



Emissiefactor elektriciteit uit fossiele bronnen

Voor compensatieregeling IKC-ETS



Committed to the Environment

Emissiefactor elektriciteit uit fossiele bronnen

Voor compensatieregeling IKC-ETS

Auteurs: Lucas van Cappellen, Lonneke Wielders, Thijs Scholten

Delft, CE Delft, november 2021

Publicatienummer: 21.210338.120

Bedrijven / Industrie / Kosten / Elektriciteit / Fossiele brandstoffen / Emissies / Prognoses / Analyse / Compensatieregeling

Opdrachtgever: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
Kenmerk: 59062337

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider [Lucas van Cappellen](#) (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, ngo's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al meer dan 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

1	Inleiding	3
	1.1 Definities	4
2	Analyse en resultaten	5
	2.1 Huidige gemiddelde fossiele emissiefactor	5
	2.2 Toekomstige gemiddelde fossiele emissiefactor	6
	2.3 Conclusie fossiele gemiddelde emissiefactor	7
3	Analyse emissiefactor in bredere context	8
	3.1 Merit order in de Nederlandse elektriciteitsmarkt	8
	3.2 EU-richtsnoerdefinitie (10) en (11)	9
	3.3 Merit order en relatie met de emissiefactor	12
	3.4 Relatie totale binnenlandse productie uit fossiele energiebronnen en de emissiefactor	13
	3.5 Energiemix Nederland en Duitsland en Oostenrijk	15
	3.6 Elektriciteitsprijzen en de relatie met productiebronnen	17
	3.7 Samenvatting emissiefactoren in een bredere context	19
4	Literatuur	20



1 Inleiding

In de periode 2014 tot 2020 heeft RVO invulling gegeven aan een compensatieregeling ETS (IKC-ETS) op basis van een richtsnoer van de Europese Unie. De regeling compenseert bedrijven voor de hogere energielasten, doordat energieproducenten hun kosten voor ETS-rechten doorbelasten. De doelstelling is om hiermee ‘carbon leakage’ te voorkomen. De regeling wordt voor nu met één jaar verlengd, in afwachting op een definitieve keuze van het kabinet over een eventuele meerjarige voortzetting.

In september 2020 heeft de Europese Unie een vernieuwd richtsnoer gepubliceerd: *‘Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021’* (EC, 2020), vanaf nu het richtsnoer. Het richtsnoer is een update van het richtsnoer uit 2013. Landen kunnen zelf verder invulling geven aan dit richtsnoer.

In hoofdstuk 1.3, artikel 15, punt 10 van het nieuwe richtsnoer is opgenomen dat de Europese Unie een emissiefactor vaststelt voor de fossiele elektriciteitsproductie in de verschillende gebieden, waaronder Nederland. Deze factor wordt gedefinieerd als: *“het gewogen gemiddelde, uitgedrukt in tCO₂/MWh, van de CO₂-intensiteit van de uit fossiele brandstoffen opgewekte elektriciteit in verschillende geografische gebieden. De weging geeft de productiemix van de fossiele brandstoffen in het geografisch gebied in kwestie correct weer. De CO₂-factor wordt berekend als het quotiënt van de door de energiesector verstrekte gegevens over de CO₂-equivalentemissies, gedeeld door de uit fossiele brandstoffen opgewekte elektriciteit in TWh (brutocijfer).”*(EC, 2020)

Deze fossiele CO₂-emissiefactor bepaalt mede hoe hoog de compensatie is binnen de IKC-ETS-regeling. Een hogere emissiefactor betekent dat er gemiddeld meer CO₂ wordt uitgestoten bij de productie van elektriciteit. Daardoor moet de elektriciteitssector meer ETS-rechten kopen en is de elektriciteitsprijs hoger. RVO heeft CE Delft gevraagd een berekening te maken van deze CO₂-emissiefactor voor Nederland met de meest recente gegevens en waar mogelijk met een kwantitatieve en anders kwalitatieve doorkijk naar 2025 en 2030.

In Hoofdstuk 2 is een analyse uitgevoerd van de fossiele emissiefactor gebaseerd op historische data van het CBS voor het jaar 2019. Gebaseerd op geprognostiseerde data van het PBL in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2021 is de verwachte fossiele emissiefactor voor 2025 en 2030 vastgesteld (PBL, 2021b). De historische waarden in KEV 2021 zijn overgenomen van het CBS. In Hoofdstuk 3 analyseren we de fossiele emissiefactor in een bredere context.

1.1 Definities

In deze paragraaf worden de begrippen bruto fossiele productie en fossiele emissiefactor toegelicht.

Bruto fossiele productie

In het EU-richtsnoer wordt gesproken over de bruto fossiele productie. Voor de definitie van fossiele energieproductie hanteren we de Eurostat-definitie van fossiele energieproductie (Eurostat, sd) en het CBS (2021a). Volgens de (uitgebreidere) Eurostat-definitie omvat fossiele productie de productie uit: vaste fossiele brandstoffen, geproduceerde gasen, veen, olie, aardgas en niet-hernieuwbaar afval. Volgens het CBS omvat fossiele productie uit aardgas, steenkool, aardolie en daarvan afgeleide producten. De productie vindt zowel plaats bij grootschalige energiecentrales als decentrale wkk's (warmtekrachtkoppeling), oftewel alle fossiele elektriciteitsproductie in Nederland.

Deze definities koppelen we aan de categorieën zoals gedefinieerd door het CBS en het PBL. De verschillende categorieën onder fossiele productie worden logischerwijs meegenomen: aardgas, steenkool, stookolie, overig fossiele brandstoffen. Daarnaast scharen wij de productie 'overige energiedragers' ook onder fossiele energieproductie. Kernenergie scharen we niet onder fossiele productie in navolging van de Eurostat- en CBS-definities.

Overige energiedragers

De categorie 'overige energiedragers' definieert het CBS als "*Elektriciteit en/of warmte verkregen uit expansieturbines (waarin gasen onder hogedruk uitzetten, waardoor de turbine elektriciteit produceert), stoom, voedingwater en de verbranding van het niet-biogene deel van huishoudelijk en industrieel afval.*" (CBS, 2021b). Naar verwachting zijn al deze emissies fossiele emissies. De verbranding van het niet-biogene afval resulteert logischerwijs in niet-biogene en dus fossiele emissies. De bron van de energie voor expansieturbines is onbekend en kan afkomstig zijn uit biomassa of fossiele bronnen. Naar verwachting zal biomassa (bijna) volledig in de categorie biomassa vallen en niet of zeer beperkt binnen de categorie 'overige energiedragers'. Daardoor wordt deze categorie ook opgenomen als onderdeel van de bruto fossiele productie. Deze categorie is echter beperkt tot 9 PJ in 2019, waardoor de impact op het eindresultaat beperkt zal zijn.

Kernenergie

Kernenergie heeft een eindig karakter maar valt volgens de definitie van het CBS en Eurostat niet onder fossiele productie. Daardoor wordt deze categorie niet meegenomen in de berekening van de fossiele emissiefactor. Kernenergie kent geen emissies. Doordat kernenergie niet als fossiele energie wordt aangemerkt, wordt de fossiele emissiefactor (beperkt) hoger. De productie van elektriciteit uit kernenergie in Nederland is zeer beperkt.

Fossiele emissiefactor

De fossiele emissiefactor wordt gedefinieerd als de volledige emissies van alle elektriciteitsproductie gedeeld door de totale productie. Emissies uit biomassa en hernieuwbare bronnen worden geteld als 0, waardoor alle opgenomen emissies van fossiele oorsprong zijn. Onder de totale (bruto) productie valt zowel de elektriciteit die wordt geleverd aan eindgebruikers (oftewel de nettoproductie), als het eigen gebruik van elektriciteitscentrales en het netverlies. Zowel de decentrale als de centrale bronnen vallen onder de totale productie.

2 Analyse en resultaten

Voor dit onderzoek worden data uit de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2021 van het PBL gebruikt en verschillende databronnen van het CBS. Beide bronnen zijn uitgebreid geanalyseerd op beschikbare data en de juist passende bronnen naar de definitie zoals opgenomen in het EU-richtsnoer. Daarnaast heeft overleg met PBL plaatsgevonden over de toepasbaarheid en de juiste interpretatie van de data en berekenmethodiek.

2.1 Huidige gemiddelde fossiele emissiefactor

De data voor 2019 zijn afkomstig van het CBS voor de geproduceerde energetische stromen en de emissiefactor zoals vastgesteld door het CBS (2021c). De historische waardes zoals opgenomen in de KEV 2021 zijn afkomstig van deze CBS-databronnen.

De fossiele emissiefactor kan worden berekend volgens Vergelijking 1.

Vergelijking 1 - Berekening fossiele emissiefactor

$$\text{Fossiele emissiefactor} = \frac{\text{Totale emissiefactor} * \text{Totale productie} + \text{niet} - \text{CO}_2 - \text{emissies}}{\text{Fossiele productie}}$$

Deze formule is afgestemd met het PBL. De emissiefactor omvat alle CO₂-emissies maar niet de emissies van andere broeikasgassen. Deze dienen dus additioneel meegenomen te worden. Dit zijn de categorieën 'Methaan' en 'Lachgas' bij grootschalige elektriciteitsproductie en de categorie 'Methaanemissie uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting'. De categorie 'Methaanemissie uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting' is niet verder gesplitst waardoor het effect van deze twee type emissies niet los van elkaar bekend is. Het PBL schat dat het aandeel van de emissies bij co-vergisting laag is. De emissies zijn ook erg beperkt, dus hebben een klein effect. In deze analyse gaan we ervan uit dat 50 tot 95% van de emissies in deze categorie voortkomen door methaanemissies uit wkk bij de glastuinbouw.

In Tabel 1 zijn de waardes van het CBS voor 2019 voor de elektriciteitssector weergegeven. De emissiefactoren voor 2020 zijn nog niet bekend in de KEV 2021, daarom is data over 2020 gebruikt (PBL, 2021).

Tabel 1 - Energetische waarde en emissies 2019

	Eenheid	Waarde 2019
Totale productie elektriciteit	PJ	436
Gemiddelde emissiefactor CO ₂ (totale productie elektriciteit)	kg CO ₂ /kWh	0,369
Fossiele productie	PJ	340
CO ₂ -emissies elektriciteitsproductie	Mton CO ₂ -eq.	44,65
Methaanemissies uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting	Mton CO ₂ -eq.	0,9
Elektriciteitssector - overige broeikasgassen	Mton CO ₂ -eq.	0,2

We rekenen twee scenario's door voor het toekennen van de emissies van elektriciteitsproductie bij de landbouw. Het eerste waarin 95% van de emissies in de categorie 'Methaanemissies uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting' worden toegerekend aan de methaanemissies. De tweede aanname is dat 50% van de emissies wordt toegerekend aan de methaanemissies. Tabel 2 geeft de resultaten voor de fossiele emissiefactor voor 2019 weer.

Tabel 2 - Resultaten fossiele emissiefactor voor 2019

	Eenheid	Onderwaarde 2019	Bovenwaarde 2019
CO ₂ -emissies elektriciteitsproductie	Mton CO ₂ -eq.	44,65	44,65
Methaanemissies uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting	Mton CO ₂ -eq.	0,9 * 50%	0,9 * 95%
Elektriciteitssector - overige broeikasgassen	Mton CO ₂ -eq.	0,2	0,2
Totale emissies elektriciteitsproductie	Mton CO ₂ -eq.	45,3	45,7
Fossiele gemiddelde emissiefactor	kg CO₂/kWh	0,480	0,484

Uit de bekende gegevens van de totale elektriciteitsproductie in Nederland volgt dat de fossiele gemiddelde emissiefactor 0,480-0,484 kg CO₂/kWh is over het jaar 2019. De waarden voor 2020 zijn nog niet bekend.

2.2 Toekomstige gemiddelde fossiele emissiefactor

Gebaseerd op de prognoses van het PBL in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2021 is de geprognoseerde fossiele emissiefactor te schatten. We gaan uit van de emissies in het 'Vastgestelde en voorgenomen beleid'. De door het PBL gegeven verwachte emissies in 2030 voor de elektriciteitssector zijn tussen de 25,5 en 31,4 Mton CO₂, de definitie zoals gehanteerd voor de klimaat- en energieverkenning (PBL, 2021b). Dit is een zeer grote onzekerheidsmarge, vooral veroorzaakt doordat er nog veel onzekerheid is over de hoeveelheid import van energie in Nederland. Meer import van elektriciteit betekent dat er minder elektriciteit in Nederland geproduceerd hoeft te worden, wat lagere emissies voor de elektriciteitssector in Nederland betekend.

De door het PBL gegeven verwachte emissies in 2030 voor de elektriciteitssector zijn tussen de 25,5 en 31,4 Mton voor de elektriciteitssector, de definitie zoals gehanteerd voor de Klimaat- en energieverkenning (PBL, 2021). Dit is een zeer grote onzekerheidsmarge, vooral veroorzaakt doordat er nog veel onzekerheid is over de hoeveelheid energie-import in Nederland. In Paragraaf 3.4 lichten we het effect van deze onzekerheid verder toe.

In Tabel 3 zijn de energetische waarden en emissies weergegeven voor 2019, 2025 en 2030. Dit zijn de inputparameters voor onze berekening. De waarden voor 2025 en 2030 zijn het gemiddelde van de boven- en onderkant van het bereik.

Tabel 3 - Energetische waarde en emissies 2019, 2025 en 2030

	Eenheid	CBS	KEV 2021	
		2019	2025	2030
Totale productie elektriciteit	PJ	436	514	514
Gemiddelde emissiefactor CO ₂ (totale productie elektriciteit)	kg CO ₂ /kWh	0,369	0,208	0,094
Fossiele productie	PJ	340	233	144
CO ₂ -emissies elektriciteitsproductie	Mton CO ₂ -eq.	44,65	30,83	14,47
Methaanemissies uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting	Mton CO ₂ -eq.	0,9	1,0	0,9
Elektriciteitssector - overige broeikasgassen	Mton CO ₂ -eq.	0,2	0,2	0,2

We rekenen twee scenario's door voor het toekennen van de emissies van elektriciteitsproductie bij de landbouw. Het eerste waarin 95% van de emissies in de categorie 'Methaanemissies uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting' wordt toegerekend aan de methaanemissies. De tweede aanname is dat 50% van de emissies wordt toegerekend aan de methaanemissies. Tabel 4 geeft de resultaten voor de fossiele emissiefactor voor 2025 en 2030 weer.

Tabel 4 - Resultaten fossiele emissiefactor voor 2025 en 2030

	Eenheid	2025		2030	
CO ₂ -emissies elektriciteitsproductie	Mton CO ₂ -eq.	35,32	35,32	18,1	18,1
Methaanemissies uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting	Mton CO ₂ -eq.	0,9 * 50%	0,9 * 95%	0,9 * 50%	0,9 * 95%
Elektriciteitssector - overige broeikasgassen	Mton CO ₂ -eq.	1,0	1,0	0,2	0,2
Totale emissies	Mton CO ₂ -eq.	20,38	20,83	14,07	14,47
Fossiele gemiddelde emissiefactor	kg CO ₂ /kWh	0,469	0,476	0,352	0,362

De fossiele emissiefactor volgens de prognose (gemiddelde van het bereik) opgenomen in de KEV 2021 daalt voor 2025 naar 0,469-0,476 kg CO₂/kWh en voor 2030 naar 0,352-0,362 kg CO₂/kWh. Het verschil ligt in de aanname welk gedeelte van de emissies 'Methaanemissies uit wkk-glastuinbouw en co-vergisting' afkomstig is van de wkk's.

Het PBL kent voor de fossiele productie een bereik met een onder- en bovenwaarde vanwege de relatief grote onzekerheid. Omdat er geen emissiefactor bekend is voor de onder- en bovenwaarde maar alleen voor het gemiddelde. Daardoor kan er geen exacte berekening uitgevoerd worden van de fossiele gemiddelde emissiefactor voor de onder- en bovenwaarde. In Paragraaf 3.4 lichten we de interactie tussen de emissiefactor en de onder- en bovenwaarde van de productie in detail toe.

2.3 Conclusie fossiele gemiddelde emissiefactor

De vastgestelde fossiele emissiefactoren voor 2019 en geprognoteerde fossiele emissiefactor zijn weergegeven in Tabel 5.

Tabel 5 - Resultaten fossiele emissiefactor 2019, 2025 en 2030

	Eenheid	2019	Prognose 2025	Prognose 2030
Totale productie elektriciteit	PJ	436	514	514
Emissiefactor totaal	kg CO ₂ /kWh	0,369	0,208	0,094
Fossiele productie elektriciteit	PJ	340	233	144
Fossiele gemiddelde emissiefactor	kg CO ₂ /kWh	0,480-0,484	0,469-0,476	0,352-0,362

Uit de bekende gegevens van de totale elektriciteitsproductie in Nederland volgt dat de fossiele emissiefactor 0,480-0,484 kg CO₂/kWh is over het jaar 2019. De fossiele emissiefactor volgens de middenwaarde van de prognose opgenomen in de KEV 2021 daalt voor 2025 naar 0,469-0,476 kg CO₂/kWh en voor 2030 naar 0,352-0,362 kg CO₂/kWh. De fossiele emissiefactor daalt dus licht richting 2025, maar daalt significant in 2030. Deze toekomstige factor kent nog wel onzekerheid door de ontwikkeling van de energiesector in de toekomst. In Paragraaf 3.4 lichten we deze onzekerheid met betrekking tot de emissiefactor en de onder- en bovenwaarde van de productie in detail toe.

3 Analyse emissiefactor in bredere context

Voor de duiding van het Europese richtsnoer en de emissiefactor worden verschillende thema's in een bredere context hier toegelicht. Dit zijn:

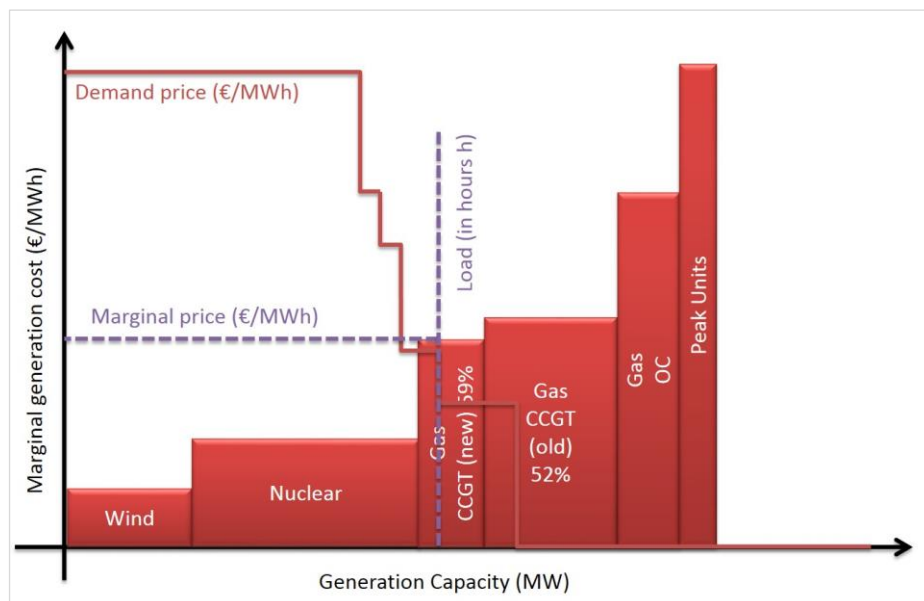
- De werking in het algemeen van de merit order voor de Nederlandse elektriciteitsproductie (Paragraaf 3.1).
- Een beschrijving van het verschil tussen Definitie 10 en 11 van het EU-richtsnoer (Paragraaf 3.2).
- De relatie tussen de merit order en de emissiefactor volgens Definitie 10 en Definitie 11 (Paragraaf 3.3).
- De relatie tussen de totale binnenlandse (fossiele) productie en de emissiefactor (Paragraaf 3.4).
- Het duiden van de hogere Duitse fossiele emissiefactor gebaseerd op de fossiele energiemix in Duitsland (Paragraaf 3.5).
- Inzicht in de energiekosten in Nederland en Duitsland, met daarbij inzicht in de kostprijs per type energiedrager in de energiemix (Paragraaf 3.6).

3.1 Merit order in de Nederlandse elektriciteitsmarkt

Op de elektriciteitsmarkt wordt de prijs bepaald op het punt waar de vraag en aanbod van elektriciteit elkaar ontmoeten. De productiekosten van de laatste centrale die nodig is om aan de vraag te voldoen bepaalt de prijs. Dit is de marginale centrale. De zogenaamde merit order is hiervoor bepalend.

Een merit order is een rangschikking van de verschillende elektriciteitsproductiebronnen. De merit order is gebaseerd op de marginale kostprijs en het beschikbare vermogen per bron. In Figuur 1 is een versimpelde weergave opgenomen van de merit order (de rode blokken). Per opwekbron, bijv. een energiecentrale of windturbine, bepaalt de eigenaar de marginale kosten waartegen een MWh-elektriciteit geproduceerd kan worden. De marginale kosten zijn de kosten voor het produceren van één extra MWh-elektriciteit op dat moment. De vermogens en prijzen van alle bronnen in de energiemarkt bepalen gezamenlijk de productieprijscurve.

Figuur 1 - Vereenvoudigde visualisatie merit order



Bron: (FEBEG, Iopend).

Het aanbod aan elektriciteit wordt afgestemd op de vraag naar elektriciteit. Maar de vraag naar elektriciteit is niet ongevoelig voor de prijs: bij hoge prijzen is er minder vraag naar elektriciteit dan bij lage prijzen. Er bestaat voor elektriciteit dus ook een vraagprijs die weergeeft wat de totale vraag is bij verschillende elektriciteitsprijzen (rode lijn in de figuur). De marktprijs en het ingezette vermogen worden bepaald door het punt waar de productie- en vraagprijscurve elkaar snijden. De overeenkomstige hoeveelheid elektriciteit wordt geproduceerd tegen de overeengekomen prijs (paarse lijnen). In het voorbeeld van de figuur is een bepaald type gascentrale de marginale centrale wiens marginale kosten overeenkomen met de marktprijs. Deze systematiek vindt voor ieder uur plaats en resulteert in een evenwicht tussen de hoeveelheid geproduceerde en afgenomen elektriciteit.

In Nederland is de volgorde van de huidige merit order op hoofdlijnen (in volgorde van marginale productiekosten, van laag naar hoog): zon en wind, nucleair, kolen, aardgas. De kostprijs is echter zeer afhankelijk van de kostprijs van brandstof, operationalisering van centrales/opwek (m.n. hoe flexibel ze zijn om het productievermogen te verlagen of te verhogen) en de CO₂-prijs. Een uitgebreide kostenvergelijking tussen kolen en gas is opgenomen in Paragraaf 3.6.

3.2 EU-richtsnoerdefinitie (10) en (11)

De basis voor de IKC-regeling is opgenomen in het richtsnoer *'Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021'*. De emissiefactor wordt door de Europese Unie bepaald voor verschillende regionale gebieden. De gebieden zijn: Adriatische Zee (Kroatië en Slovenië), Scandinavië (Zweden en Finland), Baltische staten (Litouwen, Letland en Estland), Centraal-West-Europa (Oostenrijk, Duitsland en Luxemburg), Iberisch Schiereiland (Portugal en Spanje), Tsjechië en Slowakije (Tsjechië en Slowakije) en alle andere lidstaten afzonderlijk. Nederland is dus een afzonderlijk gebied. Dit lijkt gestaafd op (historische) biedingszones,

zoals bijvoorbeeld de combinatie van Duitsland, Luxemburg en Oostenrijk.¹ Binnen één biedingszone mag stroom zonder beperkingen getransporteerd en verhandeld worden en geldt één uniforme elektriciteitsprijs.

Het EU-richtsnoer ‘*Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021*’ is de voorloper op het huidige richtsnoer. In het richtsnoer uit 2012 werden andere geografische gebieden aangehouden waaronder het gebied Oostenrijk, België, Frankrijk, Duitsland, Nederland, Luxemburg (EC, 2012). In de systematiek kunnen andere emissiefactoren vastgesteld worden voor de verschillende gebieden.

Definitie (10)

In het EU-richtsnoer zijn twee definities opgenomen hoe de emissiefactor berekend kan worden. De eerste Definitie (10) beschrijft: *“CO₂-emissiefactor: ...het gewogen gemiddelde, uitgedrukt in tCO₂/MWh, van de CO₂-intensiteit van de uit fossiele brandstoffen opgewekte elektriciteit in verschillende geografische gebieden. De weging geeft de productiemix van de fossiele brandstoffen in het geografisch gebied in kwestie correct weer. De CO₂-factor wordt berekend als het quotiënt van de door de energiesector verstrekte gegevens over de CO₂-equivalentemissies, gedeeld door de uit fossiele brandstoffen opgewekte elektriciteit in TWh (brutocijfer).”* (EC, 2020)

De emissiefactor wordt dan berekend gebaseerd op historische nationale cijfers. Definitie (10) is gebruikt in deze analyse en uitgebreid toegelicht in Paragraaf 1.1. De Europese Unie stelt deze emissiefactor vast voor de verschillende gebieden. De factoren in het richtsnoer 2021 zijn nog niet vastgesteld.

Definitie (11)

Een lidstaat, of een geografisch gebied zoals gedefinieerd in het richtsnoer, kan zelf een factor berekenen volgens Definitie (11) van het richtsnoer. Dit is de zogenaamde ‘markt-gebaseerde CO₂-factor’ en kent een andere methodologie. Als de Europese Unie instemt met de methodologie en de resultaten, krijgt de lidstaat toestemming om de markt-gebaseerde CO₂-factor te gebruiken. Deze komt in plaats van de door de EU berekende gemiddelde fossiele factor volgens Definitie (10).

De markt-gebaseerde factor wordt gedefinieerd als *“de toepasselijke CO₂-emissiefactor wordt bepaald op basis van een studie van het CO₂-gehalte van de daadwerkelijke marginale technologie op de elektriciteitsmarkt”* (EC, 2020). De factor wordt berekend *“...aan de hand van een model van het elektriciteitssysteem waarmee de prijsvorming wordt gesimuleerd, en van waargenomen data voor de marginale technologie in het hele jaar”* (EC, 2020). Dit betekent dat in een studie per uur wordt bepaald wat de marginale centrale is; oftewel de prijsstellende en duurste opwekinstallatie die wordt ingezet in dat uur. Dit gebeurt gebaseerd op een marktmodel en gemeten data. De verwachte interpretatie van deze definitie is dat per uur de marginale centrale wordt bepaald met de bijpassende emissiefactor. Het gemiddelde van alle uren resulteert in de markt-gebaseerde emissiefactor. In Kader 1 lichten we de andere interpretatie toe. In de rest van dit rapport hantieren we echter de interpretatie van Definitie (11) als het gemiddelde van de marginale centrale per uur.

¹ Voor meer informatie over de Europese biedingszones: [link](#)

Kader 1 - Alternatieve interpretatie Definitie (11)

Alternatieve interpretatie Definitie (11)

Definitie (11) kan ook anders geïnterpreteerd worden, namelijk dat één marginale technologie wordt geïdentificeerd. Het richtsnoer definieert niet of dit dan bijvoorbeeld één energiecentrale of één energiedrager is. De marginale centrale zal volgens deze interpretatie naar verwachting de centrale die de meeste uren de marginale centrale is. Als deze marginale centrale een hogere emissiefactor kent dan de gemiddelde fossiele emissiefactor, zou dit dus betekenen dat Definitie (11) hoger is dan de gemiddelde fossiele emissiefactor. Verschillende conclusies in volgende paragrafen zouden anders zijn als Definitie (11) zo geïnterpreteerd wordt. De manier om er achter te komen wat de juiste definitie is, is door dit in een technische werkgroep te vragen.

Volgens Definitie (11) van het richtsnoer dient de Commissie de studie te reviewen: *“De Commissie maakt, in het kader van haar verenigbaarheidsanalyse op grond van artikel 107, lid 3, onder c), van het Verdrag en de onderhavige richtsnoeren, een beoordeling van de geschiktheid van de studie en de daarmee verkregen markt-gebaseerde CO₂-emissiefactor”* (EC, 2020). Het bedoelde artikel is van het ‘Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie’ en geeft aan dat een steunmaatregel verenigbaar is met de interne markt als: *“steunmaatregelen om de ontwikkeling van bepaalde vormen van economische bedrijvigheid of van bepaalde regionale economieën te vergemakkelijken, mits de voorwaarden waaronder het handelsverkeer plaatsvindt daardoor niet zodanig worden veranderd dat het gemeenschappelijk belang wordt geschaad.”* (EU, 2012). De Europese Unie dient dus te bepalen of de studie, en daarmee de afwijkende emissiefactor voor dat geografische gebied, niet resulteert in een zodanige verandering van het handelsverkeer dat het gemeenschappelijk belang wordt geschaad.

Verschillen in Definities (10) en (11)

Let wel, deze verschillen beschrijven we voor de interpretatie van Definitie (11) als het gemiddelde van de marginale centrale per uur, en niet zoals de interpretatie als opgenomen in Kader 1.

Het eerste verschil tussen Definitie (10) en (11) is dat Definitie (10) vastgesteld wordt door de Europese Commissie en (11) vastgesteld kan worden door middel van een studie van een deskundige partij. Een geografisch gebied, of één land dat onderdeel is van een geografisch gebied, kan daarmee dus haar emissiefactor opnieuw berekenen. Dit kan invloed hebben op het subsidiebedrag.

Beide definities kennen ook een zeer verschillende methode. Definitie (10) is een eenvoudigere variant waarin de gemiddelde emissiefactor van alle fossiele productie wordt berekend. Definitie (11) is een modelmatige benadering waarin wordt geanalyseerd per uur wat de marginale centrale is. De marginale centrale is de duurste opwekbron in de merit order die nog wordt ingezet om aan de vraag te voldoen. Dit kan dus een gas- of kolencentrale zijn, maar bij overschotten van duurzame energie ook een windmolen of zonnepaneel. Per uur kan de marginale productie-eenheid verschillen. De emissiefactor van de marginale eenheid is leidend in Definitie (11).

Eén ander verschil is de rol van import en export in de definities. Definitie (10) neemt alleen binnenlandse productie mee. Import is dus geen onderdeel maar export wel. Definitie (11) schrijft voor dat ook de uren meegenomen dienen te worden dat invoer, oftewel import, de marginale centrale is. Het is echter onduidelijk hoe dan de emissiefactor voor invoer wordt bepaald en meegenomen. Het kan bijvoorbeeld zijn dat daadwerkelijk één energiecentrale met de daarbij passende emissiefactor vastgesteld dient te worden in het buitenland. Het kan ook zijn dat een gemiddelde fossiele factor gebruikt wordt voor het

land. Het richtsnoer geeft hier geen duidelijkheid over. Daardoor is het effect van invoer van elektriciteit op de emissiefactor niet te bepalen. Hoeveel energie wordt geëxporteerd bepaalt mede welke centrale de marginale centrale is. Export heeft dus ook invloed op de emissiefactor volgens Definitie (11).

In de volgende paragraaf lichten we nog een belangrijk verschil toe in relatie tot de merit order.

3.3 Merit order en relatie met de emissiefactor

Definitie (10) is onafhankelijk van de uurlijkse productie van elektriciteit. De emissiefactor is gebaseerd op de jaarlijkse productie. De totale productie is logischerwijs wel gebaseerd op de merit order. De goedkoopste bronnen worden immers ingezet. Echter is de gemiddelde emissiefactor niet gebaseerd op de merit order van individuele uren.

Definitie (11) kent een directe link met de uurlijkse merit order. De marginale centrale van ieder uur bepalen gezamenlijk de markt-gebaseerde emissiefactor. Hierdoor ontstaan twee belangrijke verschillen. Let wel, deze verschillen beschrijven we voor de interpretatie van Definitie (11) als het gemiddelde van de marginale centrale per uur, en niet zoals de interpretatie als opgenomen in Kader 1.

Effect van verschillende fossiele bronnen

Het eerste verschil is dat de markt-gebaseerde en gemiddelde emissiefactoren kunnen verschillen als de energiemix bestaat uit verschillende fossiele bronnen. Fossiele bronnen komen later in de merit order dan hernieuwbare bronnen, de marginale kosten zijn namelijk hoger omdat hernieuwbare energie geen brandstofkosten kent. De fossiele bronnen zijn bij een systeem met weinig duurzame opwek nog altijd vaak de marginale productie-eenheid. Als er een systeem is waarin stroom wordt geproduceerd uit verschillende fossiele bronnen, hangt de markt-gebaseerde emissiefactor af van welke bron het vaakst de marginale bron is.

In Tabel 6 is een voorbeeld gegeven van deze werking voor een systeem met fossiele productie uit kolen en gas. Daarbij is het van belang om te weten dat kolencentrales hogere emissies per kWh kennen dan gascentrales.

Tabel 6 - Interactie tussen aandeel fossiele productie en aandeel aantal uren marginale centrale

Voorbeeld-situatie	Aandeel fossiele elektriciteitsproductie (MWh) - gemiddelde factor		Aantal uren marginale centrale (uur/jaar) - markt-gebaseerde factor		Effect emissiefactor
	Kolen	Gas	Kolen	Gas	
1	30%	70%	30%	70%	Gemiddelde en markt-gebaseerde emissiefactor zijn gelijk
2	30%	70%	10%	90%	Markt-gebaseerde emissiefactor is lager dan de gemiddelde emissiefactor
3	30%	70%	50%	50%	Markt-gebaseerde emissiefactor is hoger dan de gemiddelde emissiefactor

Het voorbeeld in Tabel 6 gaat uit van een zeer versimpelde weergave en is illustratief. Ook binnen verschillende soorten centrales zit differentiatie in de emissiefactor. Oude gascentrales zijn namelijk minder efficiënt dan nieuw gascentrales en zijn daarom duurder en vervuilerder. Dit maakt dat de gemiddelde en de markt-gebaseerde factor soms dichter of verder uit elkaar liggen dan dat je op basis van het vereenvoudigde beeld in de tabel zou kunnen verwachten. Alle kolencentrales kennen wel hogere emissiefactoren dan gascentrales.

Welke van de in Tabel 6 genoemde situatie zich voordoet in Nederland of andere landen is vooraf lastig vast te stellen. Het kan wel één van de effecten zijn die een verschillend cijfers tussen de gemiddelde en markt-gebaseerde CO₂-factor kan verklaren. Een uitgebreidere analyse gebaseerd op werkelijk data is echter vereist om verschillen tussen de gemiddelde en markt-gebaseerde factor te onderbouwen en begrijpen.

Effect hernieuwbare overschotten

Een tweede verschil ontstaat bij een sterke toename van de productie van duurzame energie, voornamelijk relevant voor de toekomstige emissiefactor. Er zullen dan uren bestaan dat zon en wind namelijk de marginale opwek zijn; er is een overschot aan duurzame energie. De emissiefactor voor deze bronnen is 0 kg CO₂/kWh. Volgens de KEV 2020 zal in 2030 ongeveer 3.000 uur per jaar de marginale productie-eenheid een opwekbron zijn met een emissiefactor van 0 kg CO₂/kWh (PBL, 2021a).

De emissiefactor volgens Definitie (10) is gebaseerd op de totale jaarlijkse fossiele productie, zoals berekend in Hoofdstuk 2. De duurzame productie heeft geen directe invloed op deze emissiefactor: de energiemix verandert wel, maar de factor wordt alleen berekend over het fossiele gedeelte. De markt-gebaseerde emissiefactor kent wel een directe relatie met het aantal uren met een emissiefactor van 0 kg CO₂/kWh. In 2030 kennen ongeveer 1/3 van de uren duurzame opwek als marginale bron (3.000 van de 8.760 uren). Daarmee zal de markt-gebaseerde emissiefactor aanzienlijk lager zijn dan de gemiddelde fossiele emissiefactor in 2030.

3.4 Relatie totale binnenlandse productie uit fossiele energiebronnen en de emissiefactor

In deze paragraaf lichten we eerst toe hoeveel elektriciteit er in 2025 en 2030 mogelijk wordt geproduceerd uit verschillende fossiele bronnen. Vervolgens lichten we het effect op de emissiefactoren toe.

Minimale en maximale elektriciteitsproductie

De gemiddelde fossiele emissiefactor volgens Definitie (10) is afhankelijk van de verdeling van de fossiele productie over verschillende bronnen. De verdeling van productie over verschillende type energiedragers en centrales is afhankelijk van de totale energieproductie in Nederland. In de KEV 2021 is voor de elektriciteitsproductie een bereik opgegeven met een onder- en bovenwaarde. Dit bereik is bekend voor de totale productie uit verschillende energiedragers. De emissiefactor is alleen bekend voor de middenwaarde en is niet berekend voor het bereik.

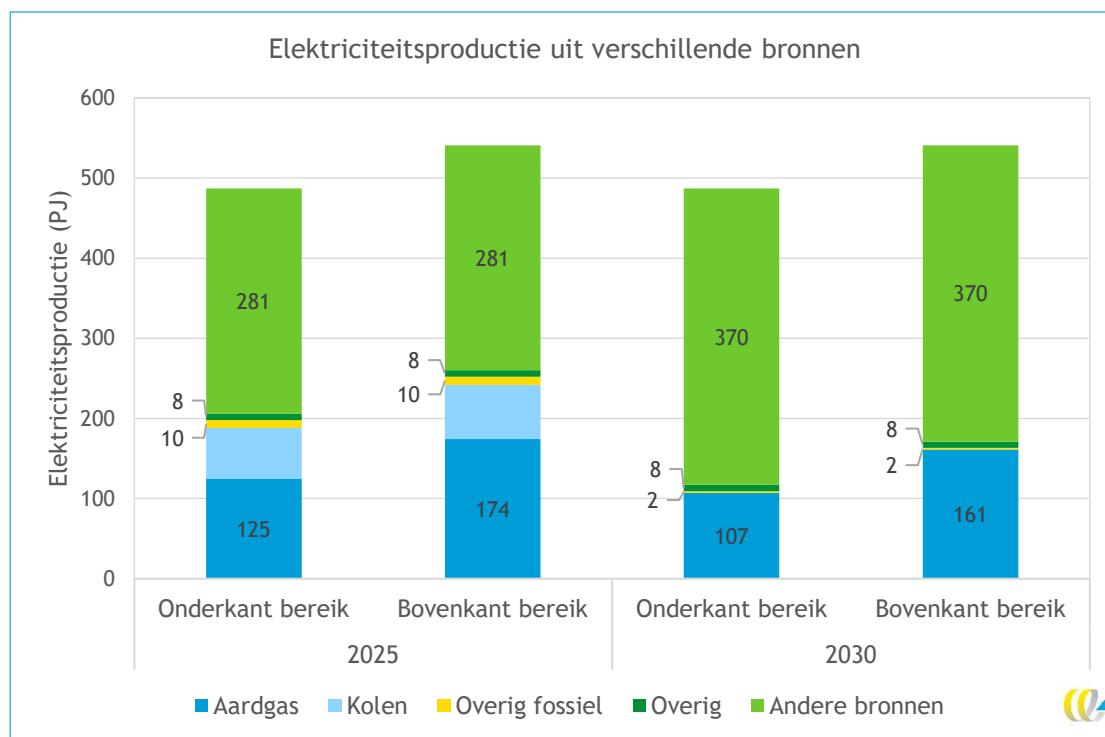
Figuur 2 toont de productie, uitgedrukt in PJ elektriciteitsproductie per jaar, uit verschillende bronnen voor de onder- en bovenkant van het bereik in 2025 en 2030. De onzekerheid komt voort uit het feit dat de concurrentiepositie van opwek in Nederland ten opzichte van

andere energiecentrales in het Europese systeem onzeker zijn. Als aardgas goedkoop is, of er minder opwek in andere landen wordt geïnstalleerd, zullen onze gascentrales meer energie opwekken en zullen we minder importeren of meer exporteren. Als de concurrentiepositie van opwek in Nederland minder goed is, zal de binnenlandse productie afnemen. In de volgende paragraaf lichten we het effect op de emissiefactor verder toe.

Kijkend naar het bereik van de energieproductie in Nederland voor 2025 en 2030 in Figuur 2 valt op dat:

- In 2030 is bijna de volledige fossiele productie afkomstig van aardgas voor zowel de onder- als bovenkant van het bereik.
- In 2025 wordt het grootste gedeelte van bereik ingevuld met een verandering in de productie door middel van aardgas. De productie uit kolen laat slechts een klein verschil zien binnen het bereik. Het relatieve aandeel aardgas neemt toe aan de bovenkant van het bereik en het aandeel is lager bij de onderkant van het bereik.

Figuur 2 - Geprognostiseerde elektriciteitsproductie uit verschillende bronnen



Bron: Bewerking van KEV 2021 (PBL, 2021b).

Bereik van de productie en relatie met de gemiddelde emissiefactor

Een exacte kwantificering van de fossiele emissiefactoren voor het bereik is niet mogelijk. De emissiefactor ontbreekt in de KEV 2021 voor de onder- en bovenkant van het bereik. Wel kunnen emissiefactoren van verschillende energiebronnen worden gebruikt om de ontwikkeling van de emissiefactor te duiden voor het bereik.

In Tabel 7 zijn de huidige emissiefactoren bepaald voor aardgas- en kolenproductie in Nederland, gebaseerd op de emissies en productie in 2019. Dit hangt samen met de efficiëntie van de centrales in het huidige productiepark. De verhouding tussen de emissiefactor van kolen en gas zal echter maar weinig veranderen in de toekomst.

Tabel 7 - Huidige emissiefactoren per productiemethode

Bron	Emissies (Mton)	Productie (TWh)	Emissiefactor (kg CO ₂ /kWh)
	(CBS, 2020)	(CBS, 2021b)	Berekening
Aardgas	22,3	70,44	0,317
Kolen	13,9	17,15	0,811

De gemiddelde fossiele emissiefactor voor elektriciteitsproductie in Nederland volgens de prognose opgenomen in de KEV 2021 is in 2025 0,469-0,476 kg CO₂/kWh en in 2030 0,352-0,362 kg CO₂/kWh voor de middenwaarde van het bereik, zoals berekend in Hoofdstuk 2.

Een afwijking van de energieproductie van deze middenwaarde betekent voor de gemiddelde fossiele emissiefactor:

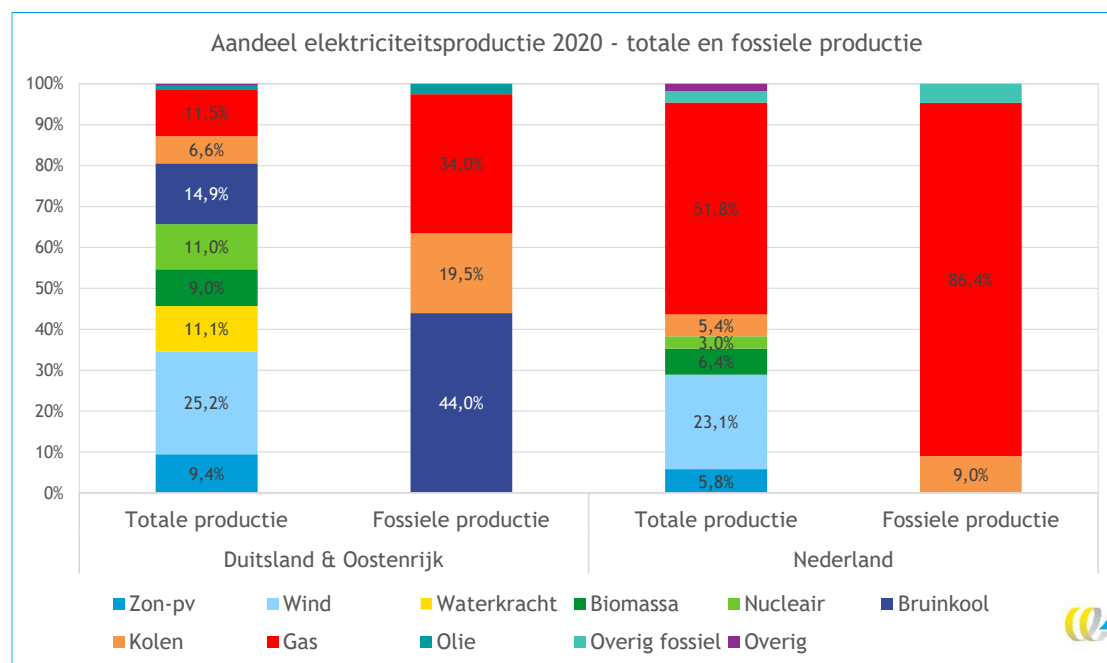
- Voor 2025 betekent de onderkant van het bereik, oftewel een lagere productie, dat het aandeel kolen in de fossiele productie toeneemt. Er wordt dan vooral minder energie geproduceerd uit aardgas. Kolen kennen een hogere emissiefactor, zoals opgenomen in Tabel 7, dan de gemiddelde fossiele emissiefactor. De gemiddelde fossiele emissiefactor zal dus naar verwachting toenemen bij de onderkant van het bereik vanwege het grotere aandeel kolenproductie.
- Voor 2025 betekent de bovenkant van het bereik een grotere hoeveelheid productie uit fossiele bronnen. De toename van de productie vindt vooral plaats door productie uit aardgas. Omdat aardgas een lagere emissiefactor kent dan de gemiddelde fossiele emissiefactor, zal bij de bovenwaarde van het bereik de fossiele emissiefactor dalen.
- Voor 2030 zal het verwachte bereik maar beperkt invloed hebben op de fossiele emissiefactor. Er is geen kolenproductie meer in 2030. De fossiele productie bestaat grotendeels uit aardgas en een klein gedeelte uit de categorie ‘overig’ en ‘overig fossiel’. De emissiefactor is in 2030 redelijk overeenkomstig met de huidige emissiefactor van de aardgascentrales. Iedere gascentrale heeft een andere emissiefactor, nieuwere centrales zijn meestal iets efficiënter en hebben een iets lagere emissiefactor. Een verandering in de hoeveelheid aardgasproductie zal resulteren in meer inzet van centrales met een iets hogere factor. Een verandering in de fossiele productie in 2030 zal dus resulteren in meer inzet van gascentrales. Als er meer productie komt uit iets minder efficiënte gascentrales zal de emissiefactor licht stijgen, maar dit is een beperkt effect op de fossiele emissiefactor.

3.5 Energiemix Nederland en Duitsland en Oostenrijk

Bepalend voor de fossiele emissiefactor is het relatieve aandeel elektriciteitsproductie uit de verschillende fossiele bronnen. Voor 2020 kan deze data vergeleken worden voor Duitsland (ISE, 2021), Oostenrijk (Our World in Data, 2021) en Nederland (PBL, 2021b). De fossiele emissiefactor wordt door de EU berekend voor Duitsland en Oostenrijk samen, ze zijn gezamenlijk gedefinieerd als één geografisch gebied. Daarom wordt de vergelijking

gemaakt voor deze twee landen samen. De resulterende totale en fossiele productiemix is weergegeven in Figuur 3.

Figuur 3 - Samenstelling totale en fossiele productie mix elektriciteit



In Figuur 3 valt op dat in Duitsland en Oostenrijk een groot gedeelte van de fossiele energie wordt opgewerkt uit steen- en bruinkolen (63,5% van de fossiele opwek) ten opzichte van Nederland (9,0%). De fossiele productie in Nederland is bijna volledig afkomstig uit aardgas.

Een korte vergelijking met buurland België kan ook worden gemaakt. In België wordt sinds 2016 geen elektriciteit uit kolen meer geproduceerd. De Belgische elektriciteitsmix heeft een relatief groot gedeelte nucleair, ongeveer 40%. De fossiele productie bestaat uit aardgascentrales en een beperkt gedeelte ‘overig fossiel’. De aardgascentrales in België kennen een emissies die op hoofdlijnen gelijk is aan de Nederlandse centrales. De emissiefactor van ‘overig fossiel’ is niet bekend.

De primaire energie CO₂-emissiefactoren voor deze fossiele brandstoffen zijn weergegeven in Tabel 8. Als met deze bronnen elektriciteit wordt geproduceerd dient ook de efficiëntie van de centrale meegenomen te worden. Als rekenvoorbeeld zijn inschattingen van realistische efficiëntie van centrales opgenomen en de daarbij passende indicatieve emissiefactor.

Tabel 8 - CO₂-emissiefactoren voor fossiele energiebronnen

Energiebron	Emissiefactor primaire energie (kg CO ₂ /kWh _{primair}) (<i>German Environment Agency, 2016</i>)	Rekenvoorbeeld: Aanneمة efficiëntie moderne elektriciteitscentrale (KIVI, 2021)	Rekenvoorbeeld: Emissiefactor elektriciteit (kg CO ₂ /kWh)
Bruinkool	0,36-0,40	46%	0,79-0,87
Steenkool	0,34	46%	0,73
Aardgas	0,20	60%	0,34

Uit deze globale inschatting blijkt dat steen- en bruinkool een hogere emissiefactor hebben dan aardgas. Kolen zijn 2 tot 2,5 keer meer vervuilend dan aardgas. Deze cijfers zijn in lijn met het beeld in Nederland, zie Tabel 7. Aangezien (bruin)kolen een groot gedeelte van de energieproductie in Duitsland verzorgen, zal de gemiddelde fossiele emissiefactor in het gebied Duitsland, Oostenrijk en Luxemburg hoger zijn dan in Nederland.

3.6 Elektriciteitsprijzen en de relatie met productiebronnen

Kolen en gascentrales dienen CO₂-rechten te overleggen voor hun emissies. Vanwege de hogere emissies per kWh zijn de totale kosten voor emissierechten hoger voor kolen ten opzichte van aardgas. Een hogere fossiele emissiefactor betekent dat er meer ETS-rechten verkregen dienen te worden per kWh en dat resulteert in een hogere elektriciteitsprijs. Dit is logischerwijs echter maar één van de componenten die de elektriciteitsprijs bepalen. De brandstofkosten zijn een andere zeer bepalende factor.

In Tabel 9 zijn de elektriciteitsprijzen voor grootverbruikers weergegeven voor Nederland, Duitsland, Oostenrijk en het Europese gemiddelde (Eurostat, 2021). Resultaten zijn weergegeven voor grootverbruikers met een verbruik voor 20-70 TWh en 70-150 TWh om een beeld te geven van de kostprijs voor grote industriële gebruikers. Duitsland kent lagere prijzen dan Nederland, het verschil is ongeveer 10 €/MWh. De prijs in België ligt tussen de prijs in Nederland en Duitsland in. De prijs volgens Eurostat voor een verbruik tussen de 70 - 150 TWh was bijvoorbeeld 53,05 €/MWh in 2020.

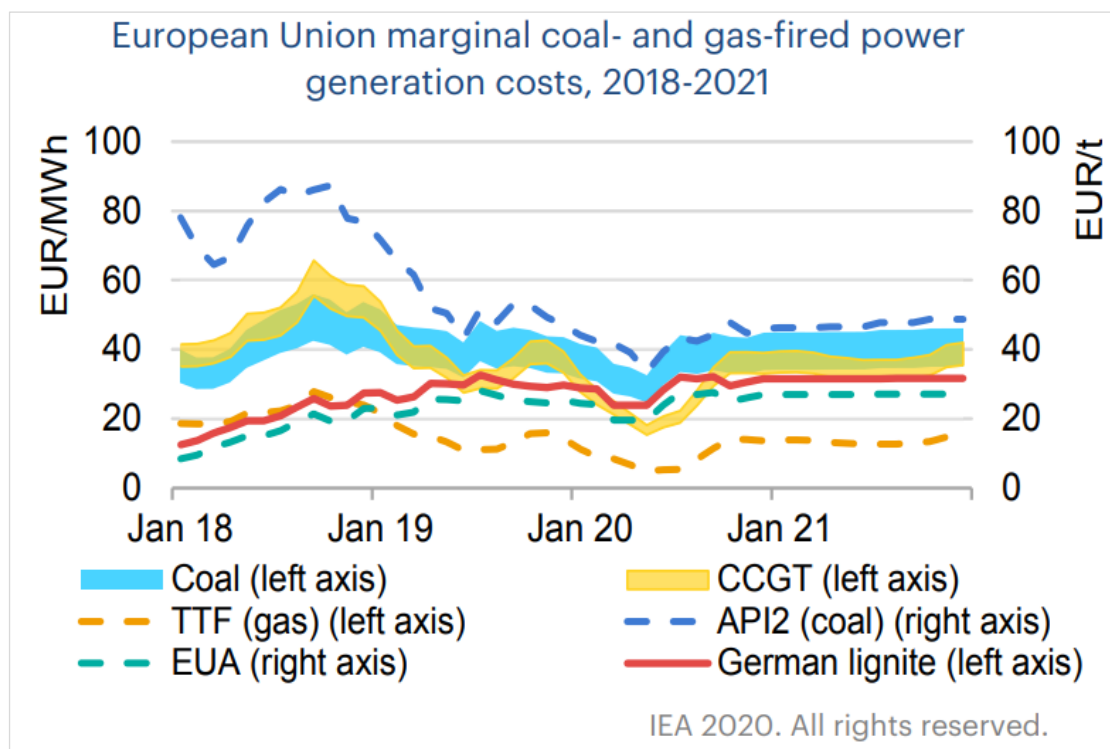
Tabel 9 - Elektriciteitsprijzen voor grootverbruikers (Eurostat, 2021)

Elektriciteit productieprijs 2020, excl. belasting en heffingen	2019 (€/MWh)		2020 (€/MWh)	
	20-70 TWh	70-150 TWh	20-70 TWh	70-150 TWh
Verbruik per jaar				
EU 27	€ 64,50	€ 59,40	€ 62,60	€ 55,10
Nederland	€ 59,50	€ 56,60	€ 60,30	€ 59,70
Duitsland	€ 54,80	€ 49,70	€ 56,70	€ 46,20
Oostenrijk	€ 62,80	€ 58,40	€ 66,20	€ 60,20

De marginale kostprijs van elektriciteit wordt bepaald door het productiepark en de operationele kosten hiervan (oftewel de centrales en het soort centrales), de transportcapaciteit (oftewel het vermogen om stroom te verplaatsen door het land en te importeren/exporteren), de kosten van energie (zoals kolen en gas), de CO₂-prijs, transporttarieven, belastingen en heffingen. De CO₂-prijs is logischerwijs uniform in de Europese Unie. De andere factoren verschillen per land. De prijs van elektriciteit uit verschillende bronnen bepaalt de gemiddelde prijs en de energiemix.

In Figuur 4 zijn de marginale kosten voor elektriciteitsproductie uit gas en kolen in de EU weergegeven (IEA, 2020a). De marginale productieprijs volgens de EIA van bruinkoolproductie was eind 2020 ongeveer 32 €/MWh (IEA, 2020b). De elektriciteitsproductieprijs uit kolen was eind 2020 tussen de 35 en 45 €/MWh en gas tussen de 35 en 42 €/MWh. Ondanks hogere kosten voor ETS-rechten voor kolencentrales, zijn de kosten voor aardgas dus hoger dan in ieder geval bruinkool. Dit zijn dus Europese cijfers en hoeven niet per se gelijk te zijn aan Nederlandse of Duitse kosten.

Figuur 4 - Marginale kosten voor elektriciteitsproductie uit gas en kolen



Bron: (IEA, 2020a).

Volgens de IEA is de prijs van elektriciteit uit gasproductie in 2020 competitiever geworden ten opzichte van kolen door de stijgende ETS-prijs en daling van de gasprijs. Centrales op (bruin)kool hebben hogere emissies per MWh dan gas en moeten daardoor meer ETS-rechten overleggen. In sommige weken in 2020 waren de productieprijsen van gas zelfs lager dan bruinkool in Duitsland vanwege de lage gasprijzen. Dit geeft de interactie tussen de gas-, kolen- en CO₂-prijzen aan met de energieproductie. In de toekomst zullen door stijgende CO₂-prijzen de relatieve kosten voor kolen sneller stijgen dan voor gas. De ontwikkelingen in de toekomstige gas- en kolenprijzen zijn onzeker. Hoe de prijzen zich ontwikkelen zal bepalen hoe energie wordt geproduceerd en daarmee de emissiefactoren.

In Tabel 10 is een indicatieve berekening gemaakt van de CO₂-kosten bij elektriciteitsproductie door het ETS. De indicatieve emissiefactoren uit Tabel 8 zijn aangenomen. Er is gerekend met een CO₂-prijs van 25 €/ton CO₂, wat overeen komt met de ETS-prijs in 2020, en een hogere CO₂-prijs van 70 €/ton CO₂. De CO₂-rechten voor aardgas productie zijn bij een prijs van 25 €/ton CO₂ zoals in 2020 ongeveer 14% van de Nederlandse elektriciteitskosten uit Tabel 9. In België ligt de elektriciteitsprijs lager en is dit ongeveer 16%.

De huidige hoge CO₂-prijzen hebben logischerwijs een nog groter effect op de elektriciteitsprijs. De kostprijs van elektriciteitsproductie uit (bruin)kool zal relatief stijgen ten opzichte van aardgas en hernieuwbare bronnen door de stijgende CO₂-prijs. De prijs van een energiemix deels bestaande uit (bruin)kool, zoals Duitsland, zal dus relatief sterker stijgen dan een energiemix met aardgas en hernieuwbaar.

Tabel 10 - Indicatieve berekening CO₂-kosten voor elektriciteitsproductie

	Indicatieve emissiefactor elektriciteit	Indicatieve emissiefactor elektriciteit	CO ₂ -kosten bij ETS-prijs van 25 €/ton CO ₂	CO ₂ -kosten bij ETS-prijs van 70 €/ton CO ₂
Eenheid	kg CO ₂ /kWh	Ton CO ₂ /MWh	€/MWh	€/MWh
Bruinkool	0,83	0,83	€ 20,8	€ 58,1
Steenkool	0,73	0,73	€ 18,3	€ 51,1
Aardgas	0,34	0,34	€ 8,5	€ 23,8

3.7 Samenvatting emissiefactoren in een bredere context

In deze beschouwing is een bredere context geschetst rond de emissiefactor volgens Definitie (10) en (11) uit het EU-richtsnoer. De belangrijkste verschillen zijn:

- Definitie (10) is een gemiddelde fossiele emissiefactor gebaseerd op de fossiele productie gedurende één jaar. Definitie (11) is gebaseerd op de marginale centrale over alle uren van het jaar.²
Lidstaten kunnen zelf de keuze maken om Definitie (11) te berekenen door een studie, anders geldt de definitie zoals vastgesteld door de EU volgens Definitie (10).
- Import en export hebben voornamelijk invloed op Definitie (11), het is echter onduidelijk uit het EU richtsnoer hoe dit exact meegenomen dient te worden.
- De merit order bepaalt mede de marginale centrale en heeft daardoor grote invloed op de markt-gebaseerde emissiefactor. Door het verschil tussen de emissies per kWh van de totale elektriciteitsproductie en die van de marginale centrale, kunnen de factoren volgens de twee definities verschillen. Daarbij zijn er twee belangrijke effecten:
 - De productiemix bestaat uit verschillende fossiele bronnen waardoor het voor kan komen dat de emissies per kWh van de marginale centrale niet overeenkomt met de emissies per kWh van de productiemix
 - Met een toename in uren met overschotten van duurzame elektriciteitsproductie zal de marktgebaseerde emissiefactor naar verwachting dalen.²

Gebaseerd op de beschikbare data is de emissiefactor volgens Definitie (11) niet te bepalen voor Nederland, een uitgebreidere studie is daarvoor vereist. Het verschil tussen de Definitie (10) en (11) is daardoor niet te kwantificeren gebaseerd op de analyses uit dit rapport.

De toekomstige productie is onzeker. In deze analyse hebben we kwalitatief beschreven wat het effect is van meer of minder productie in Nederland op de emissiefactor. Hiervoor zijn cijfers van de KEV 2021 gebruikt. Voor 2025 zien we dat een lagere of hogere productie invloed heeft op de emissiefactor, aangezien dit invloed heeft op het relatieve aandeel kolenproductie in de productiemix. In 2030 is de invloed beperkt omdat gascentrales het grootste gedeelte van de fossiele productie realiseren.

Vervolgens is een vergelijking gemaakt tussen Nederland en Duitsland en Oostenrijk. De fossiele energiemix in Duitsland en Oostenrijk bestaat voor een groter gedeelte uit steen- en bruinkool, waardoor naar verwachting de gemiddelde fossiele emissiefactor hoger zal zijn. Uit een prijsanalyse blijkt dat de elektriciteitsprijs in Duitsland in 2020 lager was, naar verwachting deels verklaard doordat de marginale kosten (m.n. de brandstofkosten) van bruinkool lager zijn dan die van steenkool en gas.

² Dit is de verwachte interpretatie van Definitie (11). Kader 1 beschrijft een mogelijke andere interpretatie. Alleen door overleg met de technische werkgroep van de EU kan hier uitsluitel over verkregen worden.



4 Literatuur

- CBS. 2020. *Uitstoot broeikasgassen 3 procent lager in 2019* [Online]. CBS. Available: <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2020/19/uitstoot-broeikasgassen-3-procent-lager-in-2019> [Accessed 12-8- 2021].
- CBS. 2021a. *Fossiele brandstof* [Online]. CBS. Available: <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2016/26/elektriciteitsproductie-uit-steenkool-opnieuw-hoger/fossiele-brandstoffen> [Accessed 9-2 2021].
- CBS. 2021b. *Statline: Elektriciteit en warmte; productie en inzet naar energiedrager* [Online]. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/80030NED/table?fromstatweb> [Accessed 12-8- 2021].
- CBS. 2021c. *Statline: Rendementen en CO2-emissie van elektriciteitsproductie in Nederland, update 2019* [Online]. CBS. Available: <https://www.cbs.nl/nl-nl/achtergrond/2021/08/rendementen-en-co2-emissie-van-elektriciteitsproductie-in-nederland-update-2019> [Accessed 12-8- 2021].
- EC, 2012. Mededeling van de Commissie Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van van de regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2012. *Publicatieblad van de Europese Unie*, C 158, 4-22.
- EC, 2020. Mededeling van de Commissie Richtsnoeren betreffende bepaalde staatssteunmaatregelen in het kader van het systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten na 2021 2020/C 317/04. *Publicatieblad van de Europese Unie*, C317/5, 5-19.
- EEA. 2021. *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation* [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-4/assessment> [Accessed 2021].
- EU, 2012. Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (geconsolideerde versie). *Publicatieblad van de Europese Unie (EU)*, 55, 47-407.
- Eurostat. 2021. *Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)* [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205_custom_1545256/default/table?lang=en [Accessed 10-11- 2021].
- Eurostat. sd. *Glossary : Fossil fuel* [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Fossil_fuel [Accessed 2-9- 2021].
- FEBEG. lopend. *Merit Order : Efficiënte productie door middel van een 'Merit Order'* [Online]. Brussel: FEBEG vzw. Available: <https://www.febeg.be/merit-order> [Accessed].



German Environment Agency, 2016. CO2 Emission Factors for Fossil Fuels. Dessau- Roßlau, German Environment Agency.

IEA. 2020a. *Coal 2020 : Analysis and forecast to 2025* [Online]. Paris: International Energy Agency (IEA). Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/00abf3d2-4599-4353-977c-8f80e9085420/Coal_2020.pdf [Accessed].

IEA. 2020b. *European Union marginal coal-and gas-fired power generation costs, 2018-2021* [Online]. International Energy Agency (IEA). [Accessed].

ISE, 2021. Net Public Electricity Generation in Germany in 2020. Freiburg, Fraunhofer.

Our World in Data. 2021. *Austria : Energy Country Profile* [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/energy/country/austria> [Accessed 10-11- 2021].

PBL, 2020. *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020*. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

PBL. 2021a. *Conceptadvies SDE++ 2022 : Waterstofproductie via Elektrolyse* [Online]. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL). Available: <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-conceptadvies-sde-plus-plus-2022-waterstofproductie-via-elektrolyse-4392.pdf> [Accessed].

PBL, 2021b. *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2021*. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).