	84,4	130,4	27,5	70,3	105,4	105,4	106,6	101,8	83,3	95,6	51,2	45,1
2023	82,3	79,3	24,6	68,1	103,3	103,3	104,5	99,6	79,4	91,1	51,5	45,3
2024	79,2	43,0	20,0	65,0	100,1	100,1	101,3	96,5	72,6	83,3	51,7	45,6
2025	76,3	39,5	20,0	62,1	97,2	97,2	98,4	93,6	72,2	82,8	51,9	45,8
2026	76,0	41,0	20,3	61,8	96,9	96,9	98,1	93,3	72,4	83,0	52,2	46,1
2027	75,9	42,5	20,5	61,8	96,9	96,9	98,1	93,3	72,6	83,3	52,5	46,3
2028	76,1	44,0	20,8	61,9	97,0	97,0	98,3	93,4	72,9	83,6	52,8	46,6
2029	76,2	45,4	21,0	62,1	97,2	97,2	98,4	93,6	73,2	83,9	53,1	46,9
2030	76,3	46,8	21,2	62,2	97,3	97,3	98,5	93,7	73,4	84,2	53,4	47,1
2031	77,2	48,0	21,3	63,1	98,2	98,2	99,4	94,5	73,7	84,5	53,7	47,3
2032	78,1	49,1	21,3	64,0	99,1	99,1	100,3	95,4	74,0	84,9	54,0	47,4
2033	78,9	50,3	21,3	64,8	99,9	99,9	101,1	96,3	74,3	85,2	54,4	47,6
2034	79,7	51,3	21,3	65,6	100,7	100,7	101,9	97,0	74,5	85,5	54,7	47,7
2035	80,4	52,4	21,4	66,3	101,4	101,4	102,6	97,8	74,8	85,8	55,0	47,9
2036	80,9	53,2	21,3	66,8	101,9	101,9	103,1	98,3	75,1	86,2	55,3	48,1
2037	81,4	54,1	21,3	67,2	102,3	102,3	103,5	98,7	75,4	86,5	55,6	48,2
2038	81,8	54,9	21,2	67,6	102,7	102,7	103,9	99,1	75,7	86,8	55,9	48,4
2039	82,1	55,6	21,1	67,9	103,1	103,1	104,3	99,4	75,9	87,1	56,2	48,5
2040	82,4	56,3	21,1	68,3	103,4	103,4	104,6	99,7	76,2	87,4	56,5	48,7
2041	82,4	56,3	21,1	68,3	103,4	103,4	104,6	99,7	76,2	87,4	56,5	48,7
2042	82,4	56,3	21,1	68,3	103,4	103,4	104,6	99,7	76,2	87,4	56,5	48,7
2043	82,4	56,3	21,1	68,3	103,4	103,4	104,6	99,7	76,2	87,4	56,5	48,7
2044	82,4	56,3	21,1	68,3	103,4	103,4	104,6	99,7	76,2	87,4	56,5	48,7
2045	82,4	56,3	21,1	68,3	103,4	103,4	104,6	99,7	76,2	87,4	56,5	48,7

Note 1: Der angives ikke en importpris for halm, da halm betragtes som en lokal ressource. Pris for halm an forbrugssted kan ses i tabel 6.

Note 2: Prisen for træpiller er angivet både for industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere).

Note 3: Forwardpriser, der indgår i beregning af importpriserne, er trukket i december 2021. Efterfølgende udsving i forwardpriser er derfor ikke afspejlet.

### 3.2 Brændselspriser an forbrugssted

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 af 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 til transport, lager og avancer for importeret træflis, mens den høje del angiver omkostninger for indenlandsk produceret træflis. Omkostningerne for træpiller, træflis og halm er ikke konstante, men udvikler sig over tid. Denne udvikling er inkluderet i de samfundsøkonomiske brændselspriser an forbrugssted angivet i tabel 6.

**Tabel 5. Omkostninger til transport, lager og avancer for kul, olieprodukter og biomasse**

2021-priser, kr./GJ	An kraftværk	An værk	An forbruger
Kul	1,4	-	-
Fuelolie	2,3	-	-
Gasolie	2,3	7,2	26,1
Dieselolie	-	-	26,1
Benzin	-	-	24,3
JP1	-	-	2,3
Træflis	2,6 - 8,7	1,1 - 7,2	-
Træpiller	2,3	7,2	34,4

*Note: Omkostninger for træpiller og træflis er i tabel 5 angivet for 2022, men omkostningerne er ikke konstante frem mod 2045.*

De samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet for kul, olieprodukter og biomasse er vist i tabel 6. De beregnes ud fra importpriserne i tabel 4 tillagt tabel 5's omkostninger for transport, lager og avancer. I afsnit 4.2 forklares tillæggene til gas, og de resulterende samfundsøkonomiske brændselspriser for gas kan ses i tabel 11.

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

Tabel 6. Samfundsøkonomiske brændselspriser an forbrugssted for kul, olieprodukter og biomasse

2021- priser kr./GJ	An kraftværk						An værk				An forbruger						
	Kul	Fuelolie	Gasolie	Halm	Træflis	Træpiller (industri)	Gasolie	Halm	Træflis	Træpiller (industri)	Gasolie	Diesel	Diesel (7 % biodiesel)	Benzin	Benzin (10 % bioethanol)	JP1	Træpiller (konsum)
2022	28,8	72,6	107,7	46,1	53,8	85,6	112,6	44,2	52,3	90,5	131,5	131,5	138,3	130,9	144,2	104,1	130,0
2023	26,0	70,4	105,6	46,3	54,1	81,7	110,5	44,4	52,5	86,6	129,4	129,4	136,1	128,8	142,1	101,9	125,4
2024	21,4	67,3	102,4	46,5	54,3	74,9	107,4	44,6	52,7	79,8	126,3	126,3	133,0	125,6	138,9	98,8	117,6
2025	21,4	64,4	99,5	46,7	54,5	74,4	104,5	44,8	53,0	79,3	123,4	123,4	130,1	122,7	136,1	95,9	116,9
2026	21,6	64,1	99,2	46,9	54,8	74,7	104,2	45,0	53,2	79,5	123,1	123,1	129,8	122,4	135,8	95,6	117,3
2027	21,9	64,1	99,2	47,2	55,1	74,9	104,2	45,3	53,5	79,8	123,1	123,1	129,8	122,4	135,7	95,6	117,6
2028	22,1	64,2	99,4	47,4	55,4	75,2	104,3	45,5	53,8	80,0	123,2	123,2	129,9	122,6	135,9	95,7	118,0
2029	22,4	64,4	99,5	47,7	55,7	75,4	104,4	45,8	54,0	80,3	123,3	123,3	130,1	122,7	136,0	95,9	118,4
2030	22,6	64,5	99,6	48,0	56,0	75,7	104,5	46,0	54,3	80,6	123,4	123,4	130,2	122,8	136,1	96,0	118,8
2031	22,6	65,4	100,5	48,2	56,3	76,0	105,4	46,3	54,5	80,9	124,3	124,3	131,1	123,7	137,0	96,8	119,2
2032	22,7	66,3	101,4	48,5	56,7	76,3	106,3	46,6	54,7	81,2	125,2	125,2	132,0	124,6	137,9	97,7	119,7
2033	22,7	67,1	102,2	48,8	57,0	76,5	107,1	46,8	54,9	81,5	126,0	126,0	132,8	125,4	138,7	98,6	120,1
2034	22,7	67,9	103,0	49,0	57,3	76,8	107,9	47,1	55,1	81,8	126,8	126,8	133,6	126,2	139,5	99,3	120,6
2035	22,7	68,6	103,7	49,3	57,6	77,1	108,6	47,3	55,3	82,1	127,5	127,5	134,3	126,9	140,2	100,1	121,0
2036	22,7	69,1	104,2	49,6	57,9	77,4	109,1	47,5	55,5	82,4	128,0	128,0	134,8	127,4	140,7	100,6	121,5
2037	22,6	69,5	104,6	49,8	58,2	77,6	109,6	47,7	55,7	82,7	128,5	128,5	135,2	127,8	141,1	101,0	121,9
2038	22,6	69,9	105,0	50,1	58,5	77,9	110,0	47,9	55,9	83,0	128,9	128,9	135,6	128,2	141,5	101,4	122,4
2039	22,5	70,2	105,4	50,4	58,8	78,2	110,3	48,0	56,1	83,3	129,2	129,2	135,9	128,6	141,9	101,7	122,9
2040	22,4	70,6	105,7	50,6	59,2	78,5	110,6	48,2	56,3	83,6	129,5	129,5	136,3	128,9	142,2	102,0	123,3
2041	22,4	70,6	105,7	50,6	59,2	78,5	110,6	48,2	56,3	83,6	129,5	129,5	136,3	128,9	142,2	102,0	123,3
2042	22,4	70,6	105,7	50,6	59,2	78,5	110,6	48,2	56,3	83,6	129,5	129,5	136,3	128,9	142,2	102,0	123,3
2043	22,4	70,6	105,7	50,6	59,2	78,5	110,6	48,2	56,3	83,6	129,5	129,5	136,3	128,9	142,2	102,0	123,3
2044	22,4	70,6	105,7	50,6	59,2	78,5	110,6	48,2	56,3	83,6	129,5	129,5	136,3	128,9	142,2	102,0	123,3
2045	22,4	70,6	105,7	50,6	59,2	78,5	110,6	48,2	56,3	83,6	129,5	129,5	136,3	128,9	142,2	102,0	123,3

Note 1: Priserne for træpiller bygger på værdierne for hhv. industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere) fra tabel 4.

Note 2: Priser for el og gas findes i afsnit 4.

Note 3: På grund af afrundinger stemmer priserne i tabel 6 ikke nødvendigvis nøjagtigt med summen af priser fra tabel 4 og tabel 5.



## 4. Priser på el og ledningsgas

I dette kapitel præsenteres prisforløbene for el og ledningsgas. Alle de viste priser er faktorpriser.

Fjernvarmepriser indgår ikke i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Ved beregninger for projekter, hvor der indgår reduktioner i fjernvarmeforbruget, skal der tages højde for nettabet (dvs. varmetabet fra produktionsenheden ud til forbrugeren). Det gennemsnitlige nettab i fjernvarmeforsyningen er ca. 20 pct., men dækker over betydelige variationer fra område til område, og der bør derfor anvendes specifikke forudsætninger fra det lokale område. I mange tilfælde vil det formodentlig ikke være muligt at reducere nettabet nævneværdigt ved reduceret varmeforbrug, 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.

### 4.1 Elpriser

Som udtryk for den samfundsøkonomiske elpris er der for indeværende år og det kommende år (ligesom for brændselspriserne) anvendt forwardpriser. For efterfølgende år og frem til 2030 er der beregnet en elpris med Energistyrelsens RAMSES-model, hvor forbrug og produktion er baseret på de samme antagelser, som anvendes til *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21)*, mens prisforudsætningerne for brændsler og CO<sub>2</sub> er som angivet i denne publikations afsnit 3.2 og 6.1. Grundet store usikkerheder om elprisen efter 2030, fastholdes den i reale priser fra 2030 til 2045. I første søjle i tabel 8 er angivet den rå samfundsøkonomiske elpris.

Skønnet for den samfundsøkonomiske pris for el er usikkert i hele perioden frem mod 2045, og derfor bør der gennemføres følsomhedsanalyser med højere og lavere skøn i projekter, hvor elprisen har stor betydning for resultatet.

For at nå frem til de samfundsøkonomiske elpriser an forbrugssted tillægges omkostninger til transport og avance. Som beskrevet i afsnit 2.3 anvendes der en forudsætning om, at nødvendige merinvesteringer i elnettet til muliggørelse af øget elforbrug netop vil blive opvejet af det øgede elforbrug, så omkostningen pr. kWh med fornuftig tilnærmelse kan siges at være upåvirket. Det er derfor valgt at anvende elnet-tarifferne som et gennemsnitligt bud på de fremadrettede netomkostninger inkl. eventuelle nødvendige udgifter til netforstærkninger.

Transport af el frem til forbrugeren dækker over både lokal-, regional- og transmissionstarif, og kilden er gennemsnitstarifferne fra Dansk Energis publikation *Elforsyningens nettariffer og priser 2021*.<sup>7</sup> Disse gennemsnitstariffer dækker dog over betydelige variationer fra område til område.

---

<sup>7</sup> Abonnement, som er en fast omkostning, skal ikke indgå i de samfundsøkonomiske omkostninger, og trækkes derfor ud af tarifferne.

Avancen på salg af el er estimeret som forskellen mellem elspotprisen fra Nord Pool Spot og forbrugerpriserne fra Energistyrelsens halvårslige elprisstatistik for erhverv samt Forsyningstilsynets elprisstatistik for husholdninger. Der er anvendt et gennemsnit af de seneste fem års statistikker.

Tillæggene er opdelt i syv forskellige forbrugsstørrelser og angivet i tabel 7. Tillæggene fastholdes i reale priser frem i tiden.

**Tabel 7. Omkostninger til transport og avancer på el fordelt på forbrugsstørrelser**

2021-priser kr./MWh	<20 MWh	20-100 MWh	100-500 MWh	500-1.000 MWh	1.000-2.000 MWh	2.000-70.000 MWh	>70.000 MWh
	279	275	192	168	135	124	123

I tabel 8 vises den rå samfundsøkonomiske pris for el samt prisen ved de syv forbrugsstørrelser. Priserne an forbrugssted indeholder udover tillæggene i form af avance og transport også nettab (5,8 pct.). Det er væsentligt at bemærke, at prisen ikke er en markedspris, og derfor ikke kan anvendes i selskabsøkonomiske beregninger.

Tabel 8. Samfundsøkonomiske priser på el

2021-priser kr./MWh	Rå samfunds- økonomisk pris på el	<20 MWh	20-100 MWh	100- 500 MWh	500- 1.000 MWh	1.000- 2.000 MWh	2.000- 70.000 MWh	>70.000 MWh
2022	1.260	1.616	1.612	1.530	1.506	1.472	1.461	1.460
2023	660	980	976	893	869	835	824	824
2024	560	873	869	786	763	729	718	717
2025	540	852	848	765	741	708	697	696
2026	530	842	838	755	731	697	686	686
2027	510	820	816	733	709	676	665	664
2028	490	799	795	712	688	655	644	643
2029	450	757	753	670	646	612	602	601
2030	390	693	689	606	582	549	538	537
2031	390	693	689	606	582	549	538	537
2032	390	693	689	606	582	549	538	537
2033	390	693	689	606	582	549	538	537
2034	390	693	689	606	582	549	538	537
2035	390	693	689	606	582	549	538	537
2036	390	693	689	606	582	549	538	537
2037	390	693	689	606	582	549	538	537
2038	390	693	689	606	582	549	538	537
2039	390	693	689	606	582	549	538	537
2040	390	693	689	606	582	549	538	537
2041	390	693	689	606	582	549	538	537
2042	390	693	689	606	582	549	538	537
2043	390	693	689	606	582	549	538	537
2044	390	693	689	606	582	549	538	537
2045	390	693	689	606	582	549	538	537

Note 1: Den rå elpris er afrundet til hele øre pr. kWh, svarende til hele tiere pr. MWh.

Note 2: For fleksible enheder som varmepumper, elkedler og kraftvarmeanlæg, der driftes efter elprisen, bør der korrigeres for årsvariationerne i elprisen som beskrevet nedenfor.

Note 3: Elpriser an forbrugssted er inkl. nettab på 5,8 pct.

Note 4: Priserne er udtrykt i faktorpriser. I en samfundsøkonomisk analyse skal priserne derfor ganges med nettoafgiftsfaktoren for at omregne til forbrugerprisniveau, jf. afsnit 2.2.

Det bemærkes, at der ved anvendelse af tallene i tabel 8 ikke skal indregnes særskilte omkostninger til netforstærkninger da disse betragtes som værende indeholdt i den angivne nettarif.

I konkrete tilfælde kan der lokalt og under inddragelse af det lokale netselskab eller Energinet fastlægges andre tariffer baseret på de faktiske omkostninger forbundet med leveringen, fx i tilfælde af systemydelse, herunder afbrydelighed/fleksibilitet. Såfremt sådanne lokale priser ikke kan fremskaffes, anvendes tallene i tabel 8.

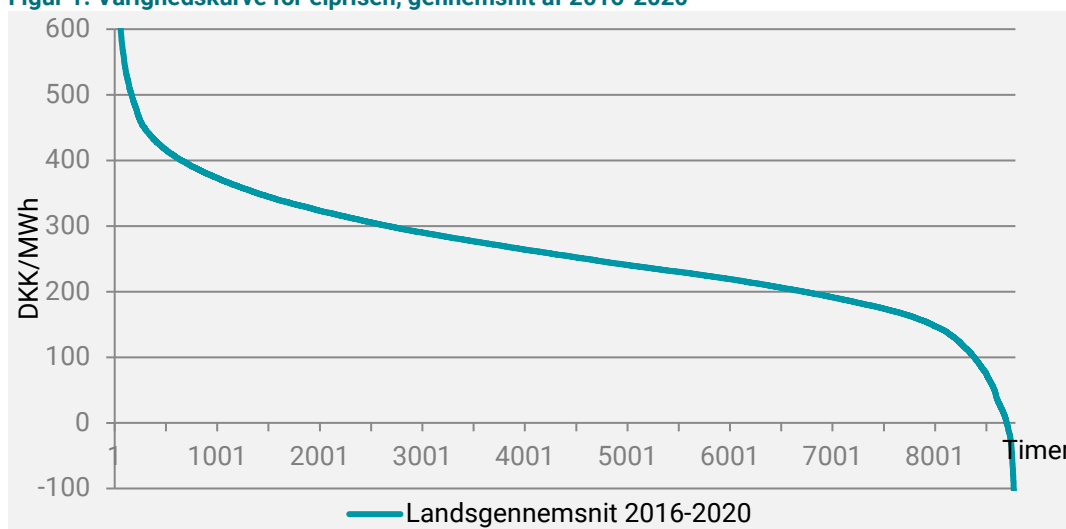
### Variable elpriser

I projektforslag for produktionskapacitet, hvor produktion eller forbrug af el fra fleksible enheder forventes at følge variationen i elpriserne hen over året og døgnet, kan der indregnes variation i elprisen. Kraftvarmeanlæg er et eksempel på en fleksibel elproduktionsenhed, og når elprisen er høj er det økonomisk hensigtsmæssigt primært at producere varme til et fjernvarmenet på kraftvarmeanlæg, der producerer meget el. Tilsvarende er elkedler et eksempel på en fleksibel elforbrugsenhed, da elkedler typisk etableres som spidsbelastningsenhed, og primært bliver brugt, når elprisen er lav. Også kollektivt eldrevne varmepumper kan agere som fleksible elforbrugsenheder.

Elforbrugende eller -producerende enheder handler normalt el på spotmarkedet, hvor priserne inden for de seneste fem år har varieret fra over 1.500 kr./MWh til under -400 kr./MWh. Derfor giver det et mere retvisende billede af den samfundsøkonomiske rentabilitet at benytte priserne i de perioder, hvor enhederne forventes at køre, frem for at anvende de gennemsnitspriser for året, som er angivet i tabel 8. Energistyrelsens metode til anvendelse af variable elpriser, som er beskrevet her, skal gøre det muligt at tilskrive elproducerende og elforbrugende anlæg en mere retvisende elpris i forhold til deres produktions- hhv. forbrugstid i forbindelse med samfundsøkonomiske analyser efter varmeforsyningsloven.

Figuren nedenfor viser alle elpriser (gennemsnit for årene 2016-2020) for et års 8.760 timer, sorteret fra den dyreste til den billigste, så der fremkommer en såkaldt varighedskurve. Hvis fx et gasfyret kraftvarmeanlæg supplerer andre og billigere enheder i et fjernvarmenet og generelt kører (og producerer el) i de dyreste timer i løbet af året, bør den mængde el, der produceres på anlægget, tildeles en højere elpris end den årgennemsnitlige. Der skal således benyttes et gennemsnit for timerne længst til venstre på kurven, som beskrevet nærmere nedenfor. Tilsvarende gælder, at en fleksibel *elforbrugende* enhed tilskrives en lavere elpris end årgennemsnittet ved at tage udgangspunkt i priser for timerne længst til højre i figuren.

Figur 1. Varighedskurve for elprisen, gennemsnit af 2016-2020



Der skelnes imellem to tilfælde i forhold til beregning af den variable elpris:

1. Nye enheder eller enheder, hvor der ikke sker produktionsændringer i som følge af projektet, og hvor den gennemsnitlige elpris derfor ikke ændrer sig
2. Ændringer i eksisterende enheders produktion eller forbrug af el i forbindelse med projektet (marginal ændring), og hvor der derfor kun skal tages højde for de ændrede timer.

For begge tilfælde gælder det, at anvendelsen af variable elpriser skal bygge på en simulering af driften af enhederne i det pågældende fjernvarmesystem. Baseret på antallet af fuldlasttimer tildeles en gennemsnitlig spotpris til enten alle den fleksible enheds fuldlasttimer (tilfælde 1 ovenfor) eller til de timer, som udgør en ændring (tilfælde 2 ovenfor). 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.

I et fjernvarmenet, hvor et gasbaseret kraftvarmeværk og en gaskedel deles om driften, er de tilgængelige timer alle årets timer. Hvis fjernvarmenettet 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 også overskudsvarme og biomasse.

Der kan altså være tilfælde, hvor fjernvarmenettet har sådanne billige produktionsenheder, som overtager hele nettets drift i perioder (typisk om sommeren), så der ikke er plads til den fleksible enhed. I disse tilfælde beregnes det i hvor mange af årets timer, de billige enheder leverer hele produktionen. Disse timer fratrækkes årets 8.760 timer, og resultatet er de tilgængelige timer på året.<sup>8</sup>

Den procentvise driftstid for den fleksible enhed beregnes som enhedens fuldlasttimer i forhold til det samlede tilgængelige antal driftstimer ud fra nedenstående formel:

$$\text{driftstid (\%)} = \frac{\text{enhedens fuldlasttimer}}{8.760 \text{ timer} - \text{antal timer, hvor billigere enhed leverer hele driften}} \cdot 100 \%$$

#### Eksempel: Beregning af driftstid for en fleksibel enhed

I et fjernvarmenet, hvor et solvarmeanlæg dækker hele varmebehovet i 2.000 timer om året, opnår et gasfyret kraftvarmeanlæg 500 driftstimer baseret på den driftsøkonomiske optimering.

Da solvarmen optager 2.000 timer, svarer kraftvarmeanlæggets drift til 7 pct. af årets ledige timer ( $500/(8.760-2.000) = 7 \text{ pct.}$ ).

<sup>8</sup> Ovenstående metode bygger på en forudsætning 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.

### Beregning af tilfælde 1 – nye enheder eller ingen driftsændring

Når den gennemsnitlige procentvise driftstid for en fleksibel enhed er beregnet, findes denne i første søjle i tabel 9, der viser en række intervaller, som enhedernes driftstid kan falde indenfor. Kører et kraftvarmeværk for eksempel 14 pct. af de tilgængelige timer, vælges intervallet med de 10–15 pct. dyreste timer. Den tildelte gennemsnitspris beregnes således som gennemsnittet af de 15 pct. af årets timer, der har de højeste elpriser. Den tilsvarende faktor i søjle 3 skal ganges på den rå elpris i tabel 8.

#### Eksempel: Beregning af elpris ved en ikke-marginal driftsændring

I eksemplet ovenfor blev det beregnet, at kraftvarmeanlæggets drift svarer til 7 pct. af årets ledige timer, når et solvarmeanlæg dækker hele varmebehovet i 2.000 timer om året og det gasfyrede kraftvarmeanlæg opnår 500 driftstimer. I tabel 9 vælges derfor intervallet 5-10 pct. For at finde den relevante, variable elpris for kraftvarmeanlægget ganges de rå elpriser i tabel 8 (1.260 kr./MWh i 2022) med korrektionsfaktoren 1,74, som er aflæst i tabel 9, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2022 på:

$$1.260 \text{ kr./MWh} \cdot 1,74 = 2.192 \text{ kr./MWh.}$$

Elproduktionen fra den fleksible produktionsenhed tilskrives dermed en værdi på 2.192 kr./MWh i 2022.

Hvis der regnes på en elforbrugende enhed, omregnes til priser an forbrugssted ved at korrigerer for et gennemsnitligt nettab på 5,8 pct. og til slut tillægges udgifter til transport. Det er altså kun den rå elpris, der varierer over året, ikke udgifterne til transport.

### Beregning af tilfælde 2 – ændring i drift

Elprisen ved en fleksibel enheds marginale ændring beregnes ud fra driftstiderne i procent for hhv. referencen og for casen med den ændrede driftstid. Begge beregnes ved at anvende ligningen ovenfor og giver tilsammen det spænd, som elprisen for den marginale ændring skal beregnes ud fra. De to driftstider sammenlignes nu med intervallerne i første søjle i tabel 9. Hvis de ligger i det samme interval (fx. en ændring fra 11 pct. til 14 pct., som begge ligger i intervallet 10-15) anvendes den relevante faktor i søjle 3 eller 5 til at beregne elprisen for ændring i driftstiden. Ligesom i tilfælde 1 ovenfor ganges faktoren på den rå elpris fra tabel 8, der korrigeres for nettab og tillægges relevante udgifter til transport. Disse priser anvendes kun til ændringen i driftstiden.

Ligger de to beregnede driftstider i procent derimod i forskellige intervaller i søjle 1 i tabel 9, beregnes faktoren for ændringen i driftstiden ved at tage et simpelt gennemsnit imellem de to relevante faktorer. Hvis for eksempel produktionen fra kraftvarmeværket i eksemplet ovenfor øges for at kunne forsyne et nyt område, så anlægget ikke længere kører i de 14 pct. dyreste timer, men i de 24 pct. dyreste timer, beregnes den marginale faktor som et gennemsnit mellem faktoren i intervallet 10-15 pct. og 20-25 pct.:  $(1,40 + 1,24) / 2 = 1,32$ .

Tabel 9. Faktorer til beregning af variable elpriser

Driftstid, (pct. af tilgængelige timer)	Lave priser – Elforbrugende enheder: Varmepumper/elkedler		Høje priser – Elproducerende enheder: Kraftvarmeanheder	
	Ved ikke-marginale ændringer	Ved marginale ændringer	Ved ikke-marginale ændringer	Ved marginale ændringer
0-5 pct.	0,15	0,15	1,94	1,94
5-10 pct.	0,33	0,52	1,74	1,53
10-15 pct.	0,43	0,63	1,63	1,40
15-20 pct.	0,50	0,70	1,55	1,31
20-25 pct.	0,55	0,75	1,49	1,24
25-30 pct.	0,59	0,80	1,44	1,18
30-35 pct.	0,63	0,84	1,39	1,13
35-40 pct.	0,66	0,88	1,35	1,08
40-45 pct.	0,69	0,92	1,32	1,04
45-50 pct.	0,72	0,95	1,28	0,99
50-55 pct.	0,74	0,99	1,25	0,95
55-60 pct.	0,77	1,04	1,23	0,92
60-65 pct.	0,79	1,08	1,20	0,88
65-70 pct.	0,81	1,13	1,17	0,84
70-75 pct.	0,84	1,18	1,15	0,80
75-80 pct.	0,86	1,24	1,13	0,75
80-85 pct.	0,89	1,31	1,10	0,70
85-90 pct.	0,92	1,40	1,07	0,63
90-95 pct.	0,95	1,53	1,04	0,52
95-100 pct.	1,00	1,94	1,00	0,15

Note: Faktorerne skal ganges på de rå elpriser i tabel 8.

#### Eksempel: Beregning af elpris ved en marginal driftsændring

I et fjernvarmenet med et decentralt kraftvarmeanlæg og et solvarmeanlæg, hvor solvarmeanlægget dækker hele varmebehovet i 2.000 timer om året, opnår kraftvarmeanlægget 500 driftstimer baseret på den driftsøkonomiske optimering. Produktionen fra kraftvarmeanlægget skal øges for at forsyne et nyt område, hvorfor driftstimerne stiger til 800.

Kraftvarmeanlægget går dermed fra at køre i 7 pct. af de tilgængelige timer til 12 pct. af de tilgængelige timer. Disse tider ligger i forskellige intervaller, og der skal derfor beregnes en gennemsnitlig faktor. I tabellen findes intervallerne for 7 (5-10 pct.) og 12 (10-15 pct.) i første søjle og der beregnes en gennemsnitlig faktor til ændringen af driftstimerne:  $(1,53 + 1,4) / 2 = 1,465$ .

For at finde kraftvarmeanlæggets relevante, variable elpris for ændringen i driftstimer, ganges de rå elpriser i tabel 8 (1.260 kr./MWh i 2022) med korrektionsfaktoren 1,465, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2022 på:  $1.260 \text{ kr./MWh} \cdot 1,465 = 1.846 \text{ kr./MWh}$ .

Var driftstimerne for kraftvarmeanlægget blot øget til 600 timer (fra 500) ville den marginale ændring ligge i de 7-9 pct. dyreste timer. Begge tider ligger indenfor det samme interval i søjle 1 i tabel 9, og den rå elpris i tabel 8 skulle derfor ganges med faktoren 1,53, som kan aflæses i tabel 9.

Elforbrugende enheder som fx kollektive eldrevne varmepumper<sup>9</sup> og elkedler behandles på samme måde, bortset fra at faktorerne, der skal ganges på den rå elpris, vælges fra søjlerne med de lave priser i tabel 9. Desuden skal der (i modsætning til eksemplerne ovenfor) inkluderes nettab og transport, når der ses på elforbrugende enheder.

## 4.2 Priser på ledningsgas

Ledningsgassen, der forsyner fjernvarmeproduktionsanlæg og varmekonverterne i naturgasområderne, er i dag en blanding af naturgas og opgraderet biogas. Den samfundsøkonomiske pris for gas fra det danske gasnet fastsættes således:

- Til og med 2033 anvendes CIF-prisen på naturgas
- Fra 2034 fastsættes gasprisen til den forventede pris på opgraderet biogas

Baggrunden for denne todelte tilgang er, at der ikke er en direkte kobling mellem forbruget af ledningsgas og mængden af opgraderet biogas, da der gives støtte til opgraderet biogas uafhængigt af udviklingen i forbrug. På denne baggrund anser Energistyrelsen naturgas for at være den marginale komponent ved anvendelse af gas fra ledningsnettet, så længe størrelsen af det danske gasforbrug forventes at overstige mængden af grøn gas i nettet. Med denne tilgang forudsættes det således, at et reduceret forbrug af ledningsgas først vil reducere mængden af biogas i ledningsnettet, når hele det danske forbrug kan dækkes af grøn gas.

Den samfundsøkonomiske pris på ledningsgas fastsættes på baggrund af en forudsætning om, at produktionen af opgraderet biogas vil overstige det danske forbrug af ledningsgas fra og med 2034. Denne vurdering stammer fra Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21)*, der bygger på forventninger om en kombination af øget produktion af VE-gas og et forventet faldende dansk gasforbrug.

Ved opgørelse af den samfundsøkonomiske pris på ledningsgas frem til og med 2033 benyttes CIF-prisen på naturgas som præsenteret i afsnit 3.1. Fra og med 2034 benyttes produktionsprisen for opgraderet biogas baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for el- og fjernvarmeproduktion med data for år 2030.<sup>10</sup> Den samfundsøkonomiske pris for ledningsgas er angivet i den første søjle i tabel 11.

---

<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 8.

<sup>10</sup> Prisen, som beregnes ud fra Teknologikataloget, falder fra lidt mere end 141 kr./GJ i 2022 til godt 134 kr./GJ i 2030. Prisen antages fastholdt på dette niveau frem til 2045. Der er stor usikkerhed forbundet med disse omkostningsskøn, der er baseret på en forudsætning om, at VE-gasser i gasnettet alene består af biometan (opgraderet biogas), som det har været tilfældet hidtil. På lidt længere sigt kan det dog ikke udelukkes, at også andre VE-gasser, fx brint, kan komme på tale. Produktionsomkostningerne for andre VE-gasser vurderes på nuværende tidspunkt at være betydeligt højere end prisen på biometan. Til gengæld er der forhold, der taler for, at produktionsomkostningerne for netop biometan på længere sigt kan være overvurderet. De anvendte tal fra teknologikataloget er af lidt ældre dato, og der kunne argumenteres for at lade omkostningerne reduceres mere over tid end forudsat, da den gennemsnitlige anlægsstørrelse forventes at stige fremover, og da produktionsomkostningerne pr. enhed typisk er lavere for større anlæg, jf. rapporten *Produktion af opgraderet biogas – optimering af omkostninger og klimaeffekt*, fra DGC, november 2020.



For at nå frem til de samfundsøkonomiske gaspriser an forbrugssted tillægges et skøn for omkostninger til transport, lager og avancer. Tillæggene er vist i tabel 10 og estimeret som et forbrugsafhængigt tillæg. Det er opgjort for i alt syv forbrugstrin: Fem forbrugstrin for årligt gasforbrug op til 10 mio. m<sup>3</sup>, ét forbrugstrin for 10-35 mio. m<sup>3</sup> og ét forbrugstrin for forbrug over 35 mio. m<sup>3</sup>. En andel af transmissions- og især distributionstariffen vurderes at være *sunk costs* (se afsnit 2.3) og medregnes derfor ikke i de samfundsøkonomiske priser.

Det forbrugsafhængige pristillæg omfatter:

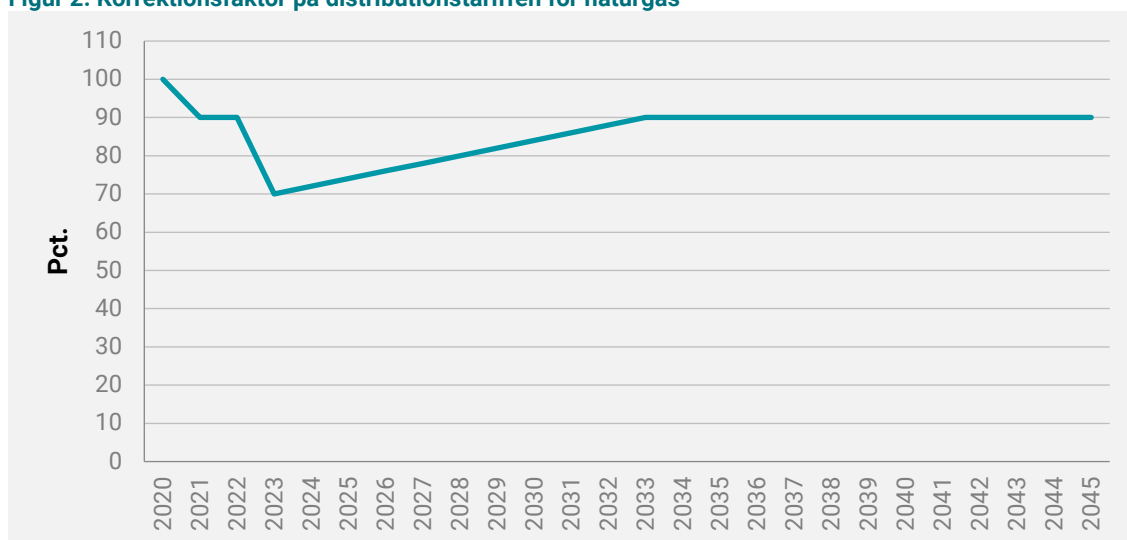
- Transmissionstarif (ekskl. sunk cost i form af exitkapacitetstarif)
- Nødforsyningstarif
- Distributionstarif (ekskl. abonnement samt sunk costs som beskrevet i afsnit 2.3)
- Avance på salg af ledningsgas.

Avancen på salg af ledningsgas er estimeret som forskellen mellem gasspotprisen fra Gaspoint Nordic og forbrugerprisen fra Energistyrelsens gasprisstatistik for hvert forbrugsinterval. Gasprisstatistikken er baseret på indberetninger fra gasselskaber i Danmark og dækker virksomhedernes og husholdningernes gasmærkedpris eksklusive afgifter, moms, distributions- og transmissionstariffer. Den gennemsnitlige forbrugerpris på ledningsgas er beregnet på basis af de ni halvår, som Energistyrelsens gasprisstatistik pt. dækker: 2. halvår 2016 samt hele 2017, 2018, 2019 og 2020.

Distributionstarifferne holdes ikke konstante som for de øvrige brændsler, men tager højde for gasdistributionsselskabernes indfrielse af lån i distributionsnettet i perioden 2021-2023, samt en forventning om et aftagende fremtidigt gasforbrug. Indfrielse af lån på distributionsnettene forventes at resultere i lavere omkostninger for gasdistributionsselskaberne, hvilket isoleret set antages at reducere distributionstariffen med 10 pct. i 2022 og med 40 pct. i 2023 i forhold til niveauet i 2020. Omvendt forventes det aftagende fremtidige gasforbrug at få distributionstariffen til at stige løbende. Den samlede effekt på tariffen skønnes at være en reduktion på 30 pct. i 2023 og en reduktion på 10 pct. i 2033 i forhold til niveauet i 2020.

Udviklingen af den samlede korrektionsfaktor på distributionstariffen er vist i figur 2. Effekten på tariffen er antaget at være ens på tværs af forbrugsgrupper.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> De samlede omkostninger for distributionsselskaberne efter indfrielse af lån estimeres ud fra Forsyningstilsynets *Indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne 2018-2021* (Forsyningstilsynet, 2017) Det forventede naturgasforbrug er fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2020 (Energistyrelsen, 2020).

**Figur 2. Korrektionsfaktor på distributionstariffen for naturgas**

De varierende gasdistributionstariffer indgår som en del af omkostninger til transport, lager og avancer i tabel 10 sammen med tariffer til transmission og nødforsyning samt avance på salg af ledningsgas. Sunk cost angivet i tabel 10 vedrører udelukkende distributions- og transmissionstariffen.

Tabel 10. Omkostninger til transport, lager og avancer for ledningsgas (opgjort i nedre brændværdi)

2021- priser kr./GJ	> 35 mio. m <sup>3</sup>		10-35 mio. m <sup>3</sup>		800.000 - 10 mio. m <sup>3</sup>		300.000 - 800.000 m <sup>3</sup>		75.000 - 300.000 m <sup>3</sup>		6.000 - 75.000 m <sup>3</sup>		< 6.000 m <sup>3</sup>	
	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost
2022	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2023	2,1	2,5	6,7	5,1	9,0	5,1	10,3	6,9	15,2	10,0	16,9	13,3	18,4	13,6
2024	2,1	2,5	6,7	5,2	9,0	5,2	10,3	7,0	15,3	10,3	16,9	13,6	18,5	13,9
2025	2,1	2,5	6,7	5,3	9,1	5,3	10,4	7,2	15,3	10,5	17,0	14,0	18,6	14,2
2026	2,1	2,5	6,7	5,4	9,1	5,4	10,4	7,3	15,4	10,7	17,1	14,3	18,6	14,6
2027	2,1	2,5	6,7	5,4	9,1	5,4	10,4	7,4	15,4	10,9	17,2	14,6	18,7	14,9
2028	2,1	2,5	6,8	5,5	9,1	5,5	10,5	7,6	15,5	11,2	17,2	14,9	18,8	15,2
2029	2,1	2,5	6,8	5,6	9,1	5,6	10,5	7,7	15,6	11,4	17,3	15,3	18,9	15,6
2030	2,1	2,5	6,8	5,6	9,2	5,7	10,5	7,9	15,6	11,6	17,4	15,6	18,9	15,9
2031	2,1	2,5	6,8	5,7	9,2	5,8	10,6	8,0	15,7	11,9	17,5	15,9	19,0	16,2
2032	2,1	2,5	6,8	5,8	9,2	5,9	10,6	8,1	15,7	12,1	17,5	16,2	19,1	16,6
2033	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2034	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2035	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2036	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2037	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2038	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2039	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2040	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2041	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2042	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2043	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2044	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9
2045	2,1	2,5	6,8	5,9	9,2	6,0	10,6	8,3	15,8	12,3	17,6	16,6	19,2	16,9

Note 1: Det er kun distributionstarifferne, som ikke er antaget konstante. Centrale kraftværker benytter ikke distributionsnettet og betaler derfor ikke distributionstariffer. Værdier for forbrug over 35 mio. m<sup>3</sup> er derfor ens i alle år.

Note 2: Søjlerne 'sunk cost' repræsenterer den rene sunk cost-udgift. Dvs. hvis søjlerne 'excl. Sunk cost' og 'sunk cost' summeres under hvert forbrugssted, opnås det samlede tillæg inkl. sunk cost.

De samfundsøkonomiske gaspriser an forbrugssted er vist i tabel 11. De beregnes ud fra prisen på ledningsgas i søjle 1 tillagt omkostninger for transport, lager og avancer som angivet i tabel 10. Sunk costs er ikke angivet i tabel 11, da transporttarifferne for gas netop fratrækkes sunk costs for at få et bud på de langsigtede netomkostninger.

**Tabel 11. Samfundsøkonomiske gaspriser i det danske ledningsnet og an forbrugssted**

2021-priser kr./GJ	Ledningsgas	> 35 mio. m <sup>3</sup>	10-35 mio. m <sup>3</sup>	800.000- 10 mio. m <sup>3</sup>	300.000- 800.000 m <sup>3</sup>	75.000- 300.000 m <sup>3</sup>	6.000- 75.000 m <sup>3</sup>	< 6.000 m <sup>3</sup>
2022	130,4	132,4	137,2	139,6	141,0	146,1	148,0	149,5
2023	79,3	81,4	86,0	88,3	89,6	94,5	96,2	97,7
2024	43,0	45,1	49,7	52,1	53,4	58,3	60,0	61,5
2025	39,5	41,6	46,2	48,5	49,9	54,8	56,5	58,0
2026	41,0	43,1	47,7	50,1	51,4	56,4	58,1	59,6
2027	42,5	44,6	49,3	51,6	53,0	58,0	59,7	61,2
2028	44,0	46,1	50,8	53,1	54,5	59,5	61,2	62,8
2029	45,4	47,5	52,2	54,5	55,9	61,0	62,7	64,3
2030	46,8	48,9	53,6	55,9	57,3	62,4	64,2	65,7
2031	48,0	50,0	54,8	57,1	58,5	63,6	65,4	67,0
2032	49,1	51,2	56,0	58,3	59,7	64,9	66,7	68,2
2033	50,3	52,3	57,1	59,5	60,9	66,0	67,9	69,4
2034	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2035	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2036	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2037	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2038	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2039	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2040	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2041	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2042	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2043	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2044	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2045	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5

Note 1: Priserne for ledningsgas indeholder ikke sunk costs.

Note 2: Priserne er udtrykt i faktorpriser og således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. I en samfundsøkonomisk analyse skal priserne derfor ganges med nettoafgiftsfaktoren.

Note 3: På grund af afrundinger stemmer priserne i søjle 2-8 ikke nødvendigvis nøjagtigt med summen af søjle 1 og omkostningerne fra tabel 10.

Som det fremgår af Energistyrelsens [Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet](#), fra juli 2021 åbnes der for en mulighed for at foretage samfundsøkonomiske beregninger af yderligere VE-alternativer i et "fossilfrit" projektforslag for konvertering fra naturgas til fjernvarme, hvis kommunalbestyrelsen vurderer det relevant.<sup>12</sup> Et projekt for konvertering til fjernvarme kan fx sammenholdes med et

<sup>12</sup> Dette skal ses i sammenhæng med den mulighed kommunalbestyrelsen fremover har for at kunne vælge at se bort fra fossile scenarier ved godkendelse af fjernvarmeprojekter.

alternativ, hvor det beregningsmæssigt forudsættes, at den gas, der anvendes i referencen, baseres fuldt ud på VE-gas. I et sådant alternativ med 100 pct. VE-gas skal den samfundsøkonomiske omkostning for opgraderet biogas således anvendes for gasforbruget igennem hele beregningsperioden. Disse priser findes i tabel 12.

**Tabel 12. Samfundsøkonomiske biogaspriser an forbrugssted**

2021-priser kr./GJ	Opgraderet biogas	> 35 mio. m3	10-35 mio. m3	800.000-10 mio. m3	300.000-800.000 m3	75.000-300.000 m3	6.000-75.000 m3	< 6.000 m3
2022	141,2	143,3	148,1	150,4	151,8	157,0	158,8	160,4
2023	140,3	142,4	147,0	149,4	150,6	155,6	157,2	158,7
2024	139,5	141,6	146,2	148,5	149,8	154,8	156,4	158,0
2025	138,6	140,7	145,3	147,7	149,0	154,0	155,6	157,2
2026	137,8	139,8	144,5	146,8	148,2	153,2	154,8	156,4
2027	136,9	139,0	143,6	146,0	147,3	152,3	154,1	155,6
2028	136,0	138,1	142,8	145,2	146,5	151,5	153,3	154,8
2029	135,2	137,3	142,0	144,3	145,7	150,7	152,5	154,0
2030	134,3	136,4	141,1	143,5	144,8	149,9	151,7	153,2
2031	134,3	136,4	141,1	143,5	144,9	150,0	151,8	153,3
2032	134,3	136,4	141,1	143,5	144,9	150,0	151,8	153,4
2033	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2034	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2035	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2036	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2037	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2038	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2039	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2040	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2041	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2042	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2043	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2044	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5
2045	134,3	136,4	141,2	143,5	144,9	150,1	151,9	153,5

Note 1: Priserne for biogas indeholder ikke sunk costs.

Note 2: Priserne er udtrykt i faktorpriser og således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. I en samfundsøkonomisk analyse skal priserne derfor ganges med nettoafgiftsfaktoren.

Note 3: På grund af afrundinger stemmer priser i søjle 2-8 ikke nødvendigvis nøjagtigt med summen af søjle 1 og omkostninger fra tabel 10.

Som for de øvrige brændselspriser og elprisen er også fremskrivningen af den samfundsøkonomiske gaspris forbundet med væsentlig usikkerhed. Der kan på kort sigt vise sig 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.

## 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 fremgår af tabel 13. 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 opgørelser fra Nationalt Center for Miljø og Energi (DCE), hvoraf koefficienterne i tabel 13 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 ([Transportøkonomiske Enhedspriser](#)).

**Table 13. Emissionskoefficienter (masse pr. energimængde indfyret brændsel) for typiske kombinationer af brændsel og teknologier 2019**

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>							
Ledningsgas	Dampturbine	Se tabel 14	1,0	1,0	0,4	28,0	0,1
Kul	Dampturbine	94,1	0,9	0,8	14,0	25,0	2,1
Fuelolie	Dampturbine	79,3	0,8	0,3	100,0	138,0	2,5
Halm*	Dampturbine	0,0	0,5	1,1	49,0	125,0	1,1
Træ*	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	33,0	4,8
Træpiller	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	33,0	4,8
<b>Decentrale kraftvarmeværker</b>							
Ledningsgas	Gasturbine	Se tabel 14	1,7	1,0	0,4	48,0	0,05
Ledningsgas	Motor	Se tabel 14	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
Træpiller	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	81,0	4,82
Affald	Dampturbine	42,5	0,3	1,2	8,3	79,0	0,29
Biogas***	Motor	0,0	434,0	1,6	19,2	202,0	0,21
<b>Ren varmeproduktion på decentrale værker og lignende**</b>							
Ledningsgas		Se tabel 14	1,0	1,0	0,4	31,7	0,1
Halm		0,0	30,0	4,0	115,0	90,0	12,0
Træ		0,0	11,0	4,0	11,0	90,0	10,0
Træpiller		0,0	3,0	4,0	11,0	90,0	10,0
Biogas***		0,0	1,0	0,1	25,0	28,0	1,5
<b>Husholdninger</b>							
Ledningsgas		Se tabel 14	1,0	1,0	0,4	19,6	0,1
Gasolie		74,1	0,7	0,6	6,7	52,0	5,0
Træpiller		0,0	3,0	4,0	11,0	80,0	47,0
Brænde og andre træprodukter		0,0	105,0	4,0	11,0	73,5	290,0
<b>Industri og lignende</b>							
Ledningsgas	Industrielle kedler	Se tabel 14	1,0	1,0	0,4	31,7	0,1
Raffinaderigas	Raffinaderier	56,5	1,0	0,1	1,0	56,0	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.

\*\*\*Emissioner for biogas anvendes ved værker, som får leveret biogas direkte fra biogasproducenten og er ikke det samme som biogas, der opgraderes til gasnettet.

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

Kilde: Nationalt Center for Miljø og Energi (DCE).

## 5.2 Emissioner fra ledningsgas

I tabel 14 fremgår CO<sub>2</sub>-emissionskoefficienter for ledningsgas. Emissionerne følger samme tilgang som prisen for ledningsgas, hvilket betyder, at det er DCE's emissionskoefficienter for fossil naturgas, som anvendes frem til og med 2033. Herefter er det emissionskoefficienten for biogas på 0, som gælder. Disse emissionskoefficienter relaterer sig til den marginale tilgang, som er anvendt ved prisfastsættelse af ledningsgas. Hvis muligheden for at regne på et "fossilfrit" alternativt benyttes (se teksten under tabel 11), skal der igennem hele beregningsperioden anvendes en CO<sub>2</sub>-emissionskoefficient på 0.

**Tabel 14. CO<sub>2</sub>-emissionskoefficienter for ledningsgas**

	Kg/GJ
2022-2033	56,5
2034 og frem	0

Kilde: CO<sub>2</sub>-emissionskoefficient for naturgas fra DCE (Nationale Center for Miljø og Energi) samt egne beregninger.

## 5.3 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.

En sådan gennemsnitsbetragtning er anvendt her, 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>13</sup> er vist i tabel 15. Forskellen på tallene for produktion og forbrug udgøres af nettabet, der er sat til 5,8 pct

De aftagende udledninger, som ses i tabel 15, afspejler at elproduktionen i stigende omfang bliver VE-baseret.

<sup>13</sup> Emissionerne ved elproduktion er baseret på modellen RAMSES, der estimerer det gennemsnitlige brændselsforbrug og de deraf følgende emissioner forbundet med den danske elproduktion.



Tabel 15. Emissioner af CO<sub>2</sub>, 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

	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/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh	
	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug
2022	59	62	105	111	2,2	2,3	22	23	197	210	0,5	0,6
2023	46	48	87	92	2,0	2,1	16	17	187	198	0,5	0,5
2024	38	41	74	78	1,8	1,9	15	16	167	177	0,5	0,5
2025	35	37	66	71	1,6	1,7	14	15	151	161	0,4	0,5
2026	28	29	56	59	1,4	1,4	12	13	130	138	0,4	0,4
2027	23	24	50	53	1,2	1,2	10	11	113	120	0,4	0,4
2028	17	18	43	45	1,0	1,1	8	8	99	105	0,3	0,4
2029	8	9	38	41	0,9	1,0	4	4	90	95	0,3	0,3
2030	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2031	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2032	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2033	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2034	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2035	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2036	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2037	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2038	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2039	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2040	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2041	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2042	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2043	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2044	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3
2045	7	7	34	37	0,8	0,8	3	3	78	83	0,3	0,3

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

Note 2: Tallene for elforbrug indeholder et nettab på 5,8 pct.

Note 3: Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter er medregnet i elpriserne angivet i tabel 8. Derfor skal CO<sub>2</sub>-emissioner fra elproduktion ikke værdisættes separat i det samfundsøkonomiske regnestykke.

## 6. Værdisætning af emissioner

I den samfundsøkonomiske beregning for et projektforslag efter varmforsyningsloven skal udledningen af forurenende stoffer til luften prissættes, så denne effekt kan indgå i det samlede resultat. Ideelt set bør alle miljøeffekter værdisættes og inddrages i samfundsøkonomiske analyser. I praksis er det dog uhyre 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>.

Som beskrevet i afsnit 5 opgøres omfanget af emissioner til luften ud fra emissionskoefficienter, der angiver udledningen af et givet stof pr. indfyret brændselsmængde. Denne kvantificering af luftemissionerne omsættes derpå til økonomiske enheder vha. enhedspriser, der afspejler enten skadesomkostninger forbundet med udledningen eller omkostningerne ved at leve op til eventuelle bindende internationale målsætninger.

Når tilgangen med at opgøre skadesomkostninger anvendes, er det de marginale ationale skadesomkostninger forbundet med danske udledninger, der søges værdisat. Danske udledninger af luftforurenende stoffer er grænseoverskridende, men værdisætning af miljøeffekter foretages alene ud fra de marginale skadesomkostninger, som danske udledninger medfører for personer i Danmark.

Opgjort på denne måde kan de nationale skadesomkostninger for udledning af luftforurenende stoffer være begrænsede sammenlignet med de omkostninger, der er forbundet med at leve op til de internationale forpligtelser, som Danmark har påtaget sig. Dette gør sig i udpræget grad gældende for udledninger med globale effekter, som CO<sub>2</sub> er skoleeksemplet på. I sådanne tilfælde benyttes den marginale reduktionsomkostning som enhedspris, og denne opgøres som omkostningen for det dyreste redskab, der skal tages i brug for at nå målsætningerne.

### 6.1 Værdisætning af drivhusgasudledninger

Danmarks klimaforpligtelse indebærer, at den anbefalede beregningspris for ændret CO<sub>2</sub>-udledning vil være lig den marginale reduktionsomkostning for CO<sub>2</sub> ved at leve op til denne bindende internationale forpligtelse. Værdien af reduceret eller øget CO<sub>2</sub>-udledning for et givet projekt kan dermed opgøres som sparede eller øgede omkostninger ved den marginale reduktionsomkostning. Værdien af en ændring i CO<sub>2</sub>-udledning baseres således ikke på den nationale skadesomkostning ved CO<sub>2</sub>-udledning.

Fra og med 2005 har en stor del af det danske forbrug af fossile brændsler været omfattet af EU's CO<sub>2</sub>-kvotehandelsystem, hvor der dannes en handelsværdi for CO<sub>2</sub>-kvoter 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 omkostning ved ændret CO<sub>2</sub>-udledning.

Ved opgørelse af CO<sub>2</sub>-prisen skelnes der mellem, om udledningen er omfattet af EU's CO<sub>2</sub>-kvotehandelssystem eller ej. Det vil sige, at der ved kvoteomfattet forbrug anvendes en fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, og uden for kvotesektoren anvendes en pris for forbrug uden for kvotesektoren. Begge priser fastsættes af Finansministeriet og er opgivet i tabel 16.

Til fastsættelse af kvoteprisskønnet er der taget udgangspunkt i den aktuelle markedspris på CO<sub>2</sub>-kvoter, som fremskrives som et finansielt aktiv med et afkastkrav, der fastlægges som afkastet på et risikofrit aktiv (renten på 10-årige tyske statsobligationer) plus en risikopræmie (3,5 pct. årligt).

Uden for kvotehandelssystemet eksisterer der ikke en handelsværdi for CO<sub>2</sub>-udledninger. Der udestår en udmøntning af EU-målsætningen om 55 pct. reduktioner i 2030. Indtil videre anvendes kvoteprisen derfor også i projektforslag uden for kvotehandelssystemet, som det fremgår af tabel 16.

Der er stor usikkerhed om priser på udledning af CO<sub>2</sub> både inden for og uden for kvotesektoren, og den viste kvotepris bør alene betragtes som et centralt skøn. Derfor er det vigtigt at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes. Finansministeriet har med *Tillæg til Vejledningen for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger* fra efteråret 2020 stillet krav om, at der - som en del af det samfundsøkonomiske resultat - også skal præsenteres følsomhedsberegninger ved brug af andre CO<sub>2</sub>-priser end de centrale værdier. Af hensyn til konsistens på tværs af projektforslag, der skal leve op til varmforsyningsloven, har Energistyrelsen valgt som en del af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger at udgive høje og lave skøn for CO<sub>2</sub>-priserne til brug for følsomhedsberegninger. Prisforløbene skal bruges til følsomhedsberegninger for priser på CO<sub>2</sub> både inden for og uden for kvotesektoren.

Det lave prisforløb udgøres af forwardprisen på CO<sub>2</sub>-kvoter. Forwardprisen udtrykker markedets forventning til, hvad det vil koste at udlede CO<sub>2</sub> nu og et par år frem. Når der ikke længere findes forwardpriser, fastholdes den seneste forwardpris i reale priser. Forwardpriserne til det lave prisforløb er fra december 2021 og indeholder priser frem til 2030. Det lave prisforløb fremgår af tabel 16.

Det høje prisforløb tager udgangspunkt i Klimarådets samfundsøkonomiske beregningspris på 1.500 kr./ton CO<sub>2</sub>e<sup>14</sup> i 2030 (opgjort i 2020-priser). Stien frem til prisen i 2030 følger samme grundlæggende fremskrivningsmetode, som kvoteprisen (se ovenfor). Der tages udgangspunkt i den samme risikofrie rente som ved fremskrivning af kvoteprisen, men risikotillægget fastsættes således, at der sker en stigning fra den aktuelle markedspris på CO<sub>2</sub>-kvoter i 2021 til Klimarådets anbefalede pris i 2030. Dette medfører, at der anvendes et markant højere risikotillæg . Efter 2030

---

<sup>14</sup> Klimarådet (2020), *Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion, retning og tiltag for de næste ti års klimaindsats i Danmark*.

antages det, at risikotillægget igen udgør 3,5 pct., ligesom i kvoteprisfremskrivningen. Det høje prisforløb fremgår af tabel 16.

**Tabel 16. Skøn for priser på CO<sub>2</sub> samt lave og høje prisforløb til brug for følsomhedsberegninger**

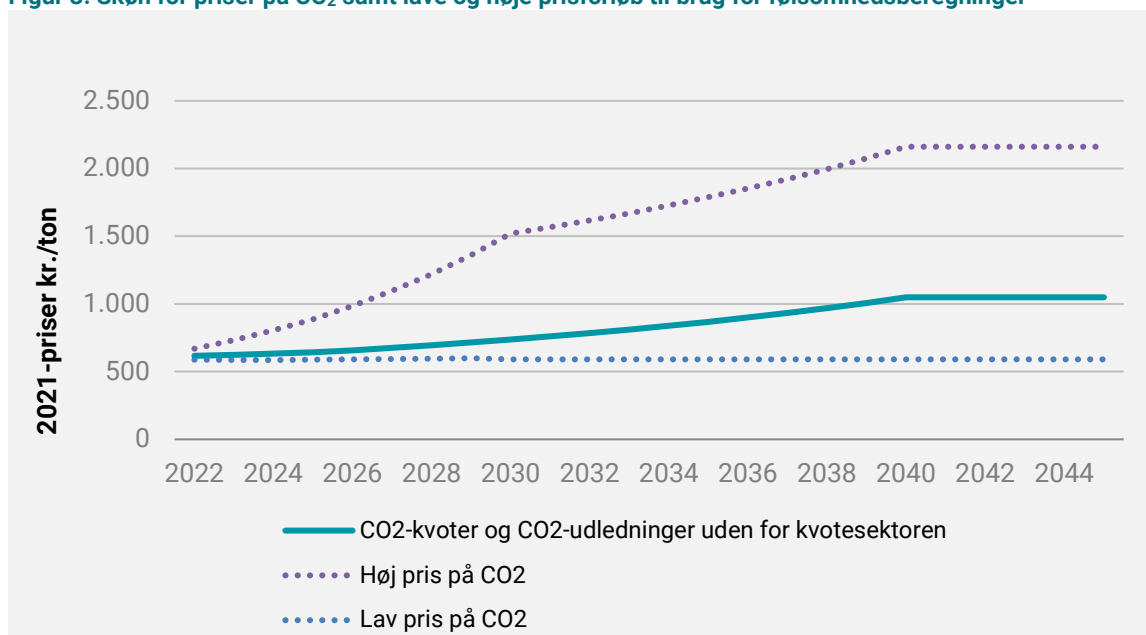
2021-priser (kr./ton)	Skøn for priser på CO <sub>2</sub>		Lave og høje prisforløb til brug for følsomhedsberegninger	
	CO <sub>2</sub> -kvoter	CO <sub>2</sub> -udledninger uden for kvotesektoren	Lav pris på CO <sub>2</sub>	Høj pris på CO <sub>2</sub>
2022	617	617	589	669
2023	623	623	587	733
2024	633	633	585	807
2025	642	642	589	887
2026	658	658	591	985
2027	676	676	594	1.096
2028	695	695	596	1.220
2029	716	716	599	1.361
2030	738	738	591	1.520
2031	760	760	591	1.566
2032	785	785	591	1.617
2033	811	811	591	1.669
2034	838	838	591	1.727
2035	868	868	591	1.789
2036	900	900	591	1.853
2037	933	933	591	1.922
2038	969	969	591	1.996
2039	1.008	1.008	591	2.075
2040	1.049	1.049	591	2.161
2041	1.049	1.049	591	2.161
2042	1.049	1.049	591	2.161
2043	1.049	1.049	591	2.161
2044	1.049	1.049	591	2.161
2045	1.049	1.049	591	2.161

Kilder: Skøn for kvotepris, skøn for omkostninger for CO<sub>2</sub>-udledning uden for kvotesektoren og høj pris på CO<sub>2</sub>: Finansministeriet, december 2021. Prisskønnene er lavet til brug for Energistyrelsen og er dermed ikke en offentlig kilde.

Lav pris på CO<sub>2</sub>: Energistyrelsen, baseret på forwardpriser på CO<sub>2</sub>-kvoter fra december 2021.

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

Figur 3. Skøn for priser på CO<sub>2</sub> samt lave og høje prisforløb til brug for følsomhedsberegninger



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

CH<sub>4</sub>-udledning (metan) og N<sub>2</sub>O-udledning (lattergas) værdisættes ud fra skønnet for omkostninger for CO<sub>2</sub>-udledninger uden for kvotesektoren. Der omregnes til CO<sub>2</sub>-ækvivalenter ved at multiplicere CH<sub>4</sub>-udledningerne med 28 og N<sub>2</sub>O-udledningerne med 265 jf. de gældende retningslinjer i *Principper for emissionsopgørelse, Forudsætningsnotat nr. 2B til Klimastatus og –fremskrivning 2022 (KF22)*, Energistyrelsen, 2022.

## 6.2 Værdisætning af øvrige udledninger

Ændringer i udledningerne af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> værdisættes ved de marginale skadesomkostninger, som danske udledninger medfører for danskere. Værdisætningen er baseret på Miljø- og Fødevareministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog, *Miljøøkonomiske beregningspriser for emissioner 3.0, udgivet af DCE i 2019*. 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 17. 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 ([Transportøkonomiske Enhedspriser](#)).

Som beskrevet i afsnit 6.1 anvendes skønnet for pris på CO<sub>2</sub>-udledninger uden for kvotesektoren 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.

**Table 17. Nationale omkostninger ved udledning af SO<sub>2</sub>/ SO<sub>4</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> fra stationære anlæg**

2021-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	13	12	60
SNAP 2	Forbrændingsanlæg i husholdninger mv.	33	48	290
SNAP 3	Industrielle forbrændingsanlæg	16	15	73

Kilde: [Miljøøkonomiske beregningspriser for emissioner 3.0](#), udgivet af DCE i 2019. For emissionsfaktorer fra andre processer henvises til kataloget.