

Høringsudgave

Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner

HØRINGSUDGAVE

Udgivet i oktober 2021 af Energistyrelsen, Carsten Niebuhrs Gade 43, 1577 København V.

Telefon: 33 92 67 00, E-mail: ens@ens.dk, Internet: <http://www.ens.dk>.

Design og produktion: Energistyrelsen.

Spørgsmål angående metode og beregning kan rettes til Energistyrelsen.

Indhold

1. Indledning	1
2. Generelle forudsætninger	2
2.1 Anvendelse af beregningsforudsætningerne	2
2.2 Priser skal opgøres i markedsprisniveau	2
2.3 Håndtering af omkostninger til ledningsbunden energi	3
2.4 Emissioner til luften	3
2.5 Afgifter og tilskud	4
2.6 Følsomhedsanalyser	4
2.7 Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser	5
3. Brændselspriser	7
3.1 Importpriser og priser af producent	7
3.2 Brændselspriser an forbrugssted	10
4. Priser på el og ledningsgas	13
4.1 Elpriser	13
4.2 Priser på ledningsgas	19
5. Beregning af emissioner	24
5.1 Emissioner fra brændsler	24
5.2 Emissioner fra ledningsgas	26
5.3 Emissioner fra el	26
6. Værdisætning af emissioner	28
6.1 Værdisætning af drivhusgasudledninger	28
6.2 Værdisætning af øvrige udledninger	31

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.

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 varmeforsyningsloven 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 CO₂-priser. Som udgangspunkt vil SØB's CO₂-priser være i overensstemmelse med tallene i nøgletalskataloget, men pga. forskellige opdateringskaldene 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 varmeforsyningsloven og projektbekendtgørelsens krav til kollektive varmeforsyningsprojekter.

På det tidspunkt, hvor der ansøges om godkendelse af et projektforslag, skal Energistyrelsens senest udmeldte beregningsforudsætninger anvendes. 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 løsninger. 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 reelt 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 markedsprisniveau

Alle priser i en samfundsøkonomisk analyse skal opgøres i markedsprisniveau. 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 SO₂, NO_x og partikler, der allerede er opgjort i forbrugerprisniveau 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 gas¹. 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 tariffene, mens der for gas kun medregnes de forbrugsafhængige dele. Det er således de fulde tariffer, der indregnes for transport af el, mens tariffene 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 elnettatarifferne som et gennemsnitligt bud på de fremadrettede netomkostninger inkl. eventuelle nødvendige udgifter til netforstærkninger. Selv om afskrivninger på nettet således ikke fratrækkes tariffene 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.

Det 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

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

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 teknologikataloger². Dog kan emissionskoefficienterne for CO₂ anvendes for nye anlæg, da disse værdier ikke er teknologifhængige.

Værdisætning for CO₂ (eller mere præcist: CO₂-ækvivalenter) samt SO₂, NO_x og partikler fremgår af kapitel 6. Kvotekomfattede CO₂-udledninger, CO₂-udledninger uden for kvotesystemet samt øvrige drivhusgasudledninger værdisættes med priserne i afsnit 6.1. Omkostningerne forbundet med CO₂-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, som skal medregnes i de samfundsøkonomiske omkostninger, jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2021*. Der henvises til de enkelte lovtekster eller Skatteministeriets hjemmeside for oplysninger om gældende skatte- og afgiftssatser.

2.6 Følsomhedsanalyser

Følsomhedsanalyser er en væsentlig del af en samfundsøkonomisk analyse, idet analyserne tester beregningernes robusthed overfor ændringer i centrale, usikre forudsætninger. Priser på brændsler og el samt CO₂-priser og værdisætning af emissioner er behæftet med stor usikkerhed, og de angivne beregningsforudsætninger kan alene betragtes som centrale skøn.

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 CO₂-kvoter
- Priser på CO₂-udledninger uden for kvotesektoren

Specifikt for CO₂-priser har Finansministeriet med *Tillæg til Vejledningen for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger* fra efteråret 2020 indført krav om, at der - som en del af det samfundsøkonomiske resultat - også skal præsenteres følsomhedsberegninger ved brug af andre CO₂-priser

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

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 CO₂-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 følsomhedsanalyserne 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 LOFT24-fremskrivning. Det samme gælder inflationsantagelserne, som er anført i form af BVT-deflatoren (deflatoren for bruttoværditilvæksten) i tabel 1c.

Tabel 1a. Brændværdier

Brændsel	Brændværdi	
Råolie	5,74	GJ/tønde
Råolie	43,00	GJ/ton
Naturgas*	39,59	GJ/1000Nm ³
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

* Se afsnit 4.2 for forklaring på udtrykket.

Tabel 1b. Dollarkurs

Dollarkurs	Kr./USD
2021	6,44
2022	6,40
2023	6,36
2024	6,32
2025 og frem	6,25

Tabel 1c. Inflationsantagelser, Danmark

Generel inflation (BVT-deflatoren)	Prisindeks 2021=1	Stigning i %
2021	1,000	1,16%
2022	1,013	1,34%
2023	1,027	1,38%
2024	1,041	1,35%
2025	1,060	1,78%
2026	1,077	1,65%
2027	1,097	1,79%
2028	1,116	1,77%
2029	1,136	1,77%
2030	1,154	1,62%
2031	1,175	1,77%
2032	1,195	1,73%
2033	1,216	1,79%
2034	1,238	1,76%
2035	1,260	1,77%
2036	1,284	1,98%
2037	1,310	2,01%
2038	1,336	1,98%
2039	1,363	2,00%
2040	1,389	1,95%
2041	1,417	1,96%
2042	1,444	1,94%
2043	1,472	1,96%
2044	1,501	1,94%
2045	1,530	1,94%

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 markedsprinsniveau, 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 2020* fra november 2020³. 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 *Stated Policies* -scenariet fra IEA⁴ 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 2020*

2021-priser, DKK/GJ	2019	2025	2030	2040
Kul	17,6	18,7	20,3	20,0
Råolie	76,2	84,3	91,5	103,6
Naturgas, Europa	49,0	48,1	54,6	61,2

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

³ De Samfundsøkonomiske Beregningsforudsætninger 2021 er udarbejdet i forlængelse af Energistyrelsens øvrige fremskrivninger i 2021, som alle baserer sig på en opdatering af brændselspriserne med udgangspunkt i IEA-priserne fra november 2020.

⁴ *Stated policies*-scenariet er IEA's centrale scenarie for udviklingen i bl.a. priser på fossile brændsler og CO₂-kvoter. Scenariet inkorporerer IEAs vurdering af udmeldte politiske ambitioner for landene inklusiv nationalt besluttede bidrag under Paris-aftalen samt energirelevante annoncerede økonomiske stimuli og hjælpepakker. (Kilde: IEA, 2020: *World Energy Outlook 2020*).

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 2004-2018 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 Stated Policies Scenario for at opnå en bedre sammenhæng mellem aktuelle markedsforventninger på kort til mellemlangt sigt og prisudviklingen på længere sigt.⁵ Fra 2021 til og med 2025, som er det første fremskrivningsår i IEA's World Energy Outlook er forløbet et vægtet gennemsnit mellem forwardpriser og IEA-priser med stigende vægt til IEA-prisen. Fra 2026, som er det første år efter fremskrivningsåret (2025) i IEA's World Energy Outlook, og frem anvendes samme udviklingstakt som i IEA's priser, men med udgangspunkt i den vægtede pris 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 betyder derved endnu en ændring i niveauet for de danske importpriser i forhold til IEA-priserne. Fra det første år efter fremskrivningsåret (2026) 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.

Tabel 3. Raffinaderiomkostninger

2021-priser kr./GJ	Raffinaderio mkostning	Raffinaderimargin	Produktpræmie	Samlet raffinaderiomkostning
Benzin	9,8	5,6	7,0	22,3
Diesel/gasolie/fyringsolie	9,8	5,6	5,8	21,2
Fuelolie	9,8	5,6	-28,8	-13,4
JP1	9,8	5,6	3,0	18,3

Metoden til omregning fra IEA's brændselspriser til danske importpriser og priser an forbrugssted beskrives mere detaljeret i [Forudsætningsnotat nr. 3A til KF21](#). De endelige importpriser er præsenteret i tabel 4 nedenfor.

⁵ Forwardpriserne, der indgår i beregning af årets brændselspriser, er trukket i december 2020, så de efterfølgende prisudsving er ikke afpejlet.

Fast biomasse (træflis, træpiller og halm)

Priser for fast biomasse er fremskrevet ud fra en metode udarbejdet af Ea Energianalyse i 2013, 2014 og 2016.⁶ 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 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 KF21](#).

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.

⁶ Rapporterne 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

2021-priser kr. / GJ	Importpriser (CIF-priser)											Ab DK producent
	Råolie	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Diesel	Benzin	JP1	Træpiller (industri)	Træpiller (konsum)	Træflis	Træflis
2021	48,0	31,7	16,1	39,0	73,6	73,6	74,7	70,7	56,8	64,1	49,3	44,0
2022	52,4	32,9	16,2	40,9	75,6	75,6	76,7	72,7	64,8	73,2	49,7	44,3
2023	54,4	34,6	17,5	43,3	77,9	77,9	79,1	75,1	66,3	74,9	50,0	44,5
2024	56,8	34,5	17,7	45,7	80,3	80,3	81,5	77,4	66,3	74,9	50,3	44,8
2025	59,2	34,6	17,8	47,7	82,3	82,3	83,5	79,5	66,3	74,8	50,7	45,1
2026	61,2	36,5	18,1	49,6	84,2	84,2	85,4	81,4	66,5	75,1	51,0	45,3
2027	63,1	38,2	18,5	51,4	86,0	86,0	87,2	83,1	66,7	75,4	51,3	45,6
2028	64,9	39,9	18,8	53,2	87,8	87,8	88,9	84,9	67,0	75,6	51,6	45,8
2029	66,6	41,5	19,1	54,8	89,4	89,4	90,6	86,6	67,2	75,9	51,9	46,1
2030	68,3	43,1	19,4	56,5	91,1	91,1	92,3	88,3	67,4	76,1	52,2	46,3
2031	70,0	44,4	19,4	58,3	92,9	92,9	94,1	90,0	67,6	76,3	52,4	46,5
2032	71,7	45,6	19,4	59,3	93,9	93,9	95,1	91,0	67,7	76,4	52,6	46,6
2033	72,7	46,8	19,4	60,2	94,8	94,8	96,0	91,9	67,8	76,5	52,8	46,8
2034	73,7	47,9	19,3	61,1	95,7	95,7	96,9	92,8	67,9	76,6	53,0	46,9
2035	74,5	49,0	19,3	61,9	96,5	96,5	97,7	93,7	68,0	76,8	53,2	47,1
2036	75,4	50,6	19,3	62,7	97,3	97,3	98,5	94,4	68,1	76,9	53,4	47,2
2037	76,1	51,2	19,2	63,5	98,1	98,1	99,3	95,2	68,2	77,0	53,6	47,3
2038	76,9	51,8	19,2	64,3	98,9	98,9	100,1	96,0	68,3	77,1	53,8	47,5
2039	77,7	52,3	19,1	65,0	99,6	99,6	100,8	96,7	68,3	77,2	54,0	47,6
2040	78,4	52,8	19,1	65,6	100,2	100,2	101,4	97,4	68,4	77,3	54,2	47,8
2041	79,1	52,8	19,1	65,6	100,2	100,2	101,4	97,4	68,4	77,3	54,2	47,8
2042	79,1	52,8	19,1	65,6	100,2	100,2	101,4	97,4	68,4	77,3	54,2	47,8
2043	79,1	52,8	19,1	65,6	100,2	100,2	101,4	97,4	68,4	77,3	54,2	47,8
2044	79,1	52,8	19,1	65,6	100,2	100,2	101,4	97,4	68,4	77,3	54,2	47,8
2045	79,1	52,8	19,1	65,6	100,2	100,2	101,4	97,4	68,4	77,3	54,2	47,8

Note 1: Der angives ikke en importpris for halm, da halm betragtes som en lokal ressource.

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 2020. Efterfølgende udsving i forwardpriser er derfor ikke afpejlet.

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 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 til transport, lager og avancer for importeret træflis, mens den høje del angiver omkostninger for indenlandsk produceret træflis. Det påpeges, at omkostninger for træpiller, træflis og halm ikke er 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	1,3	-	-
Fuelolie	2,3	-	-
Gasolie	2,3	7,2	26,7
Dieselolie	-	-	26,7
Benzin	-	-	24,8
JP1	-	-	2,3
Træflis	2,6 - 7,9	2,1 - 7,4	-
Træpiller	2,2	6,8	33,6

Note: Omkostninger for træpiller, træflis og halm er i tabel 5 angivet for 2021, men omkostningerne er ikke konstante frem mod 2045.

De samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet for kul, olieprodukter og biomasse er vist i tabel 6.⁷ De beregnes ud fra importpriserne i tabel 4 tillagt omkostninger for transport, lager og avancer i tabel 5. 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 følsomhedsanalyser med højere og lavere skøn, se afsnit 2.5

⁷ I tabel 6 indgår ikke naturgaspriser. Det skyldes, at naturgaspriserne ikke anvendes direkte, da gassen i det danske gasnet består af en blanding af (fossil) naturgas og grøn gas i form af opgraderet biogas – den såkaldte ledningsgas. Prisen på ledningsgas fremgår af afsnit 4.2.

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 % bio-diesel)	Benzin	Benzin (5 % bioethanol)	JP1	Træpiller (konsum)
2021	17,4	41,2	75,8	44,4	51,9	59,0	80,8	42,6	51,4	63,6	100,3	100,3	106,5	99,6	108,3	73,0	97,7
2022	17,6	43,2	77,8	44,7	52,2	67,0	82,8	42,9	51,7	71,6	102,2	102,2	108,5	101,6	110,3	75,0	107,0
2023	18,8	45,6	80,2	45,0	52,6	68,5	85,1	43,2	51,9	73,1	104,6	104,6	110,9	103,9	112,7	77,3	108,8
2024	19,1	48,0	82,6	45,3	52,9	68,5	87,5	43,5	52,2	73,1	107,0	107,0	113,2	106,3	115,1	79,7	108,8
2025	19,1	50,0	84,6	45,6	53,2	68,5	89,5	43,7	52,5	73,1	109,0	109,0	115,3	108,3	117,1	81,7	108,8
2026	19,5	51,9	86,5	45,8	53,5	68,7	91,4	44,0	52,8	73,4	110,9	110,9	117,2	110,3	119,0	83,6	109,2
2027	19,8	53,7	88,3	46,1	53,8	69,0	93,2	44,2	53,1	73,6	112,7	112,7	118,9	112,0	120,8	85,4	109,5
2028	20,1	55,4	90,0	46,3	54,1	69,2	95,0	44,5	53,3	73,9	114,5	114,5	120,7	113,8	122,5	87,2	109,9
2029	20,4	57,1	91,7	46,6	54,4	69,4	96,6	44,7	53,6	74,1	116,1	116,1	122,4	115,5	124,2	88,8	110,2
2030	20,7	58,8	93,4	46,8	54,7	69,6	98,3	45,0	53,9	74,3	117,8	117,8	124,1	117,1	125,9	90,5	110,5
2031	20,7	60,5	95,2	47,0	55,0	69,8	100,1	45,2	54,0	74,5	119,6	119,6	125,8	118,9	127,6	92,3	110,7
2032	20,7	61,6	96,2	47,2	55,2	69,9	101,1	45,3	54,2	74,6	120,6	120,6	126,8	119,9	128,6	93,3	110,9
2033	20,7	62,5	97,1	47,4	55,4	70,0	102,0	45,5	54,4	74,7	121,5	121,5	127,7	120,8	129,6	94,2	111,1
2034	20,7	63,4	98,0	47,6	55,5	70,1	102,9	45,6	54,5	74,8	122,4	122,4	128,6	121,7	130,4	95,1	111,2
2035	20,7	64,2	98,8	47,7	55,7	70,2	103,7	45,8	54,7	74,9	123,2	123,2	129,4	122,5	131,3	95,9	111,3
2036	20,6	65,0	99,6	47,9	55,9	70,3	104,5	46,0	54,9	75,0	124,0	124,0	130,2	123,3	132,0	96,7	111,5
2037	20,6	65,8	100,4	48,1	56,1	70,4	105,3	46,1	55,0	75,1	124,8	124,8	131,0	124,1	132,8	97,5	111,6
2038	20,5	66,5	101,1	48,2	56,3	70,4	106,1	46,3	55,2	75,2	125,6	125,6	131,8	124,9	133,6	98,3	111,8
2039	20,5	67,2	101,8	48,4	56,5	70,5	106,8	46,5	55,3	75,3	126,3	126,3	132,5	125,6	134,3	99,0	111,9
2040	20,4	67,9	102,5	48,6	56,7	70,6	107,5	46,6	55,5	75,3	126,9	126,9	133,2	126,3	135,0	99,6	112,0
2041	20,4	67,9	102,5	48,6	56,7	70,6	107,5	46,6	55,5	75,3	126,9	126,9	133,2	126,3	135,0	99,6	112,0
2042	20,4	67,9	102,5	48,6	56,7	70,6	107,5	46,6	55,5	75,3	126,9	126,9	133,2	126,3	135,0	99,6	112,0
2043	20,4	67,9	102,5	48,6	56,7	70,6	107,5	46,6	55,5	75,3	126,9	126,9	133,2	126,3	135,0	99,6	112,0
2044	20,4	67,9	102,5	48,6	56,7	70,6	107,5	46,6	55,5	75,3	126,9	126,9	133,2	126,3	135,0	99,6	112,0
2045	20,4	67,9	102,5	48,6	56,7	70,6	107,5	46,6	55,5	75,3	126,9	126,9	133,2	126,3	135,0	99,6	112,0

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.

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 varme- forbrug, 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 frem mod 2030 anvendes elprisen fra RAMSES- modellen baseret på de samme prisforudsætninger, som anvendes til *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21)*. Frem til 2030 svarer udviklingen til elprisen fra AF21. Grundet store usikkerheder om elprisen herefter, 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 el- prisen har stor betydning for resultatet.

For at nå frem til de samfundsøkonomiske elpriser an forbrugssted tillægges omkostninger til transport og avance. Transport af el frem til forbrugeren dækker over både lokal-, regional- og transmissionstarif, og kilden er gennemsnitstarifferne fra Dansk Energis publikation *Elforsyningsnets nettatariffer og priser 2021*.⁸ Disse gennemsnitstariffer dækker dog over betydelige variationer fra område til område.

Avancen på salg af el er estimeret som forskellen mellem elspotprisen fra Nord Pool Spot og for- brugerpriserne fra Energistyrelsens halvårslige elprisstatistik for erhverv samt Forsyningstilsynets elprisstatistik for husholdninger. Der er anvendt et gennemsnit af de seneste 5 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
	278,9	274,9	192,0	168,1	134,8	123,8	122,9

⁸ Abonnement, som er en fast omkostning, skal ikke indgå i de samfundsøkonomiske omkostninger, og trækkes derfor ud af tarifferne.

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 (6 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 samfundsøkonomisk 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
2021	400	704	700	617	593	559	548	548
2022	420	725	721	638	614	581	570	569
2023	420	725	721	638	614	581	570	569
2024	420	725	721	638	614	581	570	569
2025	420	725	721	638	614	581	570	569
2026	420	725	721	638	614	581	570	569
2027	400	704	700	617	593	559	548	548
2028	380	682	678	595	571	538	527	526
2029	370	672	668	585	561	528	517	516
2030	340	640	636	553	529	496	485	484
2031	340	640	636	553	529	496	485	484
2032	340	640	636	553	529	496	485	484
2033	340	640	636	553	529	496	485	484
2034	340	640	636	553	529	496	485	484
2035	340	640	636	553	529	496	485	484
2036	340	640	636	553	529	496	485	484
2037	340	640	636	553	529	496	485	484
2038	340	640	636	553	529	496	485	484
2039	340	640	636	553	529	496	485	484
2040	340	640	636	553	529	496	485	484
2041	340	640	636	553	529	496	485	484
2042	340	640	636	553	529	496	485	484
2043	340	640	636	553	529	496	485	484
2044	340	640	636	553	529	496	485	484
2045	340	640	636	553	529	496	485	484

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 6 pct.

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

Det bemærkes, at der ved anvendelse af tallene i tabel 8 ikke skal indregnes særskilte omkostninger til netforstærkninger i varmepumpescenarier, 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 systemydelser, herunder afbrydelighed/fleksibilitet. Såfremt sådanne lokale priser ikke kan fremskaffes, anvendes tallene i tabel 8.

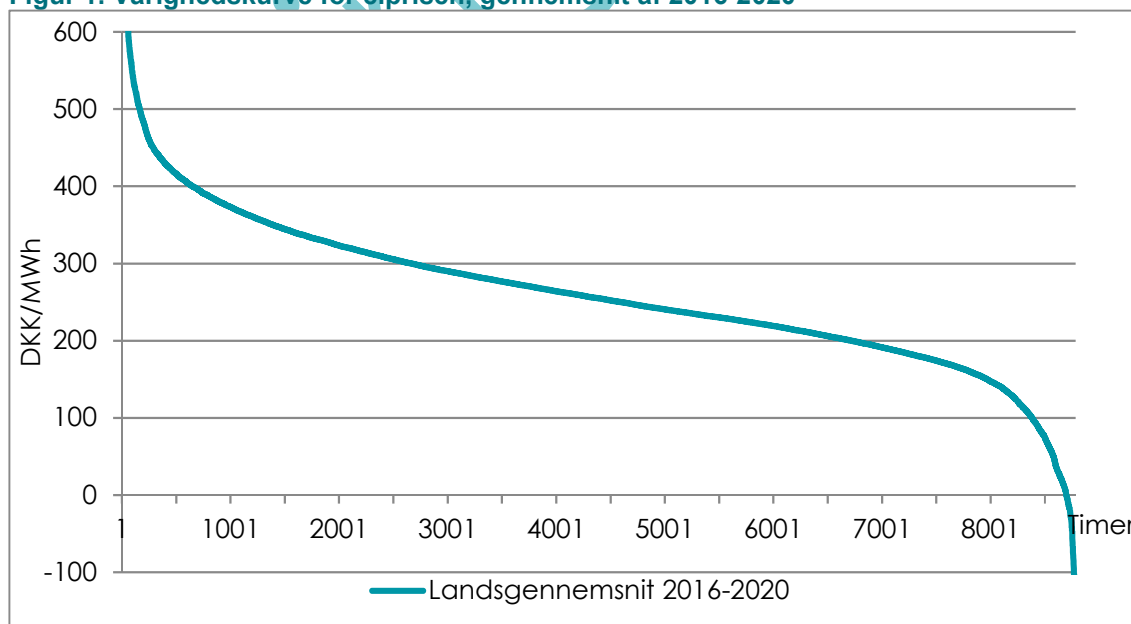
Variable elpriser

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, tildes 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 forbindelse med 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 årgennemsnittet 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.⁹

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 ($500/(8.760-2.000) = 7 \text{ pct.}$).

⁹ 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 (400 kr./MWh i 2021) med korrektionsfaktoren 1,74, som er aflæst i tabel 9, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2021 på: $400 \text{ kr./MWh} \cdot 1,74 = 696 \text{ kr./MWh}$.

Elproduktionen fra den fleksible produktionsenhed tilskrives dermed en værdi på 696 kr./MWh i 2021.

Hvis der regnes på en elforbrugende enhed, omregnes til priser an forbrugssted ved at korrigere for et gennemsnitligt nettab på 6 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 (400 kr./MWh i 2021) med korrektionsfaktoren 1,465, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2021 på: $400 \text{ kr./MWh} \cdot 1,465 = 586 \text{ kr./MWh}$.

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 varmepumper¹⁰ og elkedler behandles på samme måde, bortset fra at afvigelserne og 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

Den samfundsøkonomiske pris for gas i det danske gasnet fra 2021 til 2045 tager udgangspunkt i CIF-prisen på naturgas som præsenteret i afsnit 3.1. I tillæg hertil tages højde for mængden af VE-gasser i gasnettet, som forventes at stige over de kommende år. VE-gasser har en højere produktionspris end naturgas, som CIF-prisen repræsenterer, hvorfor den samfundsøkonomiske pris for ledningsgas (blandingen af naturgas og VE-gasser i gasnettet) vil være højere end CIF-prisen.

Prisen for VE-gasser i gasnettet beregnes som produktionsprisen for opgraderet biogas baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for el- og fjernvarmeproduktion med data for år 2030, og er på 142 kr./GJ i 2021 og faldende til 135 kr./GJ i 2030, hvorefter den fastholdes frem til 2045.¹¹ Til fastlæggelse af prisen i de samfundsøkonomiske forudsætninger anvendes samme forventninger, som i Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21)*. Frem mod 2030 tager disse forventninger til produktion af VE-gas højde for de kendte politiske rammer for støtten til biogas. Efter 2030 er fremskrivningen baseret på det langsigtede mål om CO₂-neutralitet i 2050, og på baggrund heraf er der foretaget en fremskrivning, som tager udgangspunkt i en gradvist reduceret udbygning af produktionskapaciteten til grøn gas, i forhold til årene indtil 2030.

Samtidig med en forventning om mere VE-gas i gasnettet forventes det danske gasforbrug at falde i takt med bl.a. omstillingen af kraftvarmesektoren og indfasning af individuelle varmepumper i husholdningerne. Som resultat af disse bevægelser forventes andelen af VE-gas i gassystemet i AF21 (og dermed også i SØB21) at stige fra ca. 21 pct. i 2021 til 75 pct. i 2030. Fra og med 2034 forudsættes produktionen af opgraderet biogas at overstige det danske forbrug af ledningsgas, og ledningsgassen prissættes derfor alene ud fra omkostningerne ved opgraderet biogas.

Den samfundsøkonomiske pris for ledningsgas beregnes på baggrund af ovenstående som et vægtet gennemsnit af CIF-prisen og produktionsomkostningerne for opgraderet biogas. Den resulterende pris for ledningsgassen er angivet i første søjle i tabel 10. Prisen er *ikke* en markedspris, og kan derfor ikke anvendes i selskabsøkonomiske beregninger.

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. m³, ét forbrugstrin for 10-35 mio. m³ og ét forbrugstrin for forbrug over 35 mio. m³. En

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

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:

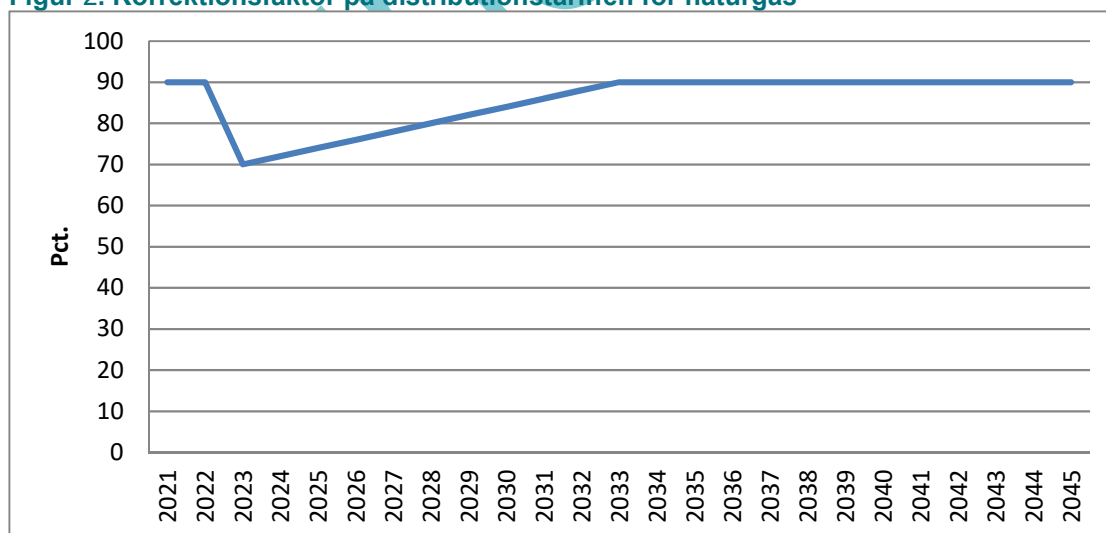
- Transmissionstarif (ekskl. sunk cost i form af exitkapacitetstarif)
- Nødforsyningstarif
- Distributionstarif (ekskl. abonnement samt sunk costs som beskrevet i afsnit 2.3)
- Avance på salg af ledningsgas.

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 transmissions-tariffer. 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 gas-distributionsselskabernes 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 2021. 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 det nuværende niveau.

Udviklingen af den samlede korrektionsfaktor på distributionstariffen er vist i figur 2. Effekten på tariffen er antaget at være ens på tværs af forbrugsgrupper.¹²

Figur 2. Korrektionsfaktor på distributionstariffen for naturgas



¹² 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).

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 transmissions-tariffen.

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

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

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. m³ 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 (opgjort i nedre brændværdi)

2021-priser kr./GJ	Ledningsgas	> 35 mio. m ³	10-35 mio. m ³	800.000-10 mio. m ³	300.000-800.000 m ³	75.000-300.000 m ³	6.000-75.000 m ³	< 6.000 m ³
2021	55,2	57,3	62,1	64,5	65,9	71,1	73,0	74,6
2022	64,1	66,2	71,0	73,4	74,8	80,0	81,9	83,4
2023	69,0	71,1	75,7	78,1	79,4	84,4	86,0	87,6
2024	74,3	76,4	81,1	83,4	84,7	89,8	91,4	93,0
2025	75,8	77,8	82,5	84,9	86,2	91,3	93,0	94,5
2026	83,4	85,5	90,2	92,6	93,9	99,0	100,7	102,3
2027	89,9	92,0	96,7	99,1	100,4	105,5	107,3	108,8
2028	96,3	98,4	103,2	105,5	106,9	112,0	113,7	115,3
2029	103,1	105,2	109,9	112,3	113,7	118,8	120,6	122,1
2030	110,6	112,7	117,5	119,8	121,2	126,4	128,1	129,7
2031	117,3	119,4	124,2	126,5	127,9	133,1	134,9	136,5
2032	123,1	125,2	130,0	132,4	133,8	139,0	140,8	142,4
2033	129,2	131,2	136,1	138,5	139,9	145,1	146,9	148,5
2034	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2035	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2036	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2037	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2038	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2039	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2040	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2041	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2042	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2043	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2044	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2045	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9

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.

Som det fremgår af Energistyrelsens [Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energi-området](#), 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.¹³ Et projekt for konvertering til fjernvarme kan fx sammenholdes med et 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 hele gasforbruget. Disse priser findes i tabel 12.

¹³ 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. Således kan kommunalbestyrelsen ved en konkret projektansøgning beslutte, at scenarier, hvor der anvendes fossile brændsler (herunder naturgas) som hovedbrændsel, ikke anses som relevante scenarier i de samfundsøkonomiske analyser.

Table 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
2021	142,3	144,4	149,2	151,6	153,0	158,2	160,1	161,6
2022	141,4	143,5	148,3	150,7	152,2	157,4	159,2	160,8
2023	140,6	142,7	147,3	149,7	151,0	156,0	157,6	159,2
2024	139,7	141,8	146,5	148,8	150,1	155,2	156,8	158,4
2025	138,8	140,9	145,6	148,0	149,3	154,3	156,0	157,6
2026	138,0	140,1	144,8	147,1	148,5	153,5	155,3	156,8
2027	137,1	139,2	143,9	146,3	147,7	152,7	154,5	156,0
2028	136,3	138,3	143,1	145,5	146,8	151,9	153,7	155,2
2029	135,4	137,5	142,2	144,6	146,0	151,1	152,9	154,4
2030	134,5	136,6	141,4	143,8	145,2	150,3	152,1	153,7
2031	134,5	136,6	141,4	143,8	145,2	150,3	152,2	153,7
2032	134,5	136,6	141,4	143,8	145,2	150,4	152,2	153,8
2033	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2034	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2035	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2036	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2037	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2038	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2039	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2040	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2041	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2042	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2043	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2044	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9
2045	134,5	136,6	141,4	143,8	145,3	150,5	152,3	153,9

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.

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

CO₂-emissionen ved forbrænding afhænger alene af brændselstypen, mens emissionerne af SO₂, NO_x, CH₄ (metan), N₂O (lattergas) og PM_{2,5} (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 CO₂ 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](#)).

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

Brændsel	Anlægstype	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	NO _x	PM _{2,5}
		kg/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ
Centrale kraftværker og kraftvarmeværker							
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
Decentrale kraftvarmeværker							
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
Ren varmeproduktion på decentrale værker og lignende**							
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
Husholdninger							
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
Industri og lignende							
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_{2,5}-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 CO₂-emissionsfaktor på 0.

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

5.2 Emissioner fra ledningsgas

I tabel 14 fremgår CO₂-emissionskoefficienter for ledningsgas. Her er der taget udgangspunkt i DCE's emissionskoefficienter for fossil naturgas og indregnet en gradvis øget mængde biogas med en CO₂-emissionsfaktor på 0. Disse emissionskoefficienter er udtryk for klimaaftrykket, der henføres til den umiddelbare brug af ledningsgas, og tallene kan ikke tages som udtryk for effekten på det samlede klimaregnskab ved ændring i gasforbruget.

Tabel 14. CO₂-emissionskoefficienter for ledningsgas

	Kg/GJ
2021	44,5
2022	40,3
2023	38,2
2024	35,2
2025	34,2
2026	30,4
2027	27,0
2028	23,4
2029	19,5
2030	14,8
2031	10,8
2032	7,3
2033	3,5
2034 og frem	0

Kilde: CO₂-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 CH₄, N₂O, SO₂, NO_x og PM_{2,5} ved produktion og forbrug¹⁴ er vist i tabel 15. Forskellen på tallene for produktion og forbrug udgøres af nettabet, der er sat til 6 pct. Gennemsnitsbetragtningen er konsistent med de værdier for emissioner fra elproduktion, som oplyses af Energinet¹⁵, og som bl.a. anvendes i forbindelse med grønne regnskaber.

De aftagende udledninger, som ses i tabel 15, afspejler en elproduktion på vej imod en VE-elproduktion, der mindst svarer til det danske elforbrug i 2030.

¹⁴ Emissionerne ved elproduktion er baseret på modellen RAMSES, der estimerer det gennemsnitlige brændselsforbrug og de deraf følgende emissioner forbundet med den danske elproduktion.

¹⁵ Energinet oplyser to sæt af emissioner beregnet under antagelse af marginale virkningsgrader ved kraftvarme-produktion på henholdsvis 125 pct. og 200 pct. Der er anvendt en marginal varmevirkningsgrad på 125 pct. i Energi-styrelsens beregninger.

Tabel 15. Emissioner af CO₂, CH₄, N₂O, SO₂, NO_x og PM_{2,5} fra produktion og forbrug af el

	CO ₂		CH ₄		N ₂ O		SO ₂		NO _x		PM _{2,5}	
	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
2021	80	85	119	126	2,4	2,6	33	35	216	229	0,6	0,6
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 6 pct.

Note 3: Prisen på CO₂-kvoter er medregnet i elpriserne angivet i tabel 8. Derfor skal CO₂-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 SO₂, NO_x og PM_{2,5}.

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 nationale 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 CO₂ 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 CO₂-udledning vil være lig den marginale reduktionsomkostning for CO₂ ved at leve op til denne bindende internationale forpligtelse. Værdien af reduceret eller øget CO₂-udledning fra et givet tiltag kan dermed opgøres som sparede eller øgede omkostninger ved den marginale reduktionsomkostning. Værdien af en ændring i CO₂-udledning baseres således ikke på den nationale skadesomkostning ved CO₂-udledning.

Ved opgørelse af CO₂-prisen skelnes der mellem, om udledningen er omfattet af EU's CO₂-kvotehandelsystem eller ej.

Fra og med 2005 har en stor del af det danske forbrug af fossile brændsler været omfattet af EU's CO₂-kvotehandelsystem, hvor der dannes en handelsværdi for CO₂-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 CO₂-udledning.

Inden for kvotehandelsystemet anvendes kvoteprisskønnet fra tabel 16 til at værdisætte drivhusgasudledning. Der tages udgangspunkt i den aktuelle markedspris på CO₂-kvoter, som fremskrives som et finansielt aktiv med afkastkrav, der fastlægges som afkastet på et risikofrit aktiv (renten på 10-årige tyske statsobligationer) plus en risikopræmie (3,5 pct. årligt).

Der er stor usikkerhed forbundet med fremskrivning af kvoteprisen, og den viste kvotepris bør alene betragtes som et centralt skøn. Derfor er det vigtigt at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes, jf. afsnit 2.5.

Uden for kvotehandelssystemet eksisterer der ikke en handelsværdi for CO₂-udledninger.

<Finansministeriet er ved at udarbejde et skøn, der skal afpejle den nye EU-målsætning om 55 pct. reduktioner i 2030. Skønnet kommer til at fremgå af den endelige version af de Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger>.

Der er stor usikkerhed om priser på udledning af CO₂ både inden for og uden for kvotesektoren. Derfor er det vigtigt at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes. Finansministeriet har med *Tillæg til Vejledningen for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger* fra efteråret 2020 indført krav om, at der - som en del af det samfundsøkonomiske resultat - også skal præsenteres følsomhedsberegninger ved brug af andre CO₂-priser end de centrale værdier. Af hensyn til konsistens på tværs af projektforslag, der skal leve op til varmforsyningsloven, har Energistyrelsen valgt som del af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger at udgive høje og lave skøn for CO₂-priserne til brug for følsomhedsberegninger. Priserne skal bruges til følsomhedsberegninger for priser på CO₂ både inden for og uden for kvotesektoren. Det lave forløb udgøres af forwardprisen på CO₂-kvoter og fremgår af tabel 16. *<Finansministeriet er ved at udarbejde det høje forløb. Det forventes at blive i størrelsesordenen omkring 1.500 kr./ton i 2030. Et forløb for den høje CO₂-pris vil fremgå af den endelige version af SØB21>.*

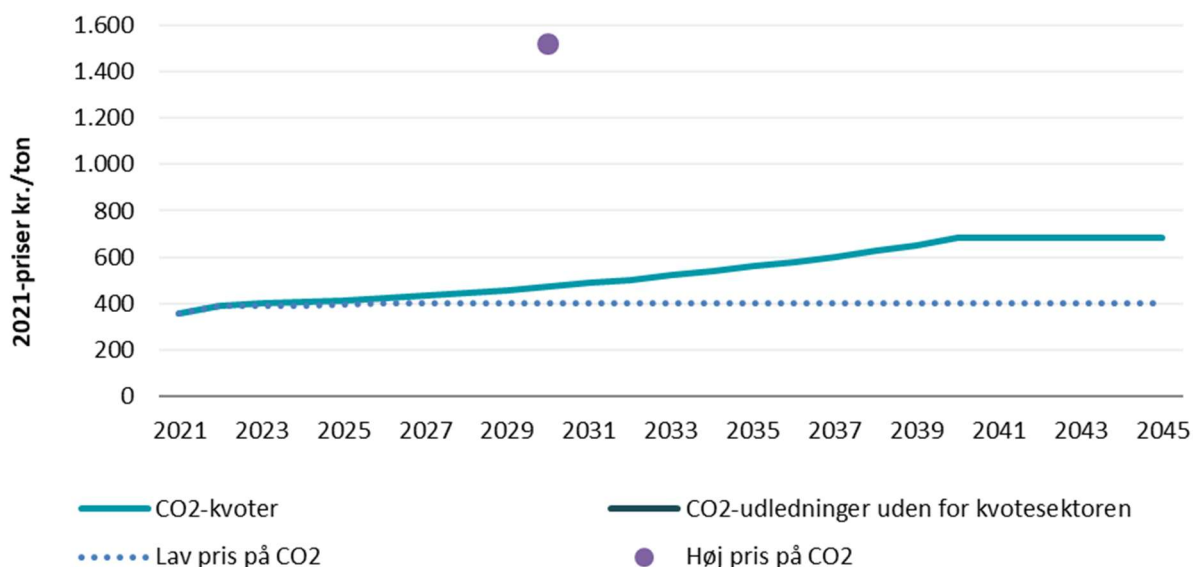
Tabel 16. Skøn for priser på CO₂ < tabellen kompletteres til den endelige version af SØB21 med priser på CO₂ uden for kvotesektoren og forløb for den høje CO₂-pris >

2021-priser (kr./ton)	Skøn for priser på CO ₂		Lave og høje prisforløb til brug for følsomhedsberegninger	
	CO ₂ -kvoter	CO ₂ -udledninger uden for kvotesektoren	Lav pris på CO ₂	Høj pris på CO ₂
2021	355		355	
2022	393		391	
2023	399		390	
2024	406		392	
2025	413		398	
2026	423		399	
2027	434		401	
2028	446		402	
2029	459		403	
2030	472		403	
2031	488		403	
2032	504		403	
2033	521		403	
2034	539		403	
2035	560		403	
2036	581		403	
2037	603		403	
2038	627		403	
2039	653		403	
2040	681		403	
2041	681		403	
2042	681		403	
2043	681		403	
2044	681		403	
2045	681		403	

Kilder: Skøn for kvotepris: Finansministeriet, juni 2021. Skøn for omkostninger for CO₂-udledning uden for kvotesektoren: Finansministeriet (under udarbejdelse). Lav pris på CO₂: Energistyrelsen, forwardpris på CO₂-kvoter fra juni 2021. Høj pris på CO₂: Finansministeriet (under udarbejdelse).

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 CO₂ samt lave og høje prisforløb til brug for følsomhedsberegninger



Som nævnt i kapitel 5 skal der ikke regnes med økonomisk værdi af ændrede CO₂-udledninger fra ændret elproduktion, da elproduktion er underlagt kvotehandelssystemet, og værdien af CO₂-udledning dermed allerede er indeholdt i elprisen.

CH₄-udledning (metan) og N₂O-udledning (lattergas) værdisættes ud fra skønnet for omkostninger for CO₂-udledninger uden for kvotesektoren. Der omregnes til CO₂-ækvivalenter ved at multiplicere CH₄-udledningerne med 28 og N₂O-udledningerne med 265 jf. de gældende retningslinjer i *Principper for emissionsopgørelse*, Forudsætningsnotat nr. 2B til Klimastatus og –fremskrivning 2021 (KF21), Energistyrelsen, 2021.

6.2 Værdisætning af øvrige udledninger

Ændringer i udledningerne af SO₂, NO_x og PM_{2,5} 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 SO₂, NO_x og PM_{2,5} fra stationære anlæg fordelt på SNAP-sektorer er vist i tabel 17. Skadesomkostningerne for SO₂, NO_x og PM_{2,5} 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 CO₂-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 CO₂ som følge af elproduktion er indeholdt i elpriserne og beregnes derfor ikke separat.

Table 17. National costs of emissions from stationary sources

2021-priser kr./kg	Sektor	SO ₂ /SO ₄	NO _x	PM _{2,5}
SNAP 1	Større forbrændingsanlæg, inkl. affaldsforbrændingsanlæg	13	12	59
SNAP 2	Forbrændingsanlæg i husholdninger mv.	33	47	286
SNAP 3	Industrielle forbrændingsanlæg	15	15	72

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

Høringsudgave