Verslag van het 34e European Energy Law Seminar

mr. Y. Coenradie, mr. J.M. Luttge en mr. L.A.I. Franssen[1]

Op 27 en 28 januari 2025 vond in het Hotel Babylon in Den Haag de 34ste editie van het European Energy Law Seminar (EELS) plaats. Het EELS wordt sinds 1988 georganiseerd, aanvankelijk door de Universiteit Leiden en de Universiteit van Oslo, en speelt sindsdien een voortrekkersrol in het bevorderen van het energierechtelijke debat in Europa. Sinds 2002 is de NeVER verantwoordelijk voor de organisatie. Dit jaar gebeurde dat in samenwerking met het Scandinavian Institute of Maritime Law van de Universiteit van Oslo. Met maar liefst 60 deelnemers was de bijeenkomst volledig volgeboekt. Traditiegetrouw waren sprekers en deelnemers van binnen en buiten Europa aanwezig. Tijdens het tweedaagse seminar deelden maar liefst 24 sprekers hun inspirerende bijdragen over actuele thema's en ontwikkelingen binnen het energierecht. Deze bijdrage bevat een overzicht van de onderwerpen die tijdens het seminar aan bod zijn gekomen.

DAG 1

1. Ontwikkelingen in de rechtspraak

De eerste sessie was helemaal gericht op ontwikkelingen in de rechtspraak die direct dan wel indirect invloed hebben op de energiesector. Een drietal sprekers zijn ingegaan op recente ontwikkelingen binnen de EU rechtspraak, uitspraken in relevante klimaatgeschillen en internationale investeringsbescherming.

1.1. Overzicht van EU Jurisprudentie

Dr. Carlo Tovo, Onderzoeker Europees Recht, Universiteit van Bologna (IT)

Na de algemene opening werd traditiegetrouw afgetrapt met een overzicht van actuele ontwikkelingen in de Europese jurisprudentie, ditmaal verzorgd door dr. Carlo Tovo.

1.1.1. Materieel Europees energierecht

Nord Stream 2

Allereerst werd de zaak Nord Stream 2[2] besproken. In deze zaak kwam Nord Stream 2 AG, een Zwitserse dochtermaatschappij van Gazprom, op tegen de vaststelling van een wijziging van de Gasrichtlijn. De wijzigingen waren bedoeld ervoor te zorgen dat de regels die in de Europese Unie van toepassing zijn op gasinterconnectoren (d.w.z. gastransmissiesystemen die twee of meer lidstaten met elkaar verbinden) op gelijke wijze gelden ten aanzien van gasinterconnectoren met een derde land (zoals de Nord Stream 2 pijpleiding). Deze regels voorzien met name in de ontvlechting van transmissiesystemen van productie- en leveringsactiviteiten, alsmede in toegang van derden tot transmissiesystemen. Het beroep van Nord Stream 2 AG kwam in wezen erop neer dat het bedrijf deze wijzigingen niet heeft kunnen zien aankomen, en daarmee geen rekening behoefde te houden. Zij beroept zich daarbij (onder andere) op het rechtszekerheids- en vertrouwensbeginsel. Het Gerecht oordeelde dat de Uniewetgever het rechtszekerheids- en vertrouwensbeginsel niet had geschonden, omdat de dochteronderneming van Gazprom had kunnen voorzien dat de regelgeving zou veranderen. Daarnaast kon Nord Stream 2 AG voorzien dat zij niet in aanmerking zou komen voor de uitzondering (de 'afwijking') die was voorzien voor pijpleidingen die vóór 23 mei 2019 waren aangelegd. Het feit dat Nord Stream 2 niet onder deze uitzondering viel, vormt volgens het Gerecht geen beletsel dat de pijpleiding onder economische voorwaarden kan worden geëxploiteerd en staat ook geen passend rendement op de gedane investeringen in de weg. Ook is geen sprake van een ongerechtvaardigd onderscheid tussen pijpleidingen die zijn aangelegd vóór of ná de datum van inwerkingtreding, aldus het Gerecht.

ILVA S.p.A.

In de zaak *ILVA e.a.*[3] oordeelde het Hof dat Richtlijn 2010/75 over industriële emissies zich verzet tegen een nationale regeling op grond waarvan de termijn waarover de exploitant van een installatie beschikt om te voldoen aan maatregelen ter bescherming van het milieu en de menselijke gezondheid, herhaaldelijk is verlengd, terwijl er ernstige en significante gevaren voor deze belangen zijn vastgesteld. Wanneer sprake is van dergelijke gevaren moet de exploitatie van de installatie hoe dan ook worden opgeschort. De zaak werd aangespannen door een collectief dat opkwam namens 300.000 bewoners van de Zuid-Italiaanse stad Taranto, in verband met de schadelijke

1. Yentl Coenradie is advocaat bij Houthoff; Jelle Luttge is advocaat bij AKD; Luc Franssen is advocaat bij Pels Rijcken. Volledigheidshalve dient te worden opgemerkt dat waardeoordelen in dit verslag afkomstig zijn van de sprekers, en niet van de auteurs.
2. Gerecht EU, 27 november 2024, T-526/19 RENV (Nord Stream 2).
3. HvJ-EU 25 juni 2024, C-626/22 (*ILVA e.a*).

uitstoot van een staalfabriek in de plaats Ilva. De Italiaanse rechter stelde prejudiciële vragen aan het Hof van Justitie aangaande de uitleg van de Richtlijn 2010/75 inzake industriële emissies. Volgens het EU-Hof moet de Richtlijn zo worden uitgelegd dat de lidstaten verplicht zijn voor te schrijven dat de voorafgaande evaluatie van de gevolgen van de activiteiten van een installatie, zoals de IIva-fabriek, voor het milieu en de menselijke gezondheid integrerend deel uitmaakt van de procedures tot vergunningverlening en – toetsing voor de exploitatie van zo'n installatie. Verder oordeelt het EU-Hof dat de nationale autoriteit die bevoegd is om een exploitatievergunning te verlenen of te toetsen niet alleen rekening moet houden met de verontreinigende stoffen die voorzienbaar zijn gelet op de aard en het type van de industriële activiteit, maar ook met alle andere verontreinigende stoffen waarvan wetenschappelijk is vastgesteld dat die schadelijk zijn en die door de installatie kunnen worden uitgestoten. Met inbegrip van de door deze activiteiten veroorzaakte stoffen die niet zijn beoordeeld in de oorspronkelijke vergunningsprocedure voor de installatie.

Mytilianios v DEI en de Europese Commissie

Het Hof heeft de beroepen in de zaak *Mytilianios v DEI en de Europese Commissie*[4] gegrond verklaard en de zaak terugverwezen naar het Gerecht. Het draaide in deze zaak om de vraag of een arbitrageovereenkomst tussen Mytilinaios (een aluminiumproducent) en DEI (een staatsbedrijf dat elektriciteit levert in Griekenland) moest worden beschouwd als staatssteun in de zin van artikel 107 van het EU-Werkingsverdrag. DEI kende Mytilinaios op basis van vrijwillig aangegane arbitrage een lager elektriciteitstarief toe. De Commissie beschouwde dit als mogelijke staatssteun, aangezien Mytilinaios door de lagere tarieven een selectief economisch voordeel kreeg. Uiteindelijk oordeelde de Commissie dat geen sprake was van staatssteun, nu de lagere tarieven het resultaat waren van de uitkomst van de aangegane arbitrage, en gesteld kon worden dat DEI daarbij handelde conform het ´market economy investor principle´.[5] In eerste instantie had het Gerecht bepaald dat er wel sprake was van staatssteun, onder meer omdat de uitspraak van het scheidsgerecht – het in onderhavig geschil aan de orde zijnde scheidsgerecht, dat is toegevoegd aan de nationale toezichthoudende instantie voor de energiemarkt – gelijkgesteld kon worden met een uitspraak van (bij wet ingestelde) rechterlijke instantie en het eventuele voordeel dat in de uitspraak besloten lag daarmee toerekenbaar was aan de Griekse Staat. Het Hof kwam echter tot het oordeel dat het scheidsgerecht niet automatisch kon worden gelijkgesteld met een 'gewone' rechtbank en de steunmaatregel die in de uitspraak besloten lag niet om die reden aan de Griekse Staat kon worden toegerekend. Het Hof verwijst de zaak terug naar het Gerecht om de vraag te beantwoorden of deze beslissing conform het 'market economy operator principle' was.

1.1.2. Formeel Europees energierecht

ACER's regulatory powers

In een viertal uitspraken oordeelde het Gerecht[6] over de door ACER vastgestelde kostenverdelingsmethodologie voor 'redispatching' en 'countertrading' in de 'Core-regio' (waartoe onder andere de Benelux, Duitsland en Frankrijk worden gerekend). Met deze beide mechanismen werd bepaald hoe de kosten voor de congestieverzachtende maatregelen moesten worden verdeeld over transmissiesysteembeheerders (TSO's). ACER stelde in 2020 een methode vast die door verschillende nationale regelgevende instanties (NRI's) werd aangevochten. De Raad van Beroep van ACER bevestigde in 2021 de voorgestelde methode, waarna de betrokken partijen bij het Gerecht een beroep tot nietigverklaring van de methodevaststelling indienden. Centraal in de procedures stond de vraag of ACER bevoegd was een uniforme drempelwaarde voor 'loop flows' (elektriciteitsstromen die door een land lopen zonder daar te zijn opgewekt/verbruikt) vast te stellen voor alle biedzones in de Core-regio. Volgens EU-regelgeving moet de drempelwaarde per biedzonegrens worden bepaald.[7] Het Gerecht oordeelde dat ACER niet mocht afwijken van de verplichting om deze per biedzonegrens te bepalen. Het beroep van ACER op een impliciete bevoegdheid wegens een praktische noodzaak om af te wijken van de wettelijke bepalingen, werd afgewezen omdat niet werd aangetoond dat dit noodzakelijk was. Voor zover het besluit van ACER zag op het vaststellen van de drempelwaarde voor 'loop flows' werd het besluit door het Gerecht vernietigd. Het Gerecht oordeelde tevens dat ACER de reikwijdte van de kostenverdelingsmethodologie wel correct had vastgesteld, inclusief interne netwerkelementen, en dat de prioritering van loop flows boven interne stromen gerechtvaardigd is.

Global NRG

De zaak *Global NRG*[8] betrof een prejudiciële procedure waarin het Hof om uitleg werd gevraagd over de toepassing van Richtlijn 2009/73/EG inzake de interne markt voor aardgas. Global NRG, een onderneming die handelt in aardgas, had een conflict met de NRI van Hongarije (verweerster). De NRI had de tarieven voor aardgaslevering en aansluiting op het transmissienet voor de periode 2021-2025 vastgesteld. Global NRG ging tegen dit besluit in beroep. Verweerster had het besluit namelijk gebaseerd op haar eerdere besluit tot vaststelling van de referentieprijsmethodologie, waartegen Global NRG even-

4. HvJ-EU 22 februari 2024, C-701/21 P en C-739/21 P (*Mytilianios v DEI en de Europese Commissie*).
5. Dit houdt in dat een publieke investering alleen als staatssteun geldt wanneer een vergelijkbare private investeerder onder normale marktomstandigheden niet dezelfde investering zou hebben gedaan.
6. T-446/21 (*Commission de régulation de l'énergie v ACER*), T-472/21 (*RTE v ACER*), T-476/21 (*TransnetBW v* ACER) en T-482/21 (*TenneT TSO GmbH en Tennet TSO B.V. v ACER*).
7. Artikel 16(13) Richtlijn (EU) 2019/943.
8. HvJ-EU 25 januari 2024, C-277/22 (*Global NRG*).

eens beroep had ingesteld. Bovendien had verweerster geen vergoeding mogen vaststellen voor het gebruik van en de aansluiting op het aardgastransmissienet, en niet mogen overgaan tot vaststelling van de vergoeding voor de door de systeembeheerder verrichte diensten aldus Global NRG. De verwijzende rechter vroeg het Hof, samengevat, of de nationale regeling, die alleen de systeembeheerder toestaat beroep in te stellen tegen tariefbesluiten van de regulerende instantie, in strijd is met het Unierecht, met name artikel 41(17) van Richtlijn 2009/73 en artikel 47 van het Handvest van de grondrechten van de Europese Unie, en of een marktdeelnemer zoals Global NRG, die verplicht is de vastgestelde tarieven te betalen, moet worden beschouwd als een "getroffen partij" met het recht om beroep in te stellen tegen dergelijke besluiten. Het Hof bevestigde dat marktdeelnemers die direct worden beïnvloed door besluiten van een NRI in de aardgassector het recht hebben om deze besluiten aan te vechten. Nationale regelingen die dit recht beperken, zijn in strijd met het Unierecht.

1.2. Overzicht jurisprudentie klimaatrechtszaken

Dr. Ivano Alogna, Senior Research Fellow, British Institute of International and Comparative Law (VK)

Dr. Ivano Alogna van het British Institute of International and Comparative Law verzorgde een presentatie over klimaatrechtszaken. Klimaatverandering wordt door Alogna geduid als een “superwicked problem”, alle internationale afspraken ten spijt. Alogna hield de zaal de harde streefcijfers voor: emissiereducties van 42% in 2030 en 57% in 2035 zijn vereist om het klimaatprobleem het hoofd te kunnen bieden. Falend overheidsbeleid om deze reductiedoelstellingen te halen noopt echter tot een andere aanpak. Daar komen klimaatrechtszaken om de hoek kijken. Volgens Alogna kunnen dergelijke rechtszaken mogelijk een cruciale rol gaan spelen in de zogenaamde ‘climate governance’. Volgens het ‘Intergovernmental Panel on Climate Change’ (IPCC) beïnvloeden klimaatrechtszaken zowel de ambitie als de uitkomst van het klimaatbeleid. Alogna wijst in dat verband op de snelgroeiende Europese klimaatjurisprudentie. Alogna onderscheidt twee typen klimaatrechtszaken: de nauwe definitie, die zich richt op rechtszaken waarin klimaatverandering centraal staat en als zodanig wordt behandeld in een procedure, en de bredere definitie, die uitgaat van de meer perifere rol die klimaatverandering kan spelen in veel rechtszaken, ondanks dat dit wellicht niet de kern van een procedure betreft. Klimaatverandering komt dan vaak indirect aan bod en wordt bezien in de bredere context van een zaak. Verder deelt Alogna klimaatrechtszaken in twee hoofdcategorieën in: proactieve procedures, waarbij rechtszaken zijn gericht op het afdwingen van strengere klimaatmaatregelen en reactieve procedures, gericht op zaken die bestaande klimaatreguleringen aanvechten. Enkele bekende voorbeelden passeren de revue, zoals de *Urgenda*-zaak[9], *Milieudefensie v Shell*[10] en de zaak van de Peruaanse boer *Luciano Lluya v RWE AG*.[11] Alogna concludeert zijn presentatie met de constatering dat klimaatrechtszaken een krachtig instrument zijn en steeds vaker worden ingezet om overheden aan te sporen ambitieuzere klimaatbeleidsmaatregelen te nemen, uit te voeren en grote bedrijven aan te spreken op de emissies die zij uitstoten en hun impact op het klimaat. In verschillende delen van Europa zijn op dit vlak successen geboekt en ook internationaal stijgt het aantal juridische acties die klimaatbewustzijn bevorderen. Hij besluit met de stelling dat dialoog en samenwerking tussen juridische systemen wereldwijd een effectievere reactie op klimaatverandering kunnen vormen. Een andere optie is volgens Alogna een internationaal regime, zoals voorgesteld door prof. L. Rajamani, waarin alle staten betrokken zijn en op grond waarvan acties ondernomen kunnen worden die de wetenschap nodig acht om gevaarlijke klimaatverandering te voorkomen.[12]

1.3. Overzicht van geschilbeslechting omtrent internationale energie investeringen

Dr. Cees Verburg, Associate, Trip Law Firm (NL)

Als derde spreker besprak Cees Verburg ontwikkelingen in geschilbeslechting bij energie-investeringen, met bijzondere aandacht voor het Energiehandvestverdrag (Energy Charter Treaty, ECT). Dit verdrag speelt een cruciale rol in de bescherming van investeringen en het bevorderen van de handel in energie (energiegrondstoffen en energieproducten) tussen de verdragsluitende partijen. Het voorziet niet alleen in bepalingen ter stimulering van buitenlandse investeringen, maar biedt ook een juridisch kader voor geschilbeslechting tussen staten en particuliere investeerders, waaronder internationale arbitrage. Een van de zaken die Verburg besprak, was *Klesch Group v. Germany*[13], waarin Klesch aanvoerde dat een Duitse belastingwet – die energiebedrijven een solidariteitsbijdrage oplegde in lijn met het Unierecht – het ECT schond. De arbitragecommissie van ‘het International Centre for Settlement of Investment Disputes’ (ICSID) besloot dat Duitsland de inning van deze belasting tijdelijk moest opschorten om de exclusiviteit van de ICSID-procedure en de status quo tussen partijen te waarborgen. Dit betekende niet dat de solidariteitsbijdrage onrecht-

9. Hoge Raad 20 december 2019, ECLI:NL:HR:2019:2006 (*Urgenda*).
10. Rb Den Haag 26 mei 2021, ECLI:NL:RBDHA:2021:5337 en Hof Den Haag 12 november 2024, ECLI:NL:GHDHA:2024:2099 (*Milieudefensie v Shell*).
11. Case No. 2 2 0 285/15 Essen Regional Court (*Luciano Lluya v RWE AG*).
12. Brunnée et al., ‘Overview of Legal Issues Relevant to Climate Change’ (2011).
13. *Klesch Group v Federal Republic of Germany*, ICSID Case No ARB/23/49, decision on provisional measures (23 July 2024).

matig werd verklaard, maar slechts dat deze niet geïnd mocht worden totdat de arbitragecommissie daar een definitieve uitspraak over had gedaan. De uitspraak onderstreept de exclusiviteit van ICSID-jurisdictie en verhindert dat nationale maatregelen een lopend arbitrageproces doorkruisen, waardoor de procedurele rechten van Klesch beschermd blijven en de onafhankelijkheid van de ICSID-procedure gewaarborgd wordt.

In het tweede gedeelte van zijn lezing schonk Verburg aandacht aan de aangekondigde terugtrekkingen uit het ECT van niet alleen de Europese Unie en Euratom maar ook lidstaten waaronder Nederland en landen zoals Frankrijk, Duitsland en Italië die eerder al uit het ECT zijn gestapt. De EU beschouwt het ECT als onverenigbaar met haar eigen klimaatdoelen omdat de ECT fossiele brandstofinvesteringen blijft beschermen. Echter, als gevolg van de zogenaamde *sunset clause* blijven verplichtingen onder de ECT na terugtrekking nog 20 jaar doorlopen. Met het voornemen om het ECT te moderniseren[14] wordt de bescherming van investeringen in fossiele brandstoffen geleidelijk afgebouwd: bestaande investeringen in de EU en Verenigd Koninkrijk verliezen hun bescherming na een periode van 10 jaar. Ook wordt het recht van staten om reguleringen door te voeren ter bescherming van het milieu erkend.

2. Ontwikkelingen in wetgeving

Na een overzicht van relevante jurisprudentie werd na de koffiepauze ingegaan op ontwikkelingen inzake de energie- en klimaatwetgeving in de EU en de ontwikkelingen in het Noordzeegebied dat in toenemende mate een rol speelt in de energietransitie.

2.1. Ontwikkelingen in de EU

Bas Eickhout, Lid Europees Parlementen co-voorzitter fractie De Groenen/Vrije Europese Alliantie (BE/FR)

Bas Eickhout besprak de huidige uitdagingen die samenhangen met ontwikkelingen in de energiesector en de toenemende klimaatverandering in de Europese Unie. Het 'Europese Trilemma' kwam uitgebreid ter sprake. Met het Europese Trilemma doelde Eickhout op de drie variabelen, te weten: voorzienings- en leveringszekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid. Deze drie variabelen kunnen niet los van elkaar worden gezien en zijn als het ware communicerende vaten. Een verhoogde energieleveringszekerheid – vaak in de vorm van fossiele energie – zal te allen tijde ten koste gaan van duurzaamheid, waaronder ook het klimaat en energiebesparing. De Europese Unie staat volgens Eickhout voor een cruciale periode van 15 jaar waarin de fundamenten moeten worden gelegd voor de verwezenlijking van haar klimaat- en energiedoelstellingen voor 2040, met een versnelde uitrol van hernieuwbare energie. Ondanks inmiddels dalende energieprijzen, zijn deze alsnog aanzienlijk hoger dan vóór de gascrisis, wat zonder aanvullende beleidsmaatregelen een structureel probleem zal blijven en dat terwijl voor de energietransitie jaarlijks een extra investering van €450 miljard noodzakelijk is. Daarnaast vormen (geo)politieke omstandigheden, zoals China's dominante positie in de schone technologie maar ook de beperkte effectiviteit van de Europese 'Net Zero Industry Act, een aanzienlijke uitdaging voor het veiligstellen van de energiezekerheid en het concurrentievermogen van de EU ten opzichte van andere actoren.

Eickhout ging vervolgens in op wat we de komende jaren kunnen verwachten. Naar aanleiding van het 'Draghirapport' zal volgens Eickhout een verschuiving van de politieke agenda van de EU plaatsvinden, waarbij wordt ingezet op energiezekerheid en betaalbaarheid. De nieuwe Europese Commissie zal onder meer op 26 februari 2025 de 'Clean Industrial Deal' – vervanger van de 'Green Deal' – presenteren. Als gevolg hiervan zullen belangrijke initiatieven worden ondergebracht bij verschillende pijlers die zich richten op lagere energieprijzen, publieke en private investeringen, circulaire economie, toegang tot materialen, duurzaamheid, handel en vaardigheden. Het energiebeleid zal daarbij worden geïntegreerd in het bredere EU-industriebeleid.

Tot slot besprak Eickhout de huidige politieke realiteit. Feit is en blijft dat geopolitieke uitdagingen de EU onder extreme druk zetten. Bovendien is het nog maar de vraag of de nieuwe Commissie een ambitieuze energieagenda nastreeft. Eickhout concludeert dat de 'Clean Industrial Deal' geen voet aan de grond kan krijgen zonder adequate coördinatie en investeringen vanuit de Europese Unie.

2.2. Een strategische agenda voor de energietransitie in de Noordzee

Jesper Gerdstrøm, juridisch adviseur Deens Energieagentschap (DK)

Als laatste spreker voor de lunch sprak Jesper Gerdstrøm over de totstandkoming van een gezamenlijke agenda voor de energietransitie in de Noordzee. Gerdstrøm ging in op het benutten van het offshore windpotentieel in zowel de Noordzee als de Baltische Zee. Verschillende strategische documenten werden besproken, waaronder de EU-strategie voor offshore hernieuwbare energie en de recente mededeling over de uitvoering van deze strategie.[15] Gerdstrøm benadrukte ook de doelstellingen uit de Esbjerg, Marienborg en Ostend-verklaringen, die als belangrijkste ambitie hebben omm te komen tot een gezamenlijke capaciteit van 111 gigawatt (GW) offshore windenergie in 2023 en 317 GW in 2050. Dit zou bijdragen aan de EU-doelstel-

14. Een geamendeerde versie van het ECT is op 3 december 2024 aangenomen.

15. Resp. COM (2020) 741 en COM (2023) 668.

ling voor klimaatneutraliteit. Ook besteedde Gerdstrøm aandacht aan de noodzaak van een nauwere samenwerking en de ontwikkeling van grensoverschrijdende hernieuwbare energieprojecten. Daarbij lag de focus vooral op het verbeteren en het koppelen van de bestaande elektriciteitsinfrastructuur, maar ook het versterken van de politieke samenwerkingen. Een ander belangrijk aspect dat werd aangesneden, was de rol van hybride projecten c.q. de toegang tot de markt voor offshore elektriciteitsproducenten die zijn aangesloten op interconnectoren. Juridische en technische kwesties, zoals netcongestie, risico's omtrent de beschikbaarheid van transmissiecapaciteit en de verdeling van kosten en baten, dienen daarbij in overweging te worden genomen. Dat het ontwikkelen van een robuust Europees transmissienetwerk – zowel in algemene zin maar in het bijzonder in de Noordzee – en het verbeteren van de interne markt voor elektriciteit van groot belang zijn, werd door Gerdstrøm goed over het voetlicht gebracht.

3. Herbeoordeling energienetwerken in de EU

Na de lunch is nader ingegaan op een aantal ontwikkelingen ten aanzien van de regulering van energienetten. Dit betreft een EU-actieplan en een voorstel inzake tariefmethodologiën en capaciteitsmechanismen.

3.1. EU-actieplan voor elektriciteitsnetten

Johannes Bruun, Directeur Elektriciteitsmarkt bij Energinet en Bestuurslid ENTSO-E (DK)

Johannes Bruun wist als eerste spreker na de pauze de zaal te boeien met zijn presentatie over het EU-actieplan voor elektriciteitsnetten. Dit plan benadrukt het belang van een goed functionerend elektriciteitsnetwerk voor de Europese energietransitie. De EU beschikt over een van de grootste en meest robuuste elektriciteitsnetwerken ter wereld, maar door recente geopolitieke ontwikkelingen is de noodzaak voor strategische energie-autonomie vergroot. Het actieplan richt zich op verschillende sleutelacties die zowel de korte- als lange termijndoelen van de EU ondersteunen. Een van de belangrijkste acties maakt deel uit van het beleid inzake Trans-Europese Energienetwerken en richt zich op het versnellen van de implementatie van de projecten van gemeenschappelijk belang ('Projects of Common Interest' (PCI)) en projecten van wederzijds belang ('Projects of Mutual Interest' (PMI)). Met projecten die als zodanig zijn aangewezen kunnen vanaf 2024 met steun van de Commissie, lidstaten en transmissiesysteembeheerders (TSO's) sneller worden uitgevoerd en gefinancierd. Daarnaast doet het actieplan voorstellen voor een verbeterde langetermijnplanning van het elektriciteitsnet, met bijzondere aandacht voor het inpassen van een groter aandeel hernieuwbare energiebronnen en de toenemende elektrificatie. Dit omvat ook het verbeteren van de samenwerking tussen de on- en offshore netbeheerders, evenals de integratie van waterstof in de bestaande infrastructuur van gasnetwerken. Het plan beoogt eveneens het bevorderen van de aanleg en het gebruik van slimme netwerken en innovatieve technologieën, wat niet alleen de efficiëntie van het netwerk zal verbeteren, maar ook de integratie van hernieuwbare energiebronnen zal vergemakkelijken. Het actieplan bevat verder een reeks voorstellen voor het verbeteren van de toegang tot financiering, inclusief op maat gemaakte financieringsmodellen en versterkte zichtbaarheid van EU-fondsen voor slimme netwerken. Een belangrijk element volgens Bruun is ook het versnellen van de vergunningverlening voor nieuwe projecten, wat essentieel is voor de tijdige uitrol van infrastructuur. De nadruk ligt ook op de energietransitie als middel om energiezekerheid, competitiviteit en industriële politiek binnen de EU het hoofd te bieden. Fossiele brandstoffen zijn eindig en worden in rap tempo duurder. Bovendien zijn duurzame energiebronnen lokaal beschikbaar, hetgeen de afhankelijkheid van import verkleint. Het actieplan vormt daarmee een integraal onderdeel van de bredere Europese strategie om de energietransitie te versnellen en tegelijkertijd de stabiliteit en veiligheid van het elektriciteitsnet te waarborgen.

3.2. Tariefmethodologie en compensatiemechanisme

prof. dr. Leonardo Meeus, Directeur Florence School of Regulation (IT)

Leonardo Meeus besprak de invloed van de recente hervorming van de elektriciteitsmarkt op de ontwikkeling en het gebruik van (bepaalde) transmissiesystemen. De hervorming introduceert verbeteringen in de tariefmethodologieën voor netbeheerders en voorziet in een compensatiemechanisme voor offshore windparkontwikkelaars, terwijl het behoud van kortetermijnmarkten en lange termijn instrumenten stabiliteit bieden in een steeds complexere energiemarkt. Een cruciaal aspect van de hervorming is de compensatie voor offshore windparken die te maken krijgen met beperkte toegang tot de energiemarkt. Er worden doorgaans drie typen offshore netwerkstructuren onderscheiden: (i) radiale verbindingen, waarbij een windpark via één kabel rechtstreeks op het nationale net is aangesloten; (ii) hybride assets, waarbij het windpark via een interconnector met meerdere biedzones is verbonden en waarvoor inmiddels ook een specifiek compensatiekader geldt; en (iii) vermaasde netwerken (meshed grids), grensoverschrijdende fijnmazige structuren die meerdere markten omvatten, maar waarvoor de regelgeving zich nog in een ontwikkelingsfase bevindt. De discussie over het invoeren van één offshore biedzone (OBZ) of het behoud van meerdere nationale biedzones raakt vooral de hybride concepten, waarbij een windpark via een interconnec-

tor met meerdere zones is verbonden. In die situatie kan een windpark ondanks aansluiting geen toegang krijgen tot de markt vanwege beperkte transmissiecapaciteit, wat leidt tot zogenoemd volumerisico. Daarnaast kan prijsonzekerheid ontstaan wanneer het park wél wordt ingepland, maar tegen een lagere prijs dan in de thuisbiedzone. Dit prijsrisico doet zich met name voor bij hybride structuren en minder bij radiale verbindingen, waar de aansluiting rechtstreeks op het nationale net plaatsvindt, al kan daar congestie verder landinwaarts een rol spelen. Financial Transmission Rights (FTR's) zijn ontwikkeld om vooral in hybride situaties prijsschommelingen te compenseren door het prijsverschil tussen de thuisbiedzone en de OBZ te dekken, en bieden zo een bescherming voor commerciële offshore windparken. Dit is essentieel voor de toekomst van de energietransitie. De huidige hervormingen en onderzoeksinitiatieven leggen de basis voor een stabiele, efficiënte en eerlijke markt voor offshore windenergie.

4. Hervorming van de elektriciteitsmarkt

Dag 1 wordt afgesloten met een sessie over voorgestelde hervormingen van de elektriciteitsmarkt als gevolg van de Electricity Market Design (EMD) en het toezicht op de elektriciteitsmarkt.

4.1. Mechanisme voor capaciteitsvergoeding

Thierry D'hoore, Hoofd Juridische Zaken en Regulering, Elia Transmission Belgium (BE)

Thierry D'hoore besprak de hervorming van de Europese elektriciteitsmarkt als gevolg van de nieuwe regels die met de 'Electricity Market Design Reform' (EMDR) op 16 juli 2024 in werking zijn getreden. De EMDR bouwt voort op eerdere maatregelen inzake de interne elektriciteitsmarkt en speelt in op de energiecrisis die is ontstaan na de Russische invasie van Oekraïne. De hervorming richt zich op het stabiliseren van energieprijzen, versterken van de leveringszekerheid en versnellen van de energietransitie. D'hoore besprak enkele belangrijke veranderingen in het kader van EMDR. Allereerst wordt de gasprijs losgekoppeld van elektriciteitsprijzen. De marginale prijsvorming op de kort termijnmarkt blijft behouden, maar er worden aanvullende mechanismen ingevoerd — zoals vaste prijscontracten, energiedeling en risicobeheer — om elektriciteitsprijzen minder afhankelijk te maken van schommelende gasprijzen. Lidstaten krijgen daarnaast meer mogelijkheden om 'Power Purchase Agreements' (PPA's) te ondersteunen en verplichtingen op te leggen om investeringen in hernieuwbare energie te versnellen. Er wordt ingezet op een diversificatie van energiebronnen om de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen af te bouwen. Tenslotte zullen de transmissienetbeheerders (TSO's) maandelijks hun beschikbare netcapaciteit inzichtelijk moeten maken en krijgen consumenten meer vrijheid krijgen om energie te delen en meerdere leveranciers achter één aansluiting te hebben. Hoewel deze hervormingen de markt zal versterken, blijven er uitdagingen zoals het voorkomen van marktverstoringen en een eerlijke implementatie van de nieuwe regels. Beleidsmakers moeten de juiste balans vinden tussen marktwerking, leveringszekerheid en klimaatdoelen. Dit is een cruciale stap voor Europa's energiezekerheid, maar verdere aanpassingen blijven nodig om de markt veerkrachtig en toekomstbestendig te maken.

4.2. Steunregelingen voor niet-fossiele flexibiliteit

prof. dr. Leonardo Meeus en Dirk Kuiken, resp. Directeur Florence School of Regulation en adviseur regelgeving Enexis (IT/NL)

Prof. dr. Leonardo Meeus en Dirk Kuiken presenteerden een gedetailleerd overzicht van steunregelingen voor niet-fossiele flexibiliteit, die zijn ontworpen om investeringen in niet-fossiele flexibiliteit – zoals vraagrespons en energieopslag – te stimuleren binnen de Europese elektriciteitsmarkt. Elke lidstaat moet op basis van artikel 19g van Verordening (EU) 2024/1747 doelstellingen bepalen voor niet-fossiele flexibiliteit. Tevens bepaalt artikel 19g van Verordening (EU) 2024/1747 dat lidstaten steunregelingen kunnen introduceren (in de vorm van capaciteitsbetalingen) wanneer investeringen onvoldoende zijn om (voorlopige) indicatieve nationale doelen te halen.[16] Deze regelingen moeten kosteneffectief zijn en marktverstoring te vermijden. Steun mag alleen worden verleend voor nieuwe flexibiliteitsbronnen, waarbij exploitanten van deze bronnen ook verplicht zijn om deel te nemen aan elektriciteitsmarkten. Enkele Europese voorbeelden van steunmaatregelen zijn subsidies voor investeringskosten in flexibiliteit (zoals in Nederland de Flex-E subsidie), een 'tweerichtingscontract ter verrekening van verschillen' (in het Engels: Contracts for Difference – CfD) waarmee de subsidieverstrekker zowel kan bijdragen in de kosten, als delen in de winst, de 'cap and floor' en 'floor and share' benadering, waarbij een minimale opbrengst wordt gegarandeerd en een eventuele winst wordt gemaximeerd, of gedeeld tussen de marktpartij en de subsidieverstrekker. Daarnaast zijn netwerktarieven en systeemdiensten besproken, met voorbeelden uit Nederland. Flexibele aansluitovereenkomsten en capaciteitsbeperkingsproducten stimuleren systeemgebruikers, vooral in het geval van batterijopslag en vraagrespons en zijn bedoeld om systeemkosten te dekken in plaats van als steunmaatregelen. Daar-

16. Dit betreft art. 2 lid 9 van Verordening (EU) 2024/1747, waarmee art. 19g (in de Nederlandse versie: art. 19 septies) wordt toegevoegd aan Verordening (EU) 2019/943 (Elektriciteitsverordening).

mee kwalificeren dergelijke maatregelen ook niet als steunmaatregelen. De integratie van niet-fossiele flexibiliteit is essentieel voor de energietransitie, maar vereist wel een modernisering van capaciteitsmarkten en een Europese strategie voor het afstemmen van lokale en grensoverschrijdende doelen.

4.3. Verordening voor eerlijke en transparante handel in energie (REMIT): onderzoeksprocedures en handhavingsvereisten

Martin Godfried, Afdelingshoofd Markttoezicht ACER (SI)

Als laatste spreker van de dag behandelde Martin Godfried de activiteiten die ACER in 2023 in het kader van REMIT heeft uitgevoerd. Ter voorkoming van marktmisbruik en om een eerlijke werking van de energiemarkt te waarborgen, analyseerde ACER in 2023 meer dan 552.000 meldingen van verdachte activiteiten en onderzocht het 939 gevallen van potentieel marktmisbruik. Dit leidde vervolgens tot 91 meldingen aan nationale toezichthouders en boetes door nationale autoriteiten van in totaal €5,5 miljoen, waarbij de hoogste individuele boete €1,4 miljoen bedroeg. Marktmanipulatie, handel met voorkennis en onrechtmatige informatieverstrekking stonden centraal in deze onderzoeken.

Sinds 7 mei 2024 beschikt ACER over nieuwe onderzoeksbevoegdheden die het mogelijk maken om grensoverschrijdend marktoezicht effectiever uit te voeren. Deze bevoegdheden omvatten het opvragen van informatie, het uitvoeren van inspecties en het afnemen van verklaringen. ACER kan echter geen handhavingsmaatregelen nemen, aangezien de nationale regelgevende instanties (NRAs) primair verantwoordelijk blijven voor sancties. ACER kan wel rapporten opstellen en NRAs verplichten tot actie binnen drie maanden na afronding van een onderzoek. De toepassing van dit nieuwe regime verloopt stapsgewijs: een voorbereidende fase (februari - september 2024), een implementatiefase (september 2024 - 2026) en een operationele fase vanaf 2026. In deze periode wordt een team van elf specialisten samengesteld – waaronder economen, dataanalisten en juristen – om het toezicht van ACER op de energiemarkten te versterken. Met de uitbreiding van de onderzoeksbevoegdheden groeit ook het aantal medewerkers

DAG 2

De tweede dag van het seminar begon met een sessie over ontwikkelingen aangaande groene waterstof. De sprekers zijn ingegaan op het EU-regelgevingskader en de aspecten die samenhangen met productie transport van (groene)waterstof in verschillende EU-lidstaten. In de middag konden deelnemers eerst een van de twee parallelle sessies volgen: de sessie over warmteprojecten, of de sessie over koolstofafvang en -opslag ("**CCS**"). Vervolgens werd gesproken over de ontwikkelingen met betrekking tot de veiligheid van offshore energiesystemen. De tweede dag werd afgesloten met een bespreking van de gasvoorzieningszekerheid in de Europese Unie.

5. De ontwikkeling van groene waterstof

5.1. Het EU-rechtskader en beoordeling van het reguleringsstelsel

dr. Liv Malin Andreasson, Assistant Professor, Rijksuniversiteit Groningen (NL)

Deze sessie werd ingeleid met een bespreking van het juridisch kader voor waterstof binnen de Europese Unie ("**EU**"). Hoewel het totale waterstofgebruik in 2022 nog geen 2% van het totale energieverbruik in Europa omvatte, verwacht de Europese Commissie dat Europa waterstof in 2050 een vijfde van het totale energieverbruik zal omvatten. Van het totale waterstofgebruik werd in 2022 circa 96% geproduceerd met aardgas, met een aanzienlijke hoeveelheid CO2-uitstoot tot gevolg. De focus binnen de EU is momenteel dan ook gelegen in de ontwikkeling van *hernieuwbare* waterstof. Om dit doel te bewerkstelligen vinden verschillende ontwikkelingen plaats binnen de EU op het gebied van beleid en regelgeving. Andreasson bespreekt vijf belangrijke initiatieven van de Europese Commissie.

5.1.1. Het EU-reguleringskader voor waterstof

Allereerst werd in 2019 de '*Green Deal*' gepubliceerd. Dit beleidsplan introduceert een uitgebreide beleidsroutekaart voor de EU-klimaatdoelstellingen die volgen uit het in 2015 gesloten Akkoord van Parijs. Bij het bevorderen van de energietransitie speelt waterstof een belangrijke rol. Dit vereist echter wel een herziening van de bestaande EU-regelgeving, waarbij met name de ontwikkeling van marktstandaarden voor waterstoftoepassing van belang is.

Het tweede initiatief betreft de in 2020 aangenomen 'Waterstofstrategie'. De Waterstofstrategie onderstreept het potentieel van waterstoftoepassing binnen sectoren met beperkte elektrificatiemogelijkheden – zoals transport en industrie – en benadrukt de rol van waterstof bij het mitigeren van de gevolgen van fluctuaties in hernieuwbare elektriciteitsopwekking. De Waterstofstrategie heeft twee primaire EU-doelstellingen voor 2030: (i) het installeren van ten minste 40 GW aan hernieuwbare waterstof elektrolysers, en (ii) het *produceren* van 10 miljoen ton hernieuwbare waterstof.

Vervolgens is in 2021 een aantal Green Deal-doelstellingen gebundeld in het in '*Fit-for-55*' pakket. Waar de Green Deal vooral ziet op het realiseren van klimaatneutraliteit in 2050, wordt met het Fit-for-55 pak-

ket al voor 2030 gestreefd naar een reductie van de broeikasuitstoot met 55% ten opzichte van 2005. Vergelijkbaar met de Green Deal, zal dit naar verwachting leiden tot een toenemende vraag naar en productie van, onder andere, (groene) waterstof.

In hetzelfde jaar werd het voorstel voor het '*Hydrogen and Gas Market Decarbonisation*' pakket gepubliceerd, bestaande uit voorstellen voor aanpassing van de Gasrichtlijn[17] en de Gasverordening.[18] Deze aanpassingen beogen het gebruik van fossiele gassen en methaangas te verschuiven naar hernieuwbare en koolstofarme gassen, met de nadruk op waterstof en biomethaan. Beide voorstellen zijn in mei 2024 aangenomen.[19]

Ten slotte publiceerde de Europese Commissie in 2022, als reactie op de energiecrisis ten gevolge van de Russische inval in Oekraïne, het '*REPowerEU*' plan, waarmee een geleidelijke afbouw van de invoer van Russische fossiele brandstoffen wordt beoogd. In aanvulling op de Waterstofstrategie, introduceert het REPowerEU plan een derde EU-doelstelling voor 2030: het *importeren* van 10 miljoen ton hernieuwbare waterstof.

5.1.2. De verschillen tussen aardgas en waterstof

Toch is de ontwikkeling van de waterstofmarkt geen gelopen race. Het ontbreken van een bestaande markt en infrastructuur maakt dat de ontwikkeling van de waterstofmarkt moeizaam op gang komt. Dit is onder meer gelegen in de beperkte transportopties voor waterstof. Hoewel waterstof – in tegenstelling tot aardgas – vanaf de bron kan worden vervoerd naar de eindgebruikers, laat waterstof zich in de praktijk niet goed vervoeren over grote afstanden. Dit beperkt de mogelijkheden voor een Europees netwerk voor waterstofpijpleidingen. Een andere overweging is dat de huidige waterstofprijs vele malen hoger ligt dan de prijs van aardgas.

Toch lijkt de herziene EU-regelgeving, waarin een duidelijk onderscheid wordt gemaakt tussen het aardgassysteem enerzijds en het waterstofsysteem anderzijds, ruimte te bieden voor verdere ontwikkeling van de waterstofmarkt en een efficiënt gebruik van de gasmarkt.[20] Andreasson wijst daarbij ook op de wijze waarop de Gasrichtlijn en Gasverordening de bestaande beginselen voor aardgas aanwenden voor de regulering van de waterstofmarkt, en het feit dat de EU-regelgeving rekening houdt met zowel separate waterstofnetwerken als de mogelijkheid tot hergebruik van gasleidingen voor waterstoftransport. Daarnaast zouden tijdelijke uitzonderingen op het gebied van ontvlechting van de eigendom, derdentoegang, en tariefregulering verlichting moeten bieden om de ontwikkeling van waterstofnetwerken te bevorderen. De vraag blijft of deze aanpassingen voldoende zijn om de waterstofmarkt van de grond te krijgen, en of met het huidige EU-reguleringskader de juiste balans is gevonden ter voorkoming van onder- of overregulering.

5.1.3. Ontvlechting

In het derde deel van haar bijdrage gaat Andreasson nader in op de in 1998, 2003 en 2009 ingevoerde maatregelen inzake "ontvlechting" die een belangrijke rol spelen bij de liberalisering van de gas- en elektriciteitsmarkten. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen verticale en horizontale ontvlechting.

Verticale ontvlechting ziet op het scheiden van de productie en levering enerzijds ten opzichte van de transmissie en distributie anderzijds. Er kan een nader onderscheid worden gemaakt tussen drie soorten verticale ontvlechting: (i) volledige eigendomsontvlechting ('*ownership unbundling*'),[21] het aanwijzen van een onafhankelijke systeembeheerder ('*independent system operator*'),[22] en (iii) het toekennen van de status van onafhankelijk transmissiebeheerder ('*independent transmission operator*'). Dit systeem is met de inwerkingtreding van de gewijzigde Gasrichtlijn van overeenkomstige toepassing verklaard op waterstofsystemen.

Horizontale ontvlechting bepaalt dat wanneer een waterstoftransmissienetbeheerder deel uitmaakt van een bedrijf dat actief is op het gebied van transmissie of distributie van aardgas of elektriciteit, deze ten minste wat deze de rechtsvorm betreft onafhankelijk is van dit bedrijf.[23]

5.1.4. Derdentoegang

Ook derdentoegang is een belangrijk instrument voor liberalisering van de energiesector. Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen gereguleerde toegang en onderhandelde toegang. Gereguleerde toegang biedt afnemers toegang op basis van vooraf gepubliceerde tarieven, terwijl onderhandelde toe-

17. Richtlijn 2009/73/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas en tot intrekking van Richtlijn 2003/55/EG.
18. Verordening (EG) nr. 715/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor de toegang tot aardgastransmissienetten en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 1775/2005.
19. Richtlijn (EU) 2024/1788 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof, tot wijziging van Richtlijn (EU) 2023/1791 en tot intrekking van Richtlijn 2009/73/EG (herschikking); Verordening (EU) 2024/1789 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 inzake de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof, tot wijziging van de Verordeningen (EU) nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 en (EU) 2022/869 en Besluit (EU) 2017/684, en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 715/2009 (herschikking).
20. Artikel 2, lid 3 en lid 4 Richtlijn (EU) 2024/1788.
21. Artikel 60 Richtlijn (EU) 2024/1788.
22. Artikel 61 en 62 Richtlijn (EU) 2024/1788.
23. Artikel 69 Richtlijn (EU) 2024/1788.

gang afnemers in de gelegenheid stelt te onderhandelen over de voorwaarden voor toegang.

5.2. Kwalificatie van groene waterstof in de EU

Kristof May, Senior Adviseur Waterstof Regulering, Statkraft (BE)

Waterstof kan basis van de herkomst worden ingedeeld in verschillende kleurencategorieën, waaronder grijze waterstof (op basis van fossiele brandstoffen) en groene waterstof (op basis van hernieuwbare enertgiebronnen) . Maar, wanneer is nu eigenlijk sprake van hernieuwbare – oftewel "groene" – waterstof? En in hoeverre verschilt het EU-rechtskader op dat gebied van de regelgeving in het Verenigd Koninkrijk? In de tweede bijdrage van de dag gaat Kristof May nader in op dit kwalificatievraagstuk.

De kwalificatie van groene waterstof binnen de EU wordt bepaald door het begrip 'hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong' ('*renewable fuels from non-biological origin*', "RFNBO"). De introductie van dit begrip vindt zijn oorsprong in de in 2023 in werking getreden herziening van de richtlijn hernieuwbare energie ('*Renewable Energy Directive II*', "RED II"). Hierin is tevens de doelstelling opgenomen dat de lidstaten ervoor dienen te zorgen dat het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen in het bruto-eindverbruik van energie in de EU in 2030 minstens 42,5% moet bedragen.[24] In aanvulling op de Green Deal (zie ook §5.1.1) werd op 1 februari 2023 een plan gepubliceerd waarmee de industriële ontwikkeling en opschaling van RFNBOs wordt ondersteund. Daarnaast vindt ook ondersteuning plaats vanuit de Europese Waterstofbank.

Het begrip RFNBO wordt gedefinieerd als "*vloeibare en gasvormige brandstoffen waarvan de energie-inhoud afkomstig is van andere hernieuwbare bronnen dan biomassa*".[25] Hierbij kan worden gedacht aan groene waterstof, e-ammoniak, e-methanol, en andere synthetische brandstoffen die met hernieuwbare elektriciteit worden geproduceerd. Het begrip RFNBO en de doelstelling zijn ongewijzigd gebleven met de in 2024 in werking getreden Derde herziening van de richtlijn hernieuwbare energie (*Renewable Energy Directive III*, "RED III").

Een RFNBO dient tevens te voldoen aan zes nadere vereisten. Allereerst dient de broeikasgasemissiereductie door het gebruik van de brandstof ten minste 70% te bedragen.[26] Ten tweede dient de naleving van de duurzaamheids- en broeikasgasemissiereductiecriteria te worden geverifieerd aan de hand van verplichte onafhankelijke en transparante audits.[27] De derde voorwaarde is het additionaliteitsvereiste, waaruit volgt dat elektriciteitsproductieinstallatie maximaal 36 maanden ouder mag zijn dan de elektrolyser.[28] Ten vierde moet er een temporele of tijdelijke correlatie dient te zijn tussen de RFNBO-productie en de hernieuwbare energieproductie.[29] De vijfde eis betreft geografische correlatie tussen de biedzone (zie ook §1.1.2) van de hernieuwbare-elektriciteitsopwekkingsinstallatie en de elektrolyser.[30] Ten slotte moet worden voldaan aan de door op EU-lidstaatniveau voorgeschreven technische specificaties voor steunregelingen en overheidsopdrachten.[31]

Hoewel de kwalificatiecriteria voor RFNBO complex zijn, stelt May dat duidelijke regulering en ambitieuze doelstellingen noodzakelijk zijn voor het stimuleren van marktwerking en investeringen. De consequenties de nationale implementaties van de RED III zullen moeten worden afgewacht.

5.3. De ontwikkeling en exploitatie van waterstofpijpleidingen in Duitsland

Ulrich Ronnacker, Director Legal & Regulatory Affairs, Open Grid Europe (DE)

De derde spreker van de dag, Ulrich Ronnacker, behandelde de wijze waarop EU-lidstaten werken aan de ontwikkeling van waterstofnetwerken. In deze bijdrage stond de ontwikkeling van het zogenoemde Duitse '*H2 Core Grid*' centraal.
Om context te schetsen bij dit project ging Ronnacker allereerst in op de waterstofvisie en het wettelijk kader in Duitsland. De Duitse Nationale Waterstofstrategie is gepubliceerd in juni 2020 en herzien in 2023, en bevat 38 stimuleringsmaatregelen voor de Duitse waterstofmarkt. Het doel is om in 2030 een elektrolysecapaciteit van 10 GW te hebben geïnstalleerd. Parallel aan het EU-wetgevingsproces werd in Duitsland een regelgevingskader voor waterstof geïntroduceerd. In mei 2023 stemde de Duitse regering in met een wettelijk kader dat gasnetbeheerders ertoe verplicht een waterstofnetwerk te realiseren. Het plan zou een oplossing moeten bieden voor het "kip-en-ei"-dilemma, waarbij de waterstofmarkt investeerders nodig heeft voor ontwikkeling van infrastructuur, maar investeerders pas bereid zijn te investeren zodra die infrastructuur er is.

Het financieringsmechanisme voor het Duitse waterstofnetwerk bestaat uit twee fasen en is vastge-

24. Artikel 3, lid 1 Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU)
25. Artikel 2, lid 36 Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU) 2023/2413.
26. Artikel 29 bis Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU) 2023/2413.
27. Artikel 30 Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU) 2023/2413.
28. Artikel 27, lid 3 Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU) 2023/2413 *jo.* Artikel 4 Gedelegeerde Verordening (EU) 2023/1184.
29. Artikel 27, lid 3 Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU) 2023/2413 *jo.* Artikel 6 Gedelegeerde Verordening (EU) 2023/1184.
30. Artikel 27, lid 3 Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU) 2023/2413 *jo.* Artikel 7 Gedelegeerde Verordening (EU) 2023/1184.
31. Artikel 15, lid 2 Richtlijn (EU) 2018/2001, zoals gewijzigd door Richtlijn (EU) 2023/2413.

legd in de Duitse Energiewet, de '*Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*'. De eerste fase introduceert een algemeen wettelijk kader met regelingen omtrent de vormgeving van het waterstofnetwerk, de samenwerking tussen (waterstof)netbeheerders en de gebruikers van de infrastructuur, en de aanvraag- en goedkeuringsprocedures. De tweede fase ziet op het financieringsmechanisme gebaseerd op een intertemporele kostenallocatie, waarbij overheidsfinanciering naar verwachting tot 2040 beschikbaar blijft. De opstartsubsidie onder de EnWG wordt elke drie jaar door de Duitse toezichthouder, de '*Bundesnetzagentur (BNetzA)*', herzien. In bepaalde gevallen kan de vergoeding geheel worden beëindigd.

Het uiteindelijke doel is om een efficiënt en snel uitvoerbaar plan gereed te hebben voor *industrieel* gebruik van waterstof op landelijk niveau. Op regionaal niveau zullen de belangrijkste elektrolysers en potentiële invoerpunten worden verbonden met afnemerslocaties en CCS-locaties. Dit wordt bewerkstelligd door het verstrekken van vergunningen aan individuele projecten, waarbij de projecten dienen te voldoen aan bepaalde kwaliteitseisen. De projecten die worden aangewezen moeten uiterlijk in 2032 operationeel zijn, met een mogelijke verlenging tot 2037.

Op basis van deze plannen is op 22 oktober 2024 goedkeuring gegeven voor een waterstofnetwerk met een investeringsvolume van circa EUR 18,9 miljard. Het pijpleidingennetwerk zal 9.040 kilometer beslaan, met 101 GW aan 'entry' capaciteit en 87 GW aan 'exit' capaciteit. Zo'n 40% van het netwerk zal bestaan uit nieuw te bouwen waterstofleidingen, en 60% uit hergebruikte gasleidingen. De afschrijvingsrisico's worden gedekt door de Duitse staat, door middel van een verzekeringsmodel. Verder zal er in de beginjaren een maximaal tarief gelden, en zal de Duitse staat voor 40% participeren in de projecten tegen een rentepercentage van 6,69%. Deze manier van staatssteun is op 21 juni 2024 door de Europese Commissie goedgekeurd.

Ten slotte vereist de ontwikkeling van de Duitse waterstofmarkt, naast de opbouw van de infrastructuur, ook de introductie van andere ondersteunende maatregelen. De BNetzA heeft in dit kader twee conceptregelingen opgesteld: (i) de introductie van een capaciteitsmodel met een landelijk entry-en-exit-systeem ('*WaKandA*'), en (ii) de uitwerking van het balanceringsregime voor het waterstofnetwerk ('*WasABi*'). Hiermee worden verschillende stappen ondernomen ter ontwikkeling van een robuuste waterstofinfrastructuur, met een focus op samenwerking tussen verschillende belanghebbenden en het ontwikkelen van een solide regelgevingskader.

6. Koolstofafvang- en opslagprojecten

Het middagprogramma startte met twee parallelle sessies. Tijdens de sessie over koolstofafvang- en opslagprojecten, deelden vier sprekers hun perspectief over de implementatie van de CCS-richtlijn[32] in nationale wetgeving, de recente nationale ontwikkelingen en het toekomstperspectief in hun betreffende jurisdictie. Nadien rijst vanuit het publiek de vraag aan alle sprekers in hoeverre het mogelijk zou zijn het juridisch kader voor CCS nader te harmoniseren. De visie hierop van de sprekers is unaniem: nadere EU-harmonisatie lijkt momenteel geen reële optie, omdat de ontwikkeling van de CCS-markt in de verschillende jurisdicties te ver uiteenloopt. Over één ding zijn de sprekers het in elk geval eens: verdere ontwikkeling van de CCS-markt is essentieel voor het behalen van de EU- en nationale klimaatdoelstellingen.

6.1. CCS vanuit het Deense perspectief

Clara Greve Brett, Senior Associate, Accura Law Firm (DK)

Aan de hand van een tijdslijn illustreert Greve Brett dat Denemarken zich al geruime tijd bezighoudt met CCS-ontwikkelingen. Van de offshore koolstofopslagpilot van Maersk in 2020, tot de eerste licenties in 2023: het potentieel voor on- en offshore CCS in Denemarken is groot. Dit hangt samen met de ambitieuze klimaatdoelstellingen van Denemarken. Waar de Green Deal klimaatneutraliteit in 2050 tot doel stelt, streeft Denemarken reeds voor 2045 naar klimaatneutraliteit, met een 110% reductiedoelstelling in 2050. Zonder CCS-projecten zijn deze doelstellingen onmogelijk te behalen, aldus Greve Brett.

Voor wat betreft de financiering geldt een 20% staatsdeelname voor CCS projecten. Subsidies worden niet verstrekt, maar daar staat tegenover dat er ook geen hoge financiële lasten zijn. De Deense staat heft bijvoorbeeld geen royalties van projectontwikkelaars.

Vernieuwend vanuit EU-perspectief, en de heersende '*not under my backyard*'-gedachte, is dat in Denemarken de eerste vergunningen voor onshore koolstofopslag zijn verstrekt. Vanwege de gevoeligheid gelden voor de ontwikkelaars aanvullende verplichtingen op het gebied van overlegvoering en periodieke informatieverstrekking aan lokale gemeenschappen.

De CCS Richtlijn is in 2011 in Denemarken op basis van een minimumimplementatie geïmplementeerd in de '*Subsoil Act*'. Daarnaast waren enkele andere wetswijzigingen noodzakelijk om CCS-projecten toe te staan. Hierbij wordt bijvoorbeeld gewezen naar de

32. Richtlijn 2009/31/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 betreffende de geologische opslag van kooldioxide en tot wijziging van Richtlijn 85/337/EEG van de Raad, de Richtlijnen 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG en 2008/1/EG en Verordening (EG) nr. 1013/2006 van het Europees Parlement en de Raad.

wijziging van de Deense '*Marine Environmental Protection Act*'.

Toch is ook in Denemarken veel ruimte voor nadere ontwikkeling. De uitdagingen in de eerste tender zagen onder meer op het gebrek aan transportinfrastructuur, hetgeen op 13 november 2024 heeft geleid tot verandering in de bestaande wetgeving omtrent koolstofpijpleidingen. Daarnaast bleek het regime omtrent emissiebronnen onzeker, en liep men aan tegen een complexe en onderontwikkelde markt voor CO2-certificering. Een uitdaging die in 2023 werd gesignaleerd betrof de complexiteit en onzekerheid omtrent steunregelingen. Dat CCS-projecten belangrijk zijn voor het behalen van de nationale en Europese doelstellingen blijft echter duidelijk. Vanuit die gedachte hebben Nederland en Denemarken op 16 oktober 2023 een overeenstemmingsmemorandum bereikt, met als doel het verder ontwikkelen van de grensoverschrijdende transport van koolstof voor opslagdoeleinden.

6.2. CCS vanuit het Nederlandse en Britse perspectief

Tom Mikunda, CCS Regulatory Manager, BP (NL & VK)

Vervolgens deelt Tom Mikunda deelt zijn ervaringen met CCS-regelgeving in Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Het grootste CSS-project van het Verenigd Koninkrijk is gelegen in de '*East Coast Cluster*', in de industriële regio's Teesside en Humber. De nationale visie op de CCS-markt aldaar kan worden beschreven aan de hand van drie fasen. In de eerste fase (tot 2030) ligt de focus op het creëren van een CCS-markt. Vervolgens (2030-2035) vindt de transitie naar CCS-projecten plaats. Ten slotte (vanaf 2035) zal er worden gewerkt aan een zelfvoorzienende CCS-markt, met import en export tussen de EU en het Verenigd Koninkrijk. Vergelijkbaar met opbouw van de waterstofmarkt, verwacht het Verenigd Koninkrijk hoge opstartkosten. De transport- en opslagkosten zullen in eerste instantie worden gedragen door de Britse staat, en zullen worden afgebouwd naarmate het aantal gebruikers toeneemt.
In Nederland werd de eerste CCS-vergunning verstrekt in 2010. Door de grote potentie van de Noordzee voor CO2-opslag, is Nederland een duidelijke voorloper op het gebied van CCS binnen Europa. Op dit moment is staatsparticipatie naar Nederlands recht niet vereist. Het eigendom van een van de grootste CCS-projecten op dit moment, Porthos, is echter wél gelegen bij staatsbedrijven. Wellicht zal de wet- en regelgeving zal op dit gebied nog worden gewijzigd, aldus Mikunda.

6.3. CCS vanuit het Griekse perspectief

Mariadina Lili-Kokkori, Associate, Koutalidis Law Firm (GR)

Ook Griekenland vervult een cruciale rol in de ontwikkeling en implementatie van CCS technologieën binnen Europa, zo vertelt Mariadina Lili-Kokkori. In Griekenland is de CCS-richtlijn grotendeels geïmplementeerd in nationale regelgeving middels een ministerieel besluit. Vervolgens is door recent in werking getreden wetten de rol van de '*Hellenic Hydrocarbons and Energy Resources Management Company (HEREMA)*' uitgebreid, en zijn nieuwe CCS-processen geïntroduceerd.

Momenteel zijn er drie grote CCS-projecten in Griekenland, die subsidie ontvangen vanuit het EU Innovatiefonds, te beginnen met het IFESTOS project. Dit is een van de grootste projecten in Europa, uitgevoerd door TITAN Cement Company S.A. Het project omvat de retrofit van cementovens met geavanceerde afvangtechnologieën, en heeft als doel jaarlijks meer dan 1,9 miljoen ton CO2 af te vangen. Dit omvat circa 12% van de totale industriële uitstoot in Griekenland. Het belang van dit project wordt zeer groot geacht voor de positie van Griekenland als 'CCS-hub' in Zuid-Europa. Het project ontvangt EUR 234 miljoen vanuit het EU Innovatiefonds en zal naar verwachting in december 2029 operationeel worden. Naast de bijdrage op het gebied van economische- en klimaatdoelstellingen, creëert dit project ook andere voordelen, zoals een aanzienlijke bijdrage aan de werkgelegenheid; er worden met het IFESTOS project namelijk 115 directe en 800 indirect voltijd banen gecreëerd.

Voorts richt het IRIS project, dat wordt uitgevoerd door Motor Oil Hellas, zich op het combineren van CCS-technologie met de productie van e-methanol door middel van groene waterstof. Het doel van het IRIS project is om een afvangpercentage van 95% te bereiken, en in de eerste 10 operatieve jaren een totaal aan 8,58 miljoen ton aan CO2-uitstoot te vermijden. Het IRIS project ontvangt EUR 126,79 miljoen vanuit het EU Innovatiefonds en zal naar verwachting in juni 2028 operationeel worden.

Het derde project betreft OLYMPUS project van HERACLES Group. Dit is een strategische investering van meer dan EUR 300 miljoen, waarmee de Milaki cement productiefaciliteit wordt getransformeerd naar een koolstofvrije productiefaciliteit, met als doel jaarlijks 1 miljoen ton CO2 af te vangen. Het OLYMPUS project ontvangt EUR 124,5 uit het EU Innovatiefonds en zal naar verwachting in 2029 operationeel worden.

De opslagmogelijkheden voor de CO2 die met voornoemde projecten is afgevangen zal worden gerealiseerd met het Prinos project. Dit project wordt uitgevoerd door Energean in samenwerking met dochteronderneming EnEarth, en maakt gebruik van het Prinos olie- en gasveld in het noorden van Griekenland. Door de structuur en diepte van dit veld en de bestaande on- en offshore infrastructuur wordt Prinos gezien als de aangewezen opslaglocatie.
Het project zal in 2027 starten met een capaciteit van 1 miljoen ton per jaar, met een geplande uit-

breiding naar 3 miljoen ton per jaar. De uitrol van het Prinos project geschiedt in twee fasen. In de eerste fase (2025-2028) wordt aan plaatselijke uitstoters met kleinere volumes de mogelijkheid geboden hun CO2-uitstoot te beperken. In de tweede fase (vanaf december 2027) zullen de faciliteiten beschikbaar worden voor grotere injecties, onder meer door de aanleg van een nieuw platform en het boren van nieuwe putten.

Toch heeft ook Griekenland te maken met juridische en technische uitdagingen. Zo geldt er geen vaste duur voor exploratievergunningen, hetgeen onzekerheid creëert voor investeerders. Daarnaast biedt het Griekse juridisch kader – in tegenstelling tot in Italië, Spanje en Nederland – onvoldoende bepalingen omtrent de overdraagbaarheid van exploratie- en opslagvergunningen, hetgeen eveneens impact heeft op de investeringsbereidheid. Ten slotte noopt tegenstrijdige wetgeving met betrekking tot CO2-opslag in aquifers tot aanpassing van bestaande wet- en regelgeving. Een belangrijke uitdaging van technische aard is het gebrek aan ervaring met CCS-projecten in Griekenland.

Griekenland zal het wettelijk kader voor de CCS-markt naar verwachting begin dit kalenderjaar finaliseren. Daarnaast zal Griekenland zich in de komende jaren met name bezighouden met het sluiten van overeenkomsten met uitstoters, het ontwikkelen van grensoverschrijdende transportmogelijkheden, en het creëren van extra opslagcapaciteit. Ook is er behoefte aan een duidelijke verdeling van verantwoordelijkheden tussen de Griekse autoriteiten, en langdurige politieke steun voor CCS-projecten. Met de benodigde aanpassingen, heeft Griekenland de kans om een leidende rol te spelen in de toepassing van CCS-technologieën in het Middellandse Zeegebied, wat bijdraagt aan de wereldwijde inspanningen om klimaatverandering tegen te gaan.

6.4. CCS vanuit het Italiaanse perspectief

Thomas Vanhauwaert ,EU Government Affairs Lead, ENI & Pietro Negri, CCUS Specialist, ENI (IT)

In Italië is de CCS-richtlijn geïmplementeerd door middel van een wetgevingsbesluit, waarin uitgeputte offshore koolwaterstofreservoirs worden aangewezen als geschikte CO2-opslaggebieden.[33] Hierin is eveneens opgenomen dat bepaalde seismische gebieden, die worden gekwalificeerd als 'zone 1-gebieden', niet in aanmerking komen voor CO2-opslag. Nadere specificering van geschikte locaties zal volgen uit een ministerieel besluit nadat een strategische milieueffectenbeoordeling heeft plaatsgevonden.

Het Italiaanse Ministerie van Milieu en Energiezekerheid is aangewezen als de centrale autoriteit voor de coördinatie en goedkeuring van CCS-projecten. Het Italiaanse vergunningsproces voor CCS-projecten omvat drie soorten vergunningen: een exploratievergunning, een vergunning voor een experimenteel opslagprogramma, en een opslagvergunning. Hoewel hiertussen geen directe relatie bestaat, geldt dat de houders van een exploratie- of experimentele programma-vergunning voorrang krijgen bij het verkrijgen van een opslagvergunning. De derdentoegang zal op non-discriminatoire en transparante basis moeten plaatsvinden, hetgeen eveneens zal worden uitgewerkt bij ministerieel besluit.

Een van de belangrijkste CCS-projecten in Italië is het Ravenna project. Het Ravenna project is in december 2022 begonnen uit een joint venture tussen ENI – als operator – en de Italiaanse gastransportnetwerkeigenaar, Snam. Het Ravenna project beoogt de benodigde infrastructuur te faciliteren voor het verzamelen, transporteren en permanent opslaan van CO2 in uitgeputte gasvelden in de Adriatische Zee. Met een totale opslagcapaciteit van meer dan 500 miljoen ton, fungeert het Ravenna project als een CCS-hub in het Middellandse Zeegebied. Het transportnetwerk wordt zodanig ontwikkeld, dat de locatie geschikt is om zowel via pijpleidingen als per schip CO2 te ontvangen.

Ten aanzien van de ontwikkeling van het Ravenna project wordt een onderscheid gemaakt tussen drie fasen. De eerste fase is reeds afgerond, en betrof het afvangen, transporteren en opslaan van de CO2-uitstoot van Eni's aardgasbehandelingsinstallatie in Casalborsetti. Deze uitstoot wordt geschat op circa 25.000 ton per jaar. Na het afvangen wordt de CO2 getransporteerd naar het offshore Porto Corsini Mare Ovest platform via omgebouwde gaspijpleidingen, om aldaar te worden geïnjecteerd en opgeslagen op een diepte van 3000 meter. Momenteel bevindt het Ravenna project zich in de tweede fase, met als doel het faciliteren van een jaarlijkse injectiecapaciteit van 4 miljoen ton tegen eind 2030. De uitbreiding zal naar verwachting eind 2027 van start gaan. De derde fase vangt aan na 2030, en is gericht op uitbreiding van de jaarlijkse injectiecapaciteit naar 16 miljoen ton.

7. Warmteprojecten

De tweede parallelle sessie betrof de regulering van warmteprojecten in vier verschillende jurisdicties. Belangrijke verschillen tussen de jurisdicties zitten onder meer in ex ante tariefregulering (Denemarken, Noorwegen, Nederland) en ex post toezicht op de prijzen (Duitsland) en gecentraliseerde (Denemarken) en lokale sturing (Nederland).

33. D.lgs. 11 162/2011.

7.1. Warmtenetten vanuit Deens perspectief

Niels Peter Berg, Chief Legal Counsel, Danish Energy Agency (DK)

De Deense aanpak van stadsverwarming wordt in Nederland vaak gezien als voorbeeld. Niels Peter Berg lichtte toe dat twee derde van de Deense huishoudens is aangesloten op stadsverwarming die voor 75% gebruikmaakt van hernieuwbare energie. Iedere regio aansluiten op een stadsverwarmingssysteem zou niet kostenefficiënt zijn. Ook maakte Berg duidelijk dat afhankelijk van de lokale situatie verschillende bronnen worden ingezet voor baseload en piekproductie. Hierbij gaat het onder meer om afvalverbranding, warmtekrachtkoppeling, warmtepompen, zonne-energie, thermische energie en restwarmte. Daarnaast wordt warmte opgeslagen in opslagfaciliteiten voor weken tot maanden. Dit maakt het mogelijk om seizoensgebonden warmte te benutten en productie en consumptie beter op elkaar af te stemmen.

De regulering van stadsverwarming in Denemarken is sterk gecentraliseerd. Het ministerie van Klimaat, Energie en Nutsvoorzieningen en de *Danish Energy Agency* (DEA) spelen een belangrijke rol bij de vaststelling van prijsmechanismen, die door de gemeenten en stadsverwarmingsbedrijven worden gehanteerd. De warmtebedrijven leggen ter goedkeuring hun tarieven voor aan een toezichthouder. Prijzen worden gereguleerd door drie kernprincipes. Ten eerste moeten de basiskosten enkel bestaan uit uitgaven die noodzakelijk zijn voor de productie en distributie van stadswarmte. Ten tweede moeten prijzen, kostenallocaties en leveringsvoorwaarden redelijk zijn. Tot slot zijn de prijzen pas geldig (en kunnen pas in rekening gebracht worden aan consumenten) op het moment dat de prijzen zijn doorgegeven aan de toezichthouder, en de consumenten hierover tijdig zijn bericht.

Een ander opvallend kenmerk van het Deense model is de eigendomsstructuur: stadswarmtenetten zijn direct of indirect in handen van de consument: direct via coöperaties, of indirect via de gemeenten. Private partijen maken geen onderdeel uit van dit stelsel. De betrokken partijen hebben geen winstoogmerk. Consumenten betalen alleen voor de kosten van het opwekken van de warmte en overhead, waarmee het stelsel zichzelf bekostigt. Bestuurders van deze warmtebedrijven worden direct of indirect verkozen door consumenten via verkiezingen. Winsten worden aan het einde van het jaar uitgekeerd aan de consument, of overgedragen naar het volgende jaar om de prijzen te verlagen.

Ook ging Berg in op de ontwikkeling van de stadsverwarming. Vóór de jaren zeventig leek het Deense stadverwarmingssysteem in grote mate op dat van haar Europese buurlanden. Het marktaandeel was vrij laag en stadsverwarming was met name te vinden in de grote steden en leverde voornamelijk warmte aan grote publieke instanties. De oliecrisis van 1973 zorgde voor een veranderde rol van stadsverwarming in Denemarken. Door de sterke prijsstijgingen en het feit dat Denemarken voor haar olieconsumptie volledig afhankelijk was van import, moest het aandeel van olie in de energiemix veranderen. De focus lag op energie-onafhankelijkheid en diversificatie van energiebronnen. Stadsverwarming werd gezien als een goedkope en aantrekkelijke optie om de plaats in te nemen van door olie aangedreven verwarmingsinstallaties. Het politieke en financiële momentum werd omgezet in een dure investering voor de lange termijn. Deze investeringen maakten het mogelijk om een groot stadverwarmingsnetwerk uit te rollen dat met competitieve prijzen kon concurreren.

Ook was er consistente en stabiele regelgeving door de introductie van *First Heat Supply Act* in 1979.[34] Op grond van deze wet kregen gemeenten de bevoegdheid (decentralisatie) om warmtenetten te plannen op basis van sociaaleconomische analyses, die consumentenbescherming, efficiëntie en overeenstemming met de energie-ambities bewerkstelligden. De verplichting om aangesloten te zijn op het stadswarmtenet en daarop aangesloten te blijven bood een sterk regulatoir instrument om efficiëntie van deze netten te garanderen door een stabiele consumentenbasis en eventuele opt-outs van consumenten te voorkomen. In 2019 is deze verplichting geschrapt, omdat de stadsverwarmingsinfrastructuur inmiddels aanwezig is. In 2022 stonden consumenten in de wachtrij om aangesloten te worden op stadsverwarming door de explosieve stijging van de gasprijzen. De situatie is op dit moment anders: hoewel kilometers aan infrastructuur voor de stadsverwarming zijn aangelegd sinds het begin van de crisis, is de vraag naar stadsverwarming weer sterk gedaald door het stabiliseren van de gasprijzen. Dit heeft geleid tot minder inschrijvingen op nieuwe stadverwarmingsprojecten.

Berg ging vervolgens in op een politieke afspraak uit 2021 die sinds 2022 geldt. De afspraak betreft een prijslimiet (die steeds voor de duur van één jaar geldt): stadswarmtebedrijven mogen de prijs niet hoger laten zijn dan die van de goedkoopste hernieuwbare warmtebron. Deze maatregel was populair in tijden van hoge gasprijzen. Het probleem is echter dat de prijslimiet een belemmering vormt voor het doen van (langetermijn)investeringen in de infrastructuur van stadswarmte om goedkope, overgebleven restwarmte van bedrijven (zoals de datacentra) te distribueren naar consumenten. Als meer investeringen nodig blijken, is de prijslimiet een gevaar voor het verdienvermogen van de stadswarmtebedrijven. Daarom zal de prijslimiet worden afgeschaft voor restwarmte van industriële ondernemingen en onder andere datacentra.

34. Lov om varmeforsyning: De eerste Deense warmteleveringswet

Berg gaf aan dat Denemarken zich heeft voorgenomen om in 2030 volledig aardgasvrij te zijn. De helft van de huidige aardgasgebruikers zal worden overgezet op stadsverwarming. Dit brengt echter uitdagingen met zich mee: de huidige lage gasprijzen maken consumenten minder bereid om over te stappen. Om de energietransitie te versnellen, is politieke actie nodig, zoals een verplichte einddatum voor aardgasgebruik. Ook speelt afvalverbranding momenteel een belangrijke rol en levert 20-25% van de warmtetoevoer. Aangezien 40% van het afval uit plastic bestaat, is verdere decarbonisatie noodzakelijk. Maatregelen zoals CO2-opslag en beprijzing van emissies (ETS) moeten helpen om de sector verder te verduurzamen.

Tot slot stipte Berg nog kort het regelgevend kader aan: de belangrijkste wetgeving is de *Heat Supply Act*, waarvan de eerste versie is aangenomen in 1979. De belangrijkste onderwerpen zijn: toegestane gemeentelijke activiteiten, planning van de warmtetoevoer en prijsregulering. In secundaire Deense wetgeving zijn nog een aantal onderwerpen geregeld: de planning en goedkeuring van projecten, budgettering en beprijzing, emissierechten voor stadsverwarming, de prijslimiet en vereisten die worden gesteld aan lokale autoriteiten.

7.2. Warmteprojecten vanuit Noors perspectief

Emilie Liknes, Legal Officer, Norwegian Energy Regulatory Authority (NO)

Liknes begon haar presentatie met een kaart van Noorwegen en maakte inzichtelijk dat de concentratie van warmtenetten erg varieert. Liknes gaf aan dat er in Noorwegen voorbeelden zijn waar grote industrieën warmte hergebruiken waardoor er soms stadsverwarming is in afgelegen gebieden. In 2023 werd er 7 TWh aan stadsverwarming geleverd aan consumenten, waarvan 27% naar huishoudens ging, 15% naar industrie en 54% naar de dienstensector. Ter vergelijking werd er in 2022 alleen al voor 25 TWh aan elektriciteit gebruikt om huishoudens te verwarmen.

Benadrukt werd dat Noorwegen geen deel uitmaakt van de Europese Unie, maar wel deelneemt aan de interne markt door middel van de Overeenkomst betreffende de Europese Economische Ruimte (EER). Kort en goed betekent dit voor Noorwegen dat voor de energieregelgeving alleen de Richtlijn Hernieuwbare Energie uit 2009 van kracht is.[35] De Energie-efficiënte richtlijn is niet van kracht, en evenmin de Richtlijn betreffende energieprestatie van gebouwen.[36] Dit betekent dat het overgrote deel van Noorse energiewetgeving nationaal is. Noorwegen heeft in 1986 een *District Heating Act* aangenomen. Deze is uiteindelijk opgenomen in hoofdstuk 5 van de *Energy Act 1990*. Dit betreft een kaderwet met regelgeving voor opwekking, omzetting, transmissie, handel, distributie en gebruik van energie. De *Energy Act 1990* wordt zelf niet gewijzigd, maar nieuwe ontwikkelingen in regelgeving komen de laatste jaren tot stand uit hoofde van de *Energy Act 1990*. Liknes noemde bijvoorbeeld een regeling betreffende kosten-batenanalyse voor de mogelijkheid om restwarmte te benutten. Deze treedt op 1 april 2025 in werking. Deze regelgeving legt nieuwe energiecentrales en datacenters de verplichting op om voor aanvang van de bouw een kosten-batenanalyse uit te voeren naar de mogelijkheid om restwarmte te benutten.

De Noorse toezichthouder (NVE) is ondergeschikt aan het Ministerie van Energie. De NVE is de toezichthouder en behandelt bovendien klachten over de tariefregulering. De NVE is verantwoordelijk voor het verlenen van vergunningen voor stadsverwarmingsinstallaties en het verlenen van toestemming van het sluiten van deze faciliteiten. Een vergunning, afgegeven door de NVE, is vereist voor stadsverwarmingsinstallaties die aan externe klanten leveren en een vermogen hebben van 10 MW of meer. Een vergunning wordt verleend voor een bepaald geografisch gebied. De stadsverwarmingsexploitanten kunnen gedeeltes van hun toegewezen gebied bovendien afstaan als deze niet worden gebruikt. Ook kan een vergunningworden aangevraagd voor een installatie met een vermogen van minder dan 10 MW. Een gemeente kan namelijk op grond van de Noorse Wet ruimtelijke ordening eisen dat er een verplichte aansluiting is met een stadsverwarmingsinstallatie en een vergunning kan daarvoor een voorwaarde zijn. NVE schrijft ten slotte bestuurlijke boetes uit als de vergunningsplicht wordt geschonden.

De tariefregulering bepaalt het tarief voor stadsverwarming. Het maximumtarief wordt samengesteld uit verschillende factoren en kan worden berekend in de vorm van een aansluitvergoeding, een vaste jaarlijkse vergoeding en een vergoeding voor de gebruikte warmte. De uiteindelijke prijs wordt vastgesteld door de stadsverwarmingsexploitanten en de marktomstandigheden. De stadsverwarmingsexploitanten zijn niet verplicht om alle factoren te gebruiken bij het vaststellen van de prijs en hoeven niet het vaste jaarlijkse tarief op te leggen. Een opvallend kenmerk is dat de tariefregulering gekoppeld is aan de elektriciteitsmarkt, omdat de gemeente kan eisen dat sommige gebouwen moeten worden aangesloten op de stadsverwarming. Zo is het warmtetarief begrensd tot de elektriciteitsprijs om ervoor

35. Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG.

36. Richtlijn (EU) 2023/1791 van het Europees Parlement en de Raad van 13 september 2023 betreffende energie-efficiëntie en tot wijziging van Verordening (EU) 2023/955 (herschikking); Richtlijn (EU) 2024/1275 van het Europees Parlement en de Raad van 24 april 2024 betreffende de energieprestatie van gebouwen.

te zorgen dat consumenten niet worden blootgesteld aan hogere verwarmingskosten dan als hun huis via elektriciteit zou zijn verwarmd. De elektriciteitsprijzen zijn overigens locatiegebonden (vijf referentiegebieden) en kunnen per gebied verschillen in Noorwegen.

Wat betreft de reikwijdte van de vergunningsplicht hebben vergunninghouders de verplichting om aangesloten klanten te voorzien van stadsverwarming. Een klant is aangesloten als er een bindende overeenkomst is en de levering is gestart. Levering kan door eigen opwekking of via overeenkomsten met andere leveranciers. Er bestaan uitzonderingen op de verplichting om te leveren. Als er sprake is van oorlog, er stakingen zijn of andere plotselinge en onvoorziene omstandigheden zich voordoen die de levering onmogelijk dan wel onredelijk bezwaarlijk maken kan de leveringsverplichting worden verworpen.

Aangezien het Noorse energiesysteem sinds 1986 erg is veranderd, heeft de NVE een nieuwe prijsregulering voor stadsverwarming voorgesteld van *adjusted maximal price regulation*. Dit houdt in dat er wordt gekeken naar de spotprijs van elektriciteit in een bepaald leveringsgebied, plus een constante factor. Dit maakt het mogelijk om rekening te houden met het feit dat verschillende stadsverwarmingsexploitanten andere energieproducten dan elektriciteit gebruiken. De constante factor is bedoeld om weer te geven dat afnemers van stadsverwarming in tegenstelling tot afnemers van elektriciteit geen netvergoeding hoeven te betalen. Er is ook een boven- en ondergrens voorgesteld voor de relatie tussen de spotprijs en het stadsverwarmingstarief ter bescherming van klanten tegen hogere elektriciteitsprijzen. Dit omdat de kosten voor stadsverwarming niet dezelfde hoge kostenstijging hebben als elektriciteitsproducenten. Liknes vertelde dat het voorstel naar het Ministerie van Energie is gestuurd. Of het voorstel wordt goedgekeurd is nog niet duidelijk.

Ten slotte ging Liknes in op de toekomstige behoeftes van Noorwegen voor warmtenetten en cooling. Zo ontbreekt het aan duidelijke regelgeving in geval van insolventie van een warmtebedrijf. In tegenstelling tot Denemarken kunnen warmtebedrijven in Noorwegen ook privaatrechtelijk zijn, vaak in samenwerking met gemeentes. Volgens het NVE zijn er in geval van faillissement duidelijke tegenstrijdige elementen tussen faillissementsrecht en energierecht, omdat een warmtebedrijf geen faillissement kan worden geweigerd. Het voornaamste belang in het insolventierecht is het betalen van crediteuren, terwijl in het energierecht het voornaamste belang leveringszekerheid is. Deze belangen conflicteren. Als een stadsverwarmingsbedrijf failliet gaat, dan gaat de vergunning niet over naar de faillissementsboedel, waardoor er alleen geleverd kan worden zonder vergunning. Liknes eindigde haar verhaal met de opmerking dat dit tot de nodige onduidelijk leidt en gaf een voorbeeld van een recent faillissement van een warmtebedrijf.

7.3. Warmteprojecten vanuit Duits perspectief

Dr Norman Fricke, Sectorhoofd Law and Europe, "AGFW" Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (DE)

Norman Fricke gaat in zijn presentatie met name in op drie onderwerpen: de Duitse *Heat Planning Act (Wärmeplanungsgesetz/WPG)*, de *Building Energy Act (Gebäudeenergiegesetz/GEG)* en het beprijzen van stadsverwarming. In Duitsland heeft stadsverwarming een marktaandeel van slechts 15%. Er worden jaarlijks tussen de 20.000 en 30.000 nieuwe gebouwen aangesloten op het warmtenet en het aandeel van hernieuwbare energiebronnen en restwarmte is ongeveer 30%. Voor andere warmte-aansluitingen dan stadsverwarming is het aandeel hernieuwbare energie en restwarmte op dit moment 20%. De doelen zijn daarentegen wel ambitieus: in 2045 moet het aandeel van stadsverwarming zijn toegenomen tot 30 à 45%, de nieuwe aansluitingen moeten zijn gegroeid tot 100.000 per jaar en in 2045 moet alle energie uit restwarmte of hernieuwbare energiebronnen komen, met als tussenmijlpaal een aandeel van 50% in 2030. Deze doelen moeten worden behaald door decarbonisatie, waarvoor gedetailleerde wettelijke verplichtingen zijn ingesteld voor de bouwsector, en uitbreiding van warmtenetten. Wat de decarbonisatie van de warmtesector betreft is een warmteplanning voor gemeenten geïntroduceerd naar het voorbeeld van Denemarken en zijn er verplichtingen ingesteld voor het decarboniseren van de warmtesector zelf en de te bouwen warmte-installaties. In aanvulling hierop wordt een juridisch kader ontwikkeld voor warmtenetten, zowel een contractrechtelijk kader als een kader voor het beheersen en monitoren van prijzen. Op dit moment is er vrij weinig wet- en regelgeving; de huidige wet- en regelgeving wordt op dit moment (kritisch) geëvalueerd.

Fricke vervolgde zijn verhaal met de *Heat Planning Act (Wärmeplanungsgesetz/WPG).* De WPG is op 1 januari 2024 in werking getreden en heeft als voornaamste doelen dat het een bijdrage levert aan de warmtetransitie naar hernieuwbare energiebronnen en restwarmte, en dat het bijdraagt aan een uitstootvrije warmtetoevoer in 2045. De federale overheid heeft de federale staten gemandateerd om implementatiewetten in te voeren die de bepalingen van de WPG invoeren en nader uitwerken. Alle gemeenten met ten minste 10.000 inwoners vallen onder de reikwijdte van de WPG: de federale staten zijn vrij om te bepalen of kleinere gemeenten ook onder de werking van de WPG vallen. Gemeenten met meer dan 100.000 inwoners hebben tot 30 juni 2026 om te voldoen aan de bepalingen van de WPG, kleinere gemeenten tot aan 100.000 inwoners hebben twee jaar langer de tijd (tot 30 juni 2028). De WPG heeft twee kernonderdelen. Het eerste onder-

deel verplicht lokale autoriteiten om aan warmteplanning te doen. Gemeenten moeten op grond van de WPG in hun warmteplan informatie verschaffen over toekomstige gebieden, die aangewezen worden voor de aanleg van warmtenetten en/of waterstofnetwerken. Deze verplichting heeft echter geen juridische gevolgen en geen bindend karakter. Als een gebied wordt aangewezen voor het bouwen of uitbreiden van een warmtenet of waterstofnetwerk, is er geen verplichting voor eigenaars van gebouwen in die gebieden om een specifieke warmtetechnologie te gebruiken of een specifiek type warmtetoevoer te kiezen. De bouw en uitbreiding van warmtenetten concurreert dus met andere wettelijk toegestane verwarmingssystemen. Het tweede kernonderdeel legt verplichtingen op aan leveranciers van stadswarmte om hun warmtenetten te decarboniseren.

Vervolgens ging Fricke in op de *Building Energy Act (Gebäudeenergiegesetz/GEG).* De GEG heeft als doelen om klimaatbeschermingstargets te halen in de bouwsector en de uitstoot van broeikasgassen te verminderen door het gebruik van herbruikbare energie en restwarmte te vergroten. De GEG is aanzienlijk vernieuwd per 1 januari 2024, met als vernieuwing dat er een quotum is ingevoerd waardoor ten minste 65% van de nieuw aangesloten verwarmingssystemen hernieuwbare energie en/of restwarmte moeten gebruiken. De GEG was zeer controversieel tijdens het wetgevingstraject en is onderwerp van strijd in de federale verkiezingscampagne van 2025. De toekomst van deze wet is dus onzeker. Er zijn juridisch twee mogelijkheden om te voldoen aan het quotum van 65%[37]: het leveren van specifiek bewijs door een berekening te maken die is gebaseerd op DIN V 18599: 2018-09, of door een technologie te kiezen uit een specifieke lijst.[38] Met name de aansluiting op een warmtenet of het gebruik van een elektrische warmtepomp, die op de specifieke lijst staan, blijken belangrijke technieken te zijn voor de praktijk.

In de GEG is een transitieperiode opgenomen voor het aansluiten van bestaande gebouwen die zijn gekoppeld aan het warmteplan van de gemeente. Het aansluiten van verwarmingssystemen mag in de transitieperiode onafhankelijk van het quotum van 65%, hoewel er wel aanvullende vereisten zijn voor liquide of gasvormige brandstoffen. De transitieperiode eindigt binnen een maand nadat de gemeente heeft beslist over een warmteplan. Als het warmteplan niet op tijd af is, dan gelden de volgende uiterlijke termijnen: in het geval van gemeenten tot 100.000 inwoners 30 juni 2026, voor gemeenten met meer dan 100.000 inwoners 30 juni 2028. Aangezien er geen middelen worden vrijgemaakt voor het maken van een warmteplan, geeft Fricke aan dat het best een tijd kan duren voordat de warmteplannen zijn opgesteld. De verwachting is dat de GEG ertoe leidt dat de belangrijkste actoren in de energiemarkt warmtepompen en stadsverwarming zullen zijn. Het is nog onduidelijk wat er zal gebeuren met gasnetwerken. In enkele gevallen lijkt het meest waarschijnlijk dat deze worden ontmanteld.

Tot slot ging Fricke in op de prijzen voor stadsverwarming. De kern is het contractenrecht. Ook zijn er wettelijke verplichtingen ten aanzien van prijsveranderingen (prijsaanpassingsbepalingen) gedurende de duur van de overeenkomst. Daarnaast wordt toezicht gehouden op de prijzen op de markt op grond van de Duitse mededingingswet (GWB). Het doel is om misbruik van een dominante positie tegen te gaan. Hierbij is de juiste afbakening van de relevante markt erg belangrijk. De controle is ex post. Fricke merkte op dat het prijsniveau nog steeds hoog is sinds de gasprijzen flink zijn gestegen door de crisis in 2022 en 2023. Dit heeft ook zijn weerslag op de prijzen voor stadsverwarming, aangezien een flink deel van de warmte van stadsverwarming afkomstig is van aardgas. Deze prijzen zijn gelinkt aan de ontwikkelingen in de aardgasprijs via de prijsaanpassingsbepalingen, die leiden tot een vertraging in de prijsveranderingen (van een à twee jaar). Op dit moment is een discussie gaande over het toe te passen regulatoire model. Zo wordt gesproken over het versterken van het huidige model, de mogelijkheid om prijzen (ex ante of ex post) goed te keuren of een prijslimiet in te stellen. Al deze drie opties roepen hun eigen vragen op. Fricke benoemt dat het interessant is om te zien dat deze verschillende methoden ook onder de loep liggen in Denemarken en Noorwegen. Fricke had nog verder willen uitweiden over de prijssystematiek van stadsverwarming, maar is hier omwille van de tijd niet meer op ingegaan.

7.4. Warmtenetten vanuit Nederlands perspectief

Iman Brinkman, Advocaat/Partner, Pels Rijcken (NL)

De presentatie wordt gegeven door Iman Brinkman, advocaat-partner bij Pels Rijcken.

Brinkman begint zijn verhaal met een korte introductie over collectieve warmtenetten in Nederland. De bebouwde omgeving is goed voor 37% van de Nederlandse energieconsumptie. Sinds de jaren zestig wordt vooral verwarmd met aardgas. Er zijn grote gasreserves in Nederland. Klimaatverandering vergt een overstap van fossiele naar hernieuwbare brandstoffen. Er zijn al aardig wat stadsverwarmingsprojecten in Nederland en de verwachting is dat het aantal de komende jaren sterk zal groeien. Het huidige beleidsdoel is een groei van het aantal aansluitingen op warmtenetten met een half miljoen in 2030 en per 2050 met 2,6 miljoen. De vraag die hieruit voortvloeit is welke warmtebronnen ingezet worden om de transitie te bewerkstelligen. Er zijn meerdere technieken beschikbaar, zoals restwarmte, geothermische warmte en warmte- en koudeopslag worden genoemd.

37. § 71 *Gebäudeenergiegesetz.*

38. § 71 lid 3 *Gebäudeenergiegesetz.*

Vervolgens gaat Brinkman in op de regelgeving voor de warmtesector. Het huidige juridische kader is met name gebaseerd op nationale wetgeving. Europese wetgeving heeft echter wel invloed op de warmtesector. De Warmtewet is in de vroege jaren 2000 voorgesteld door Kamerleden die bang waren voor hoge tarieven die warmtebedrijven zouden opleggen aan kleine consumenten (met aansluitingen met een capaciteit van ten hoogste 100 kW). Ook wilden zij hiermee de warmtelevering veiligstellen. Ongeveer tien jaar later werden ook regels over verduurzaming van de warmtesector toegevoegd aan de Warmtewet. Het huidige wettelijk kader geldt voor alle vormen van warmte, maar is niet zeer uitgebreid.

Brinkman legt vervolgens uit dat men voor een effectieve warmtetransitie een uitgebreider juridisch kader nodig acht. Daarom is het voorstel voor de Wet collectieve warmte (Wcw) opgesteld als vervanger van de Warmtewet. De Wcw is in de zomer van 2024 bij de Tweede Kamer ingediend in combinatie met de Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie (Wgiw). De Wgiw geeft gemeenten de bevoegdheid om de transitie van gas naar alternatieve energiebronnen af te dwingen. Het is dus aan de gemeenten om te besluiten wat er moet gebeuren en dit besluiten zij voor alle wijken en straten. Als de gemeente besluit dat een straat afgesloten moet worden van het gas binnen een zekere termijn, dan moet zij vervolgens een alternatieve warmtebron aanwijzen. Veel moet echter nog uitgewerkt worden in lagere regelgeving.

Brinkman legt vervolgens uit dat gemeenten onder de Wcw de regie hebben. Zo moeten gemeenten warmtekavels aanwijzen bij gebieden waarvan zij denken dat een stadsverwarmingsproject de beste optie is. De omvang van de warmtekavel kan variëren van (gedeelten van) meerdere gemeenten naar een gehele gemeente, tot wijken of straten. De omvang van een warmtekavel is afhankelijk van de business case die er gemaakt kan worden. Per warmtekavel wijst de gemeente een warmtebedrijf aan voor een periode van twintig tot dertig jaar. Hetzelfde warmtebedrijf kan meerdere warmtekavels exploiteren, wat begrijpelijk is vanuit het oogpunt van schaalgrootte. Het warmtebedrijf krijgt exclusieve rechten en verplichtingen met betrekking tot de warmtekavel en er zijn strikte regels over de structuur en eigenaarschap van een aangewezen warmtebedrijf.

Een warmtebedrijf dat interesse heeft in een warmtekavel, moet zich hiervoor aanmelden en moet aan bepaalde vereisten voldoen. Onderdeel hiervan is het indienen van een kavelplan, waarin omschreven staat hoe het warmtebedrijf de warmtekavel gaat ontwikkelen en onderhouden en hoe het warmtebedrijf de warmtelevering aan consumenten gaat waarborgen. In aanvulling hierop moet het warmtebedrijf budgetten en investeringen voorleggen. Het kavelplan moet worden goedgekeurd door de gemeente. Bovendien beoordeelt de Autoriteit Consument en Markt (ACM) of het warmtebedrijf voldoet aan bepaalde gronden.

Vervolgens merkt Brinkman op dat een warmtebedrijf in slechts twee gevallen actief mag zijn op een warmtekavel: het warmtebedrijf moet voor meer dan 50% publiek bezit zijn, of het warmtebedrijf moet zijn opgericht door een lokale warmtegemeenschap. Volgens Brinkman heeft deze vorm mogelijk enige verwantschap met het Deense model. Een lokale warmtegemeenschap kan namelijk bestaan uit lokale burgers en (kleinere) bedrijven, evenals lokale autoriteiten. De Wcw maakt het ook mogelijk dat private bedrijven in de eerste zeven jaar na inwerkingtreding van de wet worden aangewezen voor een warmtekavel. Dit is mogelijk als er geen interesse is van een publiek warmtebedrijf of lokale warmtegemeenschap. Het aanwijzen van private bedrijven gebeurt op grond van selectiecriteria die zijn neergelegd in de Wcw.

Brinkman gaat ook nog kort in op de integrale verantwoordelijkheid van het warmtebedrijf. Dit betekent dat een warmtebedrijf voor de volledige warmteketen verantwoordelijk is van productie tot levering. Daarnaast is het warmtebedrijf verplicht om alle gebouwen binnen de warmtekavel aan te sluiten, afgezien van bepaalde uitzonderingen. Gebouweigenaren kunnen ervoor kiezen om niet aangesloten te worden op het netwerk (opt-out). Ook gelden strikte regels omtrent het verminderen van uitstoot van broeikasgassen voor de productie van warmte van een warmtenet.

Verder werpt Brinkman nog kort een blik op tariefregulering. De ACM reguleert de tarieven. Zo stelt de ACM de maximumtarieven vast. De prijzen zijn gebaseerd op de kosten en gelinkt aan de gasprijzen. Op termijn wordt dit losgelaten, een substituut hiervoor wordt gezocht. Tarieven dienen non-discriminatoir te zijn en voorafgaand te worden gepubliceerd door warmtebedrijven. Verder moeten warmtebedrijven redelijke voorwaarden hanteren voor aansluiting op het warmtenet en voor de warmtelevering.

Brinkman eindigt zijn verhaal met het benoemen van de overgangswetgeving. Zo wordt onder de overgangswetgeving een al bestaand warmteproject bestempeld als een warmtekavel. Degenen die aangewezen zijn of op een andere wijze een warmtekavel opereren, worden beschouwd als warmtebedrijf en worden als zodanig behandeld door de Wcw. De maximale periode is tussen de twintig en dertig jaar. In de Wcw zijn regels opgenomen om deze maximale periode vast te stellen. Brinkmans presentatie zou oorspronkelijk langer duren, maar is omwille van uitloop van de sessie in de tijd ingekort en dus beknopter.

8. Ontwikkelingen aangaande de veiligheid van offshore energiesystemen

De veiligheid van energiesystemen op zee staat in toenemende belangstelling. In dit deel van het middagprogramma gingen drie sprekers wat 'energieveiligheid' nu eigenlijk betekent en hoe staten kunnen samenwerken om deze veiligheid te waarborgen. Tot slot wordt in het bijzonder aandacht besteed aan de bijzondere positie van Zweden op het gebied van energieveiligheid.

8.1. Offshore energieveiligheid

Kristina Rimkūnaitė, Subject Matter Expert, NATO Energy Security Centre of Excellence (LT)

Met een diepgaand overzicht van de offshore energieveiligheid en de strategische rol van de NAVO daarin introduceert Kristina Rimkūnaitė het laatste hoofdonderwerp van de dag. Het concept 'energieveiligheid' kan op verschillende manieren worden geïnterpreteerd. Volgens de '*International Energy Agency*' gaat het om de ononderbroken beschikbaarheid van energiebronnen tegen een betaalbare prijs. De EU spreekt van het vervangen van geïmporteerde fossiele brandstoffen met binnenlands geproduceerde hernieuwbare energiebronnen en het verbeteren van de energie-efficiënte. De '*United States Department of Energy*' stelt dat dit concept ziet op het hebben van voldoende energie om de vraag ernaar te beantwoorden en het hanteren van een systeem en infrastructuur dat bestand is tegen fysieke en digitale dreigingen, en de NAVO omschrijft energieveiligheid als een stabiele en betrouwbare toevoer van de benodigde energievormen en hoeveelheden om de capaciteiten, operationele doeltreffendheid en veerkracht van de NAVO te versterken. Op basis van deze definities onderscheidt Rimkūnaitė drie kerncomponenten van energieveiligheid: efficiëntie, beschikbaarheid en veerkracht. Zij voegt hier een vierde component aan toe: betaalbaarheid.

Zowel bij offshore- als onshore-energiebeveiliging is het voorkomen van incidenten door externe dreigingen van cruciaal belang. Offshore incidenten zijn in de praktijk echter complexer te identificeren en te mitigeren. In beide gevallen worden de drie voorgenoemde componenten van energieveiligheid aangevallen.

Rimkūnaitė benadrukt dat ieder soort offshore energieobject eigen risico's kent. Offshore windturbines zijn extreem hoog en gebruiken onderzeese kabels om elektriciteit naar het net te kunnen transporteren. Olie- en gasplatforms zijn brandgevoelig en kennen daardoor ingewikkelde onderhoudsprocedures. Aan de andere kant tonen projecten zoals het 1GW drijvende zonne-PV-faciliteit in de Shandong provincie van China, de schaal en potentie van offshore zonne-energie, en biedt getijdenenergie een betrouwbare energieopwekkingsbron door de voorspelbaarheid van de getijdenstromen.

De NAVO ziet de energiebeveiliging als kernonderdeel van haar takenpakket. Vanuit die gedachte wordt er geïnvesteerd in een stabiele en betrouwbare energievoorziening en voorbereiding tegen dreigingen. De dreigingen kunnen fysiek, cyber of hybride van aard zijn. Voorbeelden van recente incidenten zijn de beschadiging van de Nord Stream pijpleidingen en de Balticconnector. De NAVO benadrukt het belang van veerkracht en het vermogen om snel te reageren op dergelijke bedreigingen. Zij blijft zich aanpassen aan de energietransitie en streeft naar een coherente en gecoördineerde aanpak om de militaire capaciteit, effectiviteit en interoperabiliteit te waarborgen.

8.2. Noordzee-samenwerking voor bescherming van de offshore energie-infrastructuur

Dag Erlend Henriksen, Deputy Director General, Noorse Ministerie van Energie (NO)

Dag Erlend Henriksen belicht de gezamenlijke inspanningen van België, Noorwegen, de Europese Unie en de NAVO om de offshore en onderzeese infrastructuur in de Noordzee te beschermen en de veerkracht ervan te versterken. Deze samenwerking is in april 2023 ontstaan uit een Belgisch initiatief, en heeft geleid tot een in april 2024 ondertekende gezamenlijke verklaring.

De samenwerking is gericht op het delen van '*best practices*' en innovatieve technieken, het begrijpen en erkennen van gemeenschappelijke uitdagingen, het delen van kennis en netwerken, en het nauw samenwerken met relevante internationale organen en instellingen zoals de EU en de NAVO. Relevante informatie wordt tussen de autoriteiten gedeeld op '*North Seal*', een daartoe ontwikkeld informatie uitwisselingsplatform dat toegankelijk is voor de betrokken civiele autoriteiten.

De samenwerking komt onder meer tot uitdrukking in de ontwikkeling van gezamenlijke beschermings- en veerkrachtmaatregelen voor de offshore energie-infrastructuur, die de administratieve lasten voor de exploitant en overheden kunnen beperken en botsingen tussen verschillende maatregelen te voorkomen. Daarnaast wordt een netwerk van contactpunten opgezet om relevante informatie te rapporteren. In de derde plaats wordt met de nauwe samenwerking met andere internationale organen en instellingen zoals de EU en de NAVO gestreefd naar een gemeenschappelijke aanpak om verstoringen van de offshore-energieinfrastructuur in de Noordzee tegen te gaan. Ten slotte wordt er gewerkt aan het opbouwen van een gemeenschap in de Noordzeelanden, om gezamenlijk te kunnen werken aan het behoud en de bescherming van de Noordzee-infrastructuur op grotere schaal.

8.3. Balanceren tussen offshore veiligheid en duurzaamheid – Ervaringen uit Zweden

Therese Strömshed, Partner, Mannheimer Swartling (SE)

In de volgende bijdrage belicht Therese Strömshed de uitdagingen en overwegingen bij het balanceren van de ontwikkeling van offshore windenergie enerzijds en de Zweedse nationale veiligheid anderzijds. Voor de ontwikkeling van offshore windenergieprojecten hanteert Zweden momenteel een '*open door system*': iedere geïnteresseerde partij kan zich aanmelden, zonder veilingmethodiek. Belangen die eventueel met de ontwikkeling van de offshore windsector conflicteren, zoals defensie- en nationale veiligheidsbelangen, komen vervolgens aan bod in het vergunningsproces.

Bij verlening van de projectvergunning, verkrijgt de vergunninghouder exclusiviteit over de zeebodem. De Zweedse Strijdkrachten staan daarbij over het algemeen positief tegenover het vergunnen van offshore windprojecten in de Exclusieve Economische Zone ("**EEZ**"), maar nagenoeg alle overige offshore windprojecten worden tegengehouden. Op 4 november 2024 heeft de Zweedse regering nog 13 van de in totaal 14 offshore windaanvragen in de Oostzee afgewezen op grond van defensieoverwegingen.

Het defensiebelang van de Zweedse regering vloeit met name voort uit de militaire geografische ligging ten opzichte van haar buurlanden, en de unieke gevaren die offshore windprojecten in dat geval met zich kunnen brengen. Zo kunnen de windparken op zee de werking van radar- en bewakingssystemen beïnvloeden, en zijn alternatieve systemen, zoals '*gap filler radars*', geen optie. De verklaring zal onder meer gelegen zijn in de bescherming van informatieveiligheid, en de beperkte jurisdictie van Zweden binnen de EEZ. Toch dient het belang van ontwikkeling van de offshore windindustrie te worden gecombineerd met het nationaal veiligheidsbelang en dient de energiezekerheid te worden beschouwd als een wezenlijk onderdeel van het nationale veiligheidsbelang, aldus Strömshed. De vraag is echter of het Zweden wettelijke beschermingsmaatregelen mag treffen in de EEZ, en in hoeverre de Zweedse Strijdkrachten militaire bewaking mogen uitoefenen in de EEZ.

De belangrijkste bepalingen omtrent het recht van de zee vloeit voort uit het' Verdrag van de Verenigde Naties inzake het recht van de zee' ('*United Nations Convention on the Law of the Sea*', "**UNCLOS**"). De UNCLOS omvat de (beperkte) soevereine rechten en handhavingsbevoegdheden binnen de EEZ, kent exclusieve rechten toe aan kuststaten om kunstmatige eilanden, installaties en structuren in de EEZ te bouwen, te exploiteren en te gebruiken, en bepaalt jurisdictie toe over natuurlijke hulpbronnen.

Voor wat betreft de nationale wetgeving op het gebied van offshore windenergie binnen de EEZ biedt de Zweedse Beschermingswet voldoende mogelijkheden om offshore windparken als beschermd object te verklaren en te bewaken. Daarnaast kunnen er veiligheidszones worden verklaard tot 500 meter rondom de offshore kunstmatige eilanden, installaties en structuren, en gelden er verplichtingen voor operators en eigenaren om de offshore installaties te monitoren op operationele, veiligheids- en beveiligingsdoeleinden. In hoeverre dit daadwerkelijk praktisch mogelijk is, staat na afloop van de bijdrage ter discussie. Strömshed betoogt echter dat deze bestaande bewakings- en veiligheidssystemen kunnen de offshore windindustrie het duwtje in de juiste richting kunnen geven.

9. Gasvoorzieningzekerheid in de Europese Unie – Evaluatie van het EU-regulerinskader

Stef Blok, Lid van de Europese Rekenkamer (LU)

De slotspreker van de dag is Stef Blok, lid van de Europese Rekenkamer sinds 2022 en voormalig Minister van in verscheidene Nederlandse kabinetten. In 2024 heeft de Europese Rekenkamer een gedetailleerd rapport uitgebracht over de gasvoorzieningszekerheid binnen de Europese Unie, met een focus op de uitdagingen en maatregelen die zijn genomen in reactie op het afschalen van gasimport uit Rusland. Blok bespreekt de belangrijkste bevindingen van het rapport.

Met een gemiddelde van 25% van het totale energiegebruik in de Europese Unie is aardgas een van de belangrijkste primaire energiebronnen. De snelle afbouw van Russische gasimporten, die in 2021 goed waren voor circa 45% van alle gasimporten binnen de EU, leidde tot een ernstige bevoorradingscrisis en een betaalbaarheidscrisis. De EU, die meer dan 80% van het gebruikte aardgas importeert, stond daarmee voor een ongekende uitdaging om de continuïteit van de gasvoorziening te waarborgen.

Het rapport is gericht op beantwoording van een tweetal vragen. Allereerst staat de vraag centraal of de EU een doeltreffend kader heeft opgezet voor de zekerheid van gasvoorziening. Uit het rapport volgt dat, hoewel de EU een uitgebreid kader heeft ontwikkeld om de gasvoorzieningszekerheid te waarborgen, dit kader niet altijd even effectief is gebleken. Sinds 2010 werkt de EU aan versterking van het juridische en financiële raamwerk, onder andere de invoering van een verordening in 2017 ter bevordering van de regionale samenwerking en solidariteit tussen EU-lidstaten, en de identificatie en ondersteuning van projecten van gemeenschappelijk belang die de grensoverschrijdende gasinfrastructuur verbeteren.

Toch blijven er ondanks deze inspanningen aanzienlijke tekortkomingen. Zo hebben 18 lidstaten hun

preventieve en noodplannen niet voltooid, en hebben 2 lidstaten geheel geen plannen ingediend. Bovendien zijn de regionale risicogroepen, die zijn opgezet ter bevordering van de samenwerking tussen EU-lidstaten, onvoldoende effectief gebleken en lijken bilaterale overeenkomsten buiten bereik. Met name de administratieve lasten en de overlap tussen verschillende risicogroepen leidden tot inefficiëntie en onvoldoende toegevoegde waarde.

In de tweede plaats behandelt het rapport de vraag of de EU de doelstellingen van haar crisisresponsmaatregelen heeft bereikt. Het rapport beschrijft dat de EU een reeks tijdelijke maatregelen heeft ingevoerd om de gascrisis aan te pakken, waaronder een verplichte gasopslagverplichting en een vrijwillige vraagreductie van 15%. Deze maatregelen hebben sterke signalen naar de markt gestuurd, en gezorgd voor stabielere gasprijzen. De verplichte gasopslagdoelstellingen zijn behaald, hetgeen heeft bijgedragen aan de zekerheid van de gasvoorziening tijdens de wintermaanden.

De effectiviteit van sommige crisisresponsmaatregelen is echter moeilijk te beoordelen. De vrijwillige vraagreductie van 15% werd bijvoorbeeld bereikt, maar dit was deels te danken aan hoge prijzen en een milde winter, oftewel factoren die buiten de controle van de lidstaten lagen. Bovendien is de impact van de gasprijsplafondmaatregel nog niet getest.

Het rapport concludeert dat, hoewel de EU aanzienlijke stappen heeft gezet om de gasvoorzieningszekerheid te waarborgen, er nog steeds belangrijke uitdagingen en tekortkomingen zijn. De EU moet werken naar het voltooien van het wettelijk kader voor gasbetaalbaarheid, het optimaliseren van het lidstaatrapportageproces, en de structuur van regionale samenwerking herzien. Daarnaast moet de transparantie van de uitvoering van projecten van gemeenschappelijk belang worden verbeterd. De bevindingen van dit rapport benadrukken de noodzaak voor de EU om haar beleid en maatregelen voortdurend te evalueren en aan te passen aan de veranderende geopolitieke en marktomstandigheden. Alleen door een proactieve en flexibele benadering kan de EU de gasvoorzieningszekerheid waarborgen en toekomstige uitdagingen het hoofd bieden.

Tot slot

Daarmee kwam het EELS 2025 alweer ten einde. Roggenkamp kijkt terug op een interessant congres, waar de stand van het energierecht in Europa (en breder) is opgenomen, besproken en verhelderd. Roggenkamp dankt iedereen voor de bijdragen, de organisatie, het bezoek en kijkt uit naar de EELS 2026!