

**Netbeheer Nederland**

Anna van Buerenplein 43
2595 DA Den Haag

Postbus 90608
2509 LP Den Haag
070 205 50 00
secretariaat@netbeheernederland.nl
netbeheernederland.nl

Autoriteit Consument & Markt
T.a.v. mevr. drs. M.R. Leijten
Postbus 16326
2500 BH DEN HAAG

Kenmerk

BR-2026 2242

Datum

1 mei 2026

Behandeld door**E-mail**

[redacted]@netbeheernederland.nl

Doorkiesnummer

[redacted]

Onderwerp

Codewijzigingsvoorstel tijdsafhankelijke transporttarieven voor aangeslotenen met een kleine aansluiting op een distributiesysteem voor elektriciteit

Geachte mevrouw Leijten,

Hierbij ontvangt u een voorstel van de gezamenlijke systeembeheerders tot wijziging van de methoden en voorwaarden als bedoeld in artikel 3.119, eerste lid, van de Energiewet, meer specifiek de Tarievenscode elektriciteit 2026 (hierna: de Tarievenscode). Het voorstel betreft een aanpassing van de tarievenstructuur voor aangeslotenen met een kleine aansluiting ($\leq 3 \times 80A$) op een distributiesysteem voor elektriciteit.

Aanleiding tot het voorstel

In het kader van de toenemende congestie heeft het Ministerie van Economische zaken en Klimaat in 2022 het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) opgericht, waarbinnen acties worden uitgewerkt die de congestieproblematiek kunnen verlichten. Onderdeel van LAN-actie 2.2.1.1. is een integrale herziening van de tarievenstructuur, waaronder het onderzoeken van de invoering van tijdsafhankelijke transporttarieven. De Autoriteit Consument & Markt (ACM) heeft in 2023 aangekondigd aan de slag te gaan met een herziening van de tariefstructuren voor elektriciteit. In de in 2024 gepubliceerde 'Uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit'¹ (ACM/UIT/625226) wordt de introductie van tijdsafhankelijke transporttarieven op de distributiesystemen genoemd als verbetering van de kostenreflectiviteit en de systeemefficiëntie.

Ook geven inzichten in Europa aanleiding tot een herziening van de tariefstructuur van aangeslotenen op het distributiesysteem. Het Europese Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators (ACER) publiceert elke twee jaar een rapport met de 'best practices' op het gebied van de tariefsystematieken in EU-landen.² Tijdsafhankelijke signalen worden in dit rapport genoemd als

¹ Zie: <https://www.acm.nl/system/files/documents/uitgangspunten-voor-de-tariefstructuur-elektriciteit.pdf>, p. 9.

² Zie: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

IBAN NL51 ABNA 0613001036

BTW-nummer NL8185.25.101.B01

KvK-nummer 09175117

instrument om systeempieken te reduceren. Aangezien de systeempiek één van de belangrijkste kostenoorzaken is voor de gezamenlijke systeembeheerders leidt een beperking hiervan tot lagere systeemkosten. De recent gepubliceerde Grids Package benadrukt de noodzaak om tijd-gedifferentieerde tarieven in te voeren nog meer.³

Specifiek voor de Nederlandse situatie heeft Berenschot onderzoek verricht naar een alternatief tariefstelsel voor aangesloten met een kleine aansluiting.⁴ Hieruit blijkt dat tijdsafhankelijke tarieven steeds meer van belang worden voor het verlagen van de systeempiek naarmate lokale opwek, afname en slimme technologieën toenemen. Om de stijging van toekomstige transporttarieven in Nederland te beperken en om netcongestie te verminderen, zijn tijdsafhankelijke tarieven voor aangesloten met een kleine aansluiting dan ook noodzakelijk.

Tot slot is relevant dat sinds 1 januari 2025 tijdsafhankelijke transporttarieven gelden voor aangesloten op het transmissiesysteem. Voor aangesloten met een grote aansluiting bij de distributiesysteembeheerders (hierna: DSB's) is een codewijzigingsvoorstel voor de introductie van tijdsafhankelijke transporttarieven op vrijdag 13 maart 2026 verstuurd naar de ACM. In navolging hierop dienen de gezamenlijke systeembeheerders hierbij een codewijzigingsvoorstel in om ook voor aangesloten met een kleine aansluiting de transporttarieven tijdsafhankelijk te maken. Als alle beoogde wijzigingen zijn doorgevoerd, hebben alle aangesloten een tijdsafhankelijke tarievenprikkel waarmee de systeempiek kan worden verminderd.

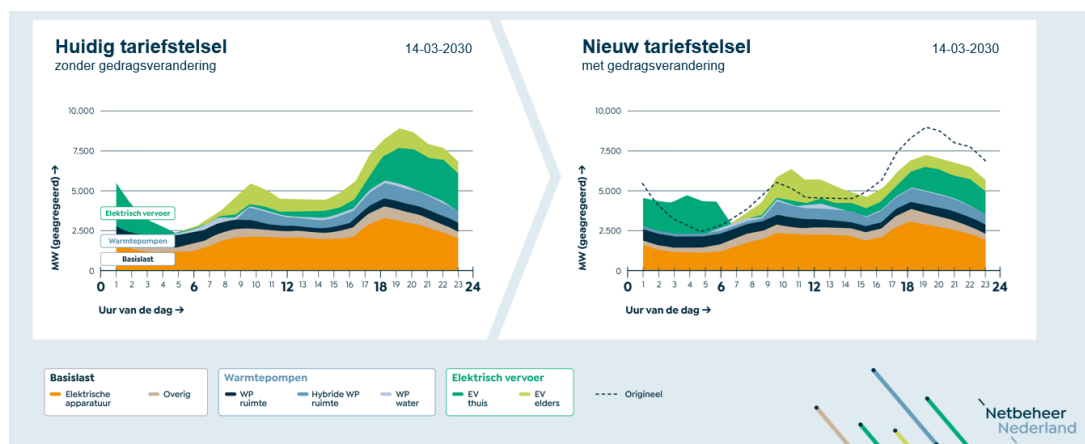
Doel van het voorstel

Met dit voorstel introduceren de gezamenlijke systeembeheerders zowel volume afhankelijke als ook tijdsafhankelijke transporttarieven voor aangesloten met een kleine aansluiting op een distributiesysteem. Momenteel bestaan de transporttarieven voor deze aangesloten uit een vast bedrag per jaar afhankelijk van de doorlaatwaarde van de aansluiting. Hierdoor wordt in de huidige tarieven geen onderscheid gemaakt naar de mate van gebruik van het systeem en het moment waarop dit gebruik plaatsvindt. Door de elektrificatie van warmte en mobiliteit loopt het gebruik van het systeem binnen aansluitingscategorieën inmiddels echter wel sterk uiteen. Ook de gelijktijdigheid van het gebruik van het systeem is in toenemende mate een bepalende factor in de drukte op het systeem en daarmee in de kostenveroorzaking.

Met dit voorstel worden wijzigingen doorgevoerd in de transportafhankelijke tarieven (TAVT) voor aangesloten met een kleine aansluiting. Hiermee beogen de gezamenlijke systeembeheerders een verandering in systeemgebruik zodat beter omgegaan kan worden met schaarse capaciteit. Er zijn geen wijzigingen beoogd in de tariefstructuur van de overige tarieven, zoals het transportonafhankelijke tarief (vastrechtstarief), het eenmalige of periodieke aansluittarief en het meettarief.

³ Commission Notice – Guidance on efficient and timely grid connections (C/2025/6703) [2025] OJ C 6703/1.

⁴ <https://www.berenschot.nl/media/n4bjgbus/eindrapport-verkenning-alternatief-nettarief-kleinverbruik-berenschot-20250221.pdf>, pp. 15-18



Figuur 1. Visualisatie van het beoogde effect van tijdsafhankelijke transporttarieven. (Bron: Netbeheer Nederland)

In opdracht van Netbeheer Nederland heeft Berenschot de te verwachten effecten en financiële impact van tijdsafhankelijke transporttarieven voor aangesloten met een kleine aansluiting onderzocht.^[4] Berenschot concludeert dat tijdsafhankelijke transporttarieven er naar verwachting toe leiden dat partijen hun gebruik van het systeem verplaatsen naar momenten buiten de systeempiek en hierdoor zullen zorgen voor een efficiënter gebruik van het systeem. Daarnaast wordt hierdoor de kostenreflectiviteit van de transporttarieven verhoogd. Immers, verzwarende van het systeem bepaalt in grote mate de kosten van de gezamenlijke systeembeheerders. Door tijdsafhankelijke transporttarieven te introduceren die verbonden zijn aan het afnemen van elektriciteit tijdens piekbelasting, reflecteren de transportafhankelijke tarieven beter de kosten die dit gebruik van het systeem veroorzaakt.

Samenvattend: dit voorstel formuleert tijdsafhankelijke tarieven teneinde zowel piek systeemgebruik te verminderen alsook bij te dragen aan verhoogde kostenreflectiviteit.

Inhoud van het voorstel

Bijlage 1 bij dit voorstel bevat de tekst van die artikelen uit de codes, die door het onderhavige voorstel gewijzigd dienen te worden, inclusief eerdere en thans voorgestelde wijzigingen. De daarin gebruikte kleuren hebben de volgende betekenis:

- zwart weergegeven tekst is bestaande, thans geldende codetekst;
- blauw weergegeven tekst betreft wijzigingen uit het codewijzigingsvoorstel d.d. [13-03-2026] betreffende tijdsafhankelijke transporttarieven voor aangesloten met een grote aansluiting op distributiesystemen voor elektriciteit;
- groen weergegeven tekst betreft wijzigingen uit het onderhavige voorstel.

Toe te voegen tekst is onderstreept en te verwijderen tekst is doorgehaald.

Toelichting op het voorstel

In het onderhavige voorstel wordt de tariefsystematiek gewijzigd zodat het moment van gebruik van het systeem medebepalend wordt voor de door de aangeslotene te betalen transportafhankelijke transporttarieven. Dit betekent dat afname van het systeem bij momenten van hoge belasting duurder wordt, terwijl het goedkoper wordt om het systeem te gebruiken op momenten dat er een lage belasting is. Hierbij kijkt dit voorstel enkel naar de afgenomen elektriciteit, aangezien aangesloten uitsluitend tarieven betalen voor afname en niet voor invoeding op het systeem. Indien in de toekomst een

invoedingstarief wordt ingevoerd, moet opnieuw gekeken worden naar de tarieven voor afname voor aangesloten met een kleine aansluiting.

De toelichting is als volgt gestructureerd. Ten eerste staan we kort stil bij de uitgangspunten voor de transporttarieven. Ten tweede beschrijven wij de tariefdragers, de wijze waarop de tijdsafhankelijkheid wordt vastgesteld, de frequentie waarmee deze tijdsafhankelijkheid herzien wordt en de omgang met aangesloten waarvoor geen kwartierstanden beschikbaar zijn. Ten slotte beschrijven we de samenhang met overige maatregelen voor efficiënt systeemgebruik.

Uitgangspunten voor transporttarieven

Voor de transporttarieven gelden verschillende uitgangspunten. Deze uitgangspunten zijn:

- Kostenreflectiviteit (tarieven reflecteren de kosten die het gebruik van het systeem veroorzaakt);
- Efficiënt systeemgebruik bevorderend (de prikkels die uit de tarieven voortkomen stimuleren efficiënt systeemgebruik door de aangesloten);
- Non-discriminatie (aangesloten die voldoende gelijk zijn, dienen dezelfde tarieven te betalen);
- Transparantie (het moet voor aangesloten herleidbaar zijn hoe de tarieven worden bepaald);
- Voorspelbaarheid (aangesloten moeten kunnen voorspellen welke tarieven ze verschuldigd zijn);
- Eenvoud (het bepalen van de tarieven moet eenvoudig te volgen zijn voor aangesloten);
- Marktfaciliterend (de tarieven vermijden onnodige verstoring van marktwerking en toegang tot het systeem); en
- Robuust/transitiebestendig (de tarieven moeten ook in een verander(en)d systeem blijven voldoen).

De eerste vier uitgangspunten volgen direct uit de Europese elektriciteitsverordening. De overige uitgangspunten zijn geformuleerd op basis van best practices vanuit de Europese Unie en zijn eveneens wenselijk.⁵

In de verdere toelichting bij dit voorstel wordt terugverwezen naar deze uitgangspunten als uitleg bij de gemaakte keuzes.

Introductie van tariefdragers en kostenverdeling

In het voorstel wordt de tariefstructuur opgebouwd op basis van twee tariefdragers:

- een tijdsafhankelijke variabele volumecomponent (kWh_{gewogen}); en
- een vaste component op basis van een rekencapaciteit (kW) die samenhangt met de doorlaatwaarde van de aansluiting.

De tijdsafhankelijke kWh-component geeft een directe prijsprikkel voor de aangeslotene om de afnamepiek te reduceren in uren met een hoge systeembelasting en/of te verschuiven naar uren met een lagere systeembelasting. Om deze verschuiving van piekbelasting te realiseren, zal het overgrote gedeelte van de transportafhankelijke kosten voor aangesloten met een kleine aansluiting (67%) worden toegekend aan de tariefdrager tijdsafhankelijke kWh.

Daarbij is naar het oordeel van de gezamenlijke systeembeheerders noodzakelijk om een gedeelte van de transportafhankelijke kosten (33%) toe te blijven kennen aan de tariefdrager rekencapaciteit in kW.

⁵ Zie voor meer detail: ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe ACER report on network tariff practices, pp. 70 et seq.

Het behoud van een tariefdrager op basis van de doorlaatwaarde van de aansluiting heeft zijn grondslag in drie argumenten:

(1) Aangesloten hebben met de tariefdrager op basis van de doorlaatwaarde van de aansluiting een prikkel om een passende aansluiting aan te vragen. Hierdoor wordt voorkomen dat aangesloten een aansluiting aanvragen met een zo groot als mogelijke fysieke doorlaatwaarde. Deze prikkel zit nu ook al in de hoogte van de eenmalige en periodieke aansluitkosten. Ondanks dat systeembeheerders in hun berekeningen van de systeembelasting rekening houden met gelijktijdig gebruik, ontstaat bij grotere aansluitingen een verhoogd risico op overbelasting van het systeem als de volledige capaciteit van de aansluiting gebruikt kan worden. De systeembeheerders moeten hiermee vervolgens rekening houden in hun voorspellingen van maximale, gelijktijdige systeembelasting, waardoor het voorspellen van toekomstig systeemgebruik lastiger wordt.

(2) Systeemkosten zijn primair gedreven door de piek in de belasting van het systeem (kW). De infrastructuur moet immers op ieder moment in staat zijn om de piekbelasting te faciliteren. Om de piekbelasting op te kunnen vangen, moeten systeembeheerders kosten maken om de systeemcapaciteit, inclusief de benodigde robuustheid, op peil te houden. Dit geldt ook als het werkelijke gebruik van het systeem in bepaalde perioden laag is. Een tariefcomponent op basis van de doorlaatwaarde, die de maximale piekbelasting van een aansluiting prikkelt, zorgt ervoor dat deze kosten uitlegbaar zijn.

(3) Een tariefstructuur met enkel tijdsafhankelijke kWh-tarieven als tariefdrager kan leiden tot sterkere volatiliteit van tarieven voor aangesloten met een kleine aansluiting. Onder andere weersinvloeden zorgen van jaar tot jaar voor sterke fluctuaties van het afnamevolume, terwijl deze geen invloed hebben op de systeemkosten. Door een deel van de transporttarieven op de doorlaatwaarde te baseren, blijft de rekening voor de aangeslotene beter voorspelbaar en worden extreme uitkomsten beperkt, terwijl de prikkel om het verbruik te verlagen tijdens piekuren overeind blijft.

De toekenning van de aan het laagspanningssysteem toegerekende kosten aan de tariefdragers – 33% aan de rekencapaciteit in kW en 67% aan een tijdsafhankelijke kWh – volgt uit een afweging van bovenstaande argumenten en niet uit een exacte berekening. De overweging die daarbij geldt, is dat een groter aandeel voor de rekencapaciteit leidt tot een grotere prikkel voor aangesloten om een kleinere aansluiting te kiezen. Een groter aandeel voor een tijdsafhankelijke kWh leidt tot een grotere prikkel voor gedragsverandering. Er zijn daarbij andere verhoudingen mogelijk en deze zijn ook overwogen. De gezamenlijke systeembeheerders zijn van mening dat de gekozen verhouding op dit moment tot een goede balans leidt. Op een later moment kan dit heroverwogen worden als de inschatting van de systeembeheerders onjuist blijkt. Dit kan bijvoorbeeld het geval zijn als de kWh_{gewogen} tariefdrager onvoldoende gedragsverandering teweegbrengt.

Wijze van vaststelling van de tijdsafhankelijkheid

De tijdsafhankelijkheid wordt uitgewerkt met een set wegingsfactorcategorieën. Deze categorieën geven per tijdsblok gedurende een zomer- of winterdag aan hoe zwaar een afgenomen kWh in een bepaald tijdsblok meetelt voor het tarief. In de voorgestelde systematiek worden de wegingsfactoren vertaald naar:

- vijf tijdsblokken gedurende een dag,
- maximaal vier tariefhoogten gedurende een dag, en

- twee seizoenen gedurende het jaar.

Het doel van deze opzet is om de prikkel voor aangesloten herkenbaar en uitvoerbaar te maken: aangesloten kunnen aan de hand van een tabel met tijdsblokken en wegingsfactoren vooraf zien welke momenten relatief duur of goedkoop zijn qua gebruik van het systeem. In de Tarievenscode wordt in bijlage 5 al gewerkt met een dergelijke tabel voor tijdsafhankelijke tarieven voor aangesloten op het systeem van TenneT, die wordt opgesteld op basis van (verwachte) toekomstige systeembelasting. Voor aangesloten met een grote aansluiting op het distributiesysteem gaat eenzelfde soort tabel gelden. Voor de tijdsafhankelijke tarieven voor aangesloten met een kleine aansluiting sluiten wij – zoveel als mogelijk – aan bij de systematiek van deze twee tabellen.

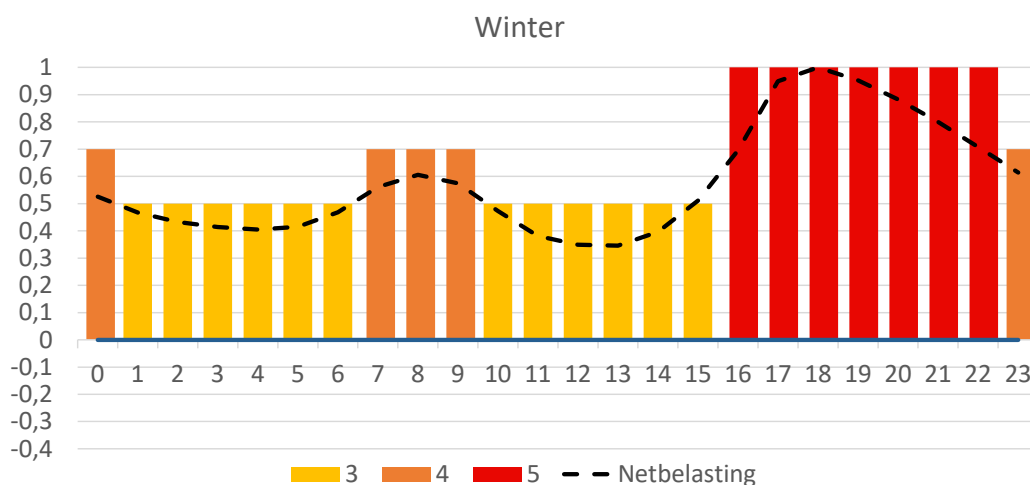
Uur Maand	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
2	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
3	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
6	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
7	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
8	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
9	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
10	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
11	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
12	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7

Tabel 1. Toepassing wegingsfactoren voor kWh_{gewogen} bij aangesloten met een kleine aansluiting

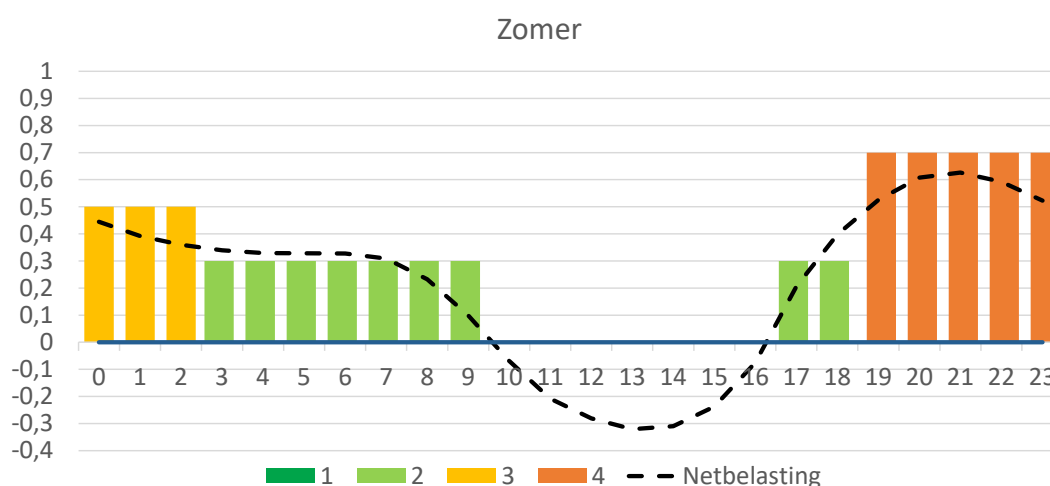
Bovengenoemde tabel met wegingsfactoren is opgesteld op basis van de vastgestelde meetdata over het jaar 2025. De meetdata is herrekenend naar een periode zodanig dat er een prijsstelling kan worden berekend. De data is opgedeeld in twee seizoenen: zomer en winter.⁶ Voor ieder seizoen is het dagelijkse verbruik opgesteld per uur van de dag. De dagelijkse verbruiksprofielen van zowel winter als zomer zijn vervolgens onderverdeeld over vijf tijdsblokken, waarin uren met een soortgelijke belasting van het systeem bij elkaar worden gegroepeerd. Omdat de uren met vergelijkbare systeembelasting zijn samengevoegd in een beperkt aantal tijdsblokken, blijft de systematiek uitlegbaar voor aangesloten.

Elk van de vijf tijdsblokken kent een wegingsfactor. Deze wegingsfactor is een gemiddelde van de schaarste/druk op het systeem van de uren binnen een tijdsblok. De wegingsfactoren worden vertaald naar in totaal vijf tariefhoogten, waarbij er maximaal vier tariefhoogtes gelden gedurende een dag. Een beperkt aantal tariefhoogten betekent dat aangesloten de prikkel eenvoudiger kunnen begrijpen en toepassen in sturing dan wel contractering.

⁶ Met het zomerseizoen bedoelen de systeembeheerders de periode van april tot en met september. Met het winterseizoen bedoelen de systeembeheerders de periode van oktober tot en met maart.



Figuur 2. Afbeelding van wegingsfactoren voor kWh_{gewogen} gedurende een winterdag



Figuur 3. Afbeelding van wegingsfactoren voor kWh_{gewogen} gedurende een zomerdag

Frequentie van herziening van wegingsfactoren

Omdat systeembelasting zich naar verwachting de komende jaren zal ontwikkelen (vanwege o.a. elektrificatie, opwek, opslag, laadinfrastructuur), is het essentieel dat de wegingsfactoren gewijzigd kunnen worden indien nodig. Tegelijkertijd is het onwenselijk dat wegingsfactoren zo vaak wijzigen dat de voorspelbaarheid voor aangeslotenen verloren gaat. Bij een herziening van de wegingsfactoren zijn de volgende aspecten van belang:

- (a) Een vaste herijkingscyclus. Jaarlijks analyseren de systeembeheerders de gemeten systeembelasting bij kleine aansluitingen en bepalen vervolgens of een herijking van de tijdsblokken en wegingsfactoren noodzakelijk is. Een wijziging kan noodzakelijk zijn als blijkt dat het systeemgebruik significant is veranderd ten opzichte van de in dit voorstel opgestelde verbruikspatronen.

(b) Samenhang met 33%-67% verdeling. Bij een herijking van de tabel met wegingsfactoren kan het noodzakelijk zijn om de verdeling van de transportafhankelijke tarieven – 33% naar de doorlaatwaarde van de aansluiting en 67% naar de tijdsafhankelijke kWh_{gewogen} – ook mee te nemen. De relatieve hoogte van de toegekende kosten aan de tijdsafhankelijke kWh heeft immers invloed op het effect van de tariefprikkelers.

(c) Rolverdeling. De gezamenlijke systeembeheerders zullen in een codewijzigingsvoorstel de herziene tabellen moeten opstellen, waarna deze door de ACM kunnen worden vastgesteld. Via de behandeling in het GEN en zienswijzen op het ontwerpbesluit van de ACM kunnen belanghebbenden hier invloed op uitoefenen.

(d) Transparante communicatie richting aangeslotenen. Als de ontwikkelingen in het systeem nopen tot een aanpassing van de wegingsfactoren, dan moeten de gewijzigde wegingsfactoren tijdig gepubliceerd worden.

(e) Voldoende implementatietijd. Om de tarieven accuraat te kunnen vaststellen en de aangepaste wegingsfactoren correct te kunnen toepassen, is voor alle betrokken partijen voldoende implementatietijd nodig. Het desbetreffende toekomstige codewijzigingsvoorstel zal duidelijk moeten maken hoeveel tijd hiervoor als redelijk geacht kan worden. Welke tijd hier als redelijk beschouwd moet worden, zal te zijner tijd besproken moeten worden in het iGEN en het GEN.

Aansluitingen waarvoor geen kwartierstanden beschikbaar zijn

Bij kleine aansluitingen waarvoor geen kwartierstanden beschikbaar zijn, kunnen de DSB's niet vaststellen welk gebruik op welk moment heeft plaatsgevonden. De DSB's hebben dit probleem nu bij circa 2% van alle kleine aansluitingen in Nederland. Dit betreft niet alleen kleine aansluitingen die geen slimme meter hebben. Het betreft ook aansluitingen met een slimme meter die administratief is uitgeschakeld en aansluitingen waarbij de systeembeheerder vanwege een externe factor van technische aard, zoals een storing, de kwartierstanden niet kan vaststellen.

De gezamenlijke systeembeheerders vinden het wenselijk dat alle kleine aansluitingen een kWh_{gewogen} tariefdrager hebben, ook als er geen kwartierstanden beschikbaar zijn. Daarnaast vinden de gezamenlijke systeembeheerders het wenselijk om kleine aansluitingen zonder kwartierstanden tariefmatig zoveel als mogelijk hetzelfde te behandelen als aansluitingen mét kwartierstanden. Deze aansluitingen zijn namelijk onvoldoende anders dan aansluitingen met kwartierstanden om een andere tarifiering te rechtvaardigen. De gezamenlijke systeembeheerders kiezen er daarom voor om de kWh_{gewogen} ook voor kleine aansluitingen zonder kwartierstanden te introduceren.

Om de kWh_{gewogen} als tariefdrager voor kleine aansluitingen zonder kwartierstanden te gebruiken, stellen de DSB's voor om het kWh_{gewogen} volume voor deze aansluitingen te berekenen. Dit heeft als effect dat de tariefdrager kWh_{gewogen} voor alle aansluitingen toegepast kan worden. Deze berekening wordt in de volgende paragraaf nader omschreven.

Berekenen kWh_{gewogen} volume voor aansluitingen zonder kwartierstanden

Voor kleine aansluitingen, waarvan voor een bepaalde periode geen kwartierstanden beschikbaar zijn, weten de gezamenlijke systeembeheerders wel het totale verbruikte volume in kWh, maar niet exact

wanneer dit verbruik heeft plaatsgevonden. Om het kWh_{gewogen} tarief te bepalen, moet de DSB dit kWh-volume toewijzen aan de reguliere wegingsfactorcategorieën.

Om het kWh-volume toe te wijzen aan reguliere wegingsfactorcategorieën gebruiken de DSB's het gemiddelde relatieve verbruik per wegingsfactorcategorie van een vergelijkbare groep kleine aansluitingen. Zo kunnen de DSB's – met behulp van enerzijds het totale verbruikte volume over een periode van een individuele aansluiting en anderzijds op basis van een verdeling van een groep soortgelijke kleine aansluitingen – toch de tariefdrager kWh_{gewogen} toepassen op deze individuele kleine aansluitingen zonder kwartierstanden.

Voor het maken van de berekening stellen de gezamenlijke systeembeheerders voor om de profielcategorieën overeenkomstig Bijlage 11 van de Systeemcode elektriciteit 2026 (hierna: Systeemcode) te gebruiken. Om de data robuust en specifiek te maken, wordt een gemiddelde van de laatste 2,5 jaren (april 2023 tot en met december 2025), per profielcategorie gebruikt.⁷ Deze data geven van verschillende typen aangesloten op het laagspanningssysteem een overzichtelijk beeld van de afname per wegingsfactorcategorie. Het resultaat van de berekening is als tabel opgenomen in bijlage 5, zevende lid, van de Tarievencode.⁸ Dankzij deze berekening kunnen de DSB's voor kleine aansluitingen zonder kwartierstanden, per wegingsfactorcategorie, een volume berekenen dat een inschatting geeft van het daadwerkelijk verbruikte volume per tijdsblok op de individuele kleine aansluiting. De berekening gaat uit van de historische volumes van kleine aansluitingen in een specifieke profielcategorie, waarmee een jaarvolume van een bepaalde aansluiting verdeeld kan worden over de verschillende tijdsblokken. Er is ruimte om de nauwkeurigheid van de berekening te verbeteren door te differentiëren naar afnametype. De huidige tabel doet dit niet en bevat daarom dezelfde percentages voor zowel AMI als AZI. Het is de intentie van de gezamenlijke systeembeheerders om binnenkort een tabel aan de ACM aan te dragen waarin wel onderscheid gemaakt wordt naar afnametype.

Mocht daarnaast op basis van evaluatie blijken dat er significante verschuivingen hebben plaatsgevonden wat betreft de toegewezen volumes tussen de verschillende tijdsblokken, dan zullen de gezamenlijke systeembeheerders een voorstel indienen met een geüpdatete tabel voor lid 7 van Bijlage 5.

Voor het toewijzen van kWh-volumes aan de wegingsfactorcategorieën, en dus voor het bepalen van de kWh_{gewogen}, sluiten de DSB's aan bij de al bestaande categorieën voor kleine aansluitingen met kwartierstanden. Door aan te sluiten bij de vijf bestaande wegingsfactorcategorieën, blijft het voor aangesloten overzichtig welke tarieven er gelden. De volgens de vorige alinea berekende volumes worden verdeeld over deze vijf wegingsfactorcategorieën. Hierdoor krijgen kleine aansluitingen zonder kwartierstanden het gewogen gemiddelde tarief van de tijdsafhankelijke tarieven van aansluitingen met kwartierstanden. Dit komt ten goede aan de eenvoud van het tariefstelsel en het uitgangspunt van non-discriminatie.

Onbemeten aansluitingen

Voor onbemeten aansluitingen worden de tarieven in beginsel ook bepaald volgens het regime dat hierboven is uitgewerkt voor kleine aansluitingen waarvan de kwartierstanden ontbreken. Voor

⁷ Data vanaf april 2023 wordt gebruikt, omdat dit het moment is dat de DSB's begonnen met het meten en archiveren van deze data.

⁸ In deze tabel is ervoor gekozen om geen onderscheid te maken naar afnametype (AZI of AMI). Hiervoor is gekozen, omdat de gesaldeerde variant – de variant waarin is gecorrigeerd voor negatieve waarden (invoedingvolumes) – nauwelijks verschil toont met de variant met enkel afnamevolumes.

onbemeten aansluitingen zijn echter noch kwartierstanden noch het totale verbruikte volume over een langere periode beschikbaar. Voor deze aansluitingen bestaat uitsluitend een verplichting om een belastingprofiel aan te leveren overeenkomstig Bijlage 15 van de Systeemcode. Met het aanleveren van dit profiel, ook wel een brandurentabel genoemd, meldt de aangeslotene aan de systeembeheerder wat de verwachte systeembelasting van zijn onbemeten aansluiting zal zijn. Tenzij, conform Bijlage 15, tweede lid, onder 8, van de Systeemcode redelijke twijfel bestaat over deze systeembelasting, zal de DSB het kWh_{gewogen} volume vaststellen aan de hand van het door de aangeslotene verstrekte belastingprofiel.

Mocht een aangeslotene niet voldaan hebben aan zijn verplichting uit Bijlage 15 van de Systeemcode, dan stellen de gezamenlijke systeembeheerders voor om de onbemeten kleine aansluitingen op eenzelfde manier te behandelen als de kleine aansluitingen zonder kwartierstanden. Anders dan bij kleine aansluitingen zonder kwartierstanden weten de DSB's niet wat het jaarlijkse verbruikte volume van een individuele onbemeten aansluiting is. Voor het bepalen van dit jaarlijkse volume van een kleine aansluiting stellen de gezamenlijke systeembeheerders voor om gebruik te maken van de standaardjaarafname conform Bijlage B1.3. van de Informatiecode elektriciteit en gas (hierna: Informatiecode). Op grond van deze bijlage stelt een DSB de standaardjaarafname van een onbemeten aansluiting vast per dezelfde profielcategorieën als welke gelden volgens Bijlage 12 van de Systeemcode. Met dit berekende jaarlijkse volume kan de DSB vervolgens de kWh_{gewogen} bepalen voor onbemeten kleine aansluitingen op eenzelfde manier als voor kleine aansluitingen zonder kwartierstanden.

Mogelijkheid voor een nauwkeuriger tarief

De hierboven voorgestelde methodiek maakt het mogelijk om de kWh_{gewogen} tariefdrager ook toe te passen voor kleine aansluitingen zonder kwartierstanden. Vanwege de ontbrekende kwartierstanden zal de kWh_{gewogen} voor deze categorie van aangeslotenen echter niet even nauwkeurig zijn als voor de aansluitingen met kwartierstanden. Als de aangeslotene gebruik wil maken van de tijdsafhankelijke tarieven om kosten te besparen, heeft deze aangeslotene de optie om zijn communicatiefunctionaliteit aan te zetten of bij de DSB een slimme meter aan te vragen. Voor kleine aansluitingen waarvoor de kwartierstanden ontbreken omdat de communicatiefunctionaliteit uit staat, bestaat de mogelijkheid om de slimme meter administratief aan te laten zetten waardoor de kWh_{gewogen} nauwkeurig te bepalen is. Door het administratief aanzetten van de slimme meter worden kwartierstanden beschikbaar en hoeft niet langer door de DSB een berekening gedaan te worden op basis van de gemeten verbruiksprofielen van vergelijkbare aansluitingen met kwartierstanden.

Samenhang met overige maatregelen voor efficiënt systeemgebruik

Tijdsafhankelijke tarieven voor aangeslotenen met een kleine aansluiting staan niet op zichzelf, maar vormen een onderdeel van een bredere set maatregelen die gericht zijn op het efficiënter benutten van het systeem. In een integrale visie wordt deze rol van tarieven ook expliciet geplaatst als fundament binnen een bredere “flexpiramide”:⁹ tarieven geven de basisprikkel, terwijl andere instrumenten aanvullende of meer gerichte sturing bieden voor een efficiënt gebruik van het systeem. Deze visie is gebaseerd op kwalitatieve inzichten.

De samenhang van de verschillende vormen van flexibiliteit kan langs de volgende vier lijnen worden beschouwd:

⁹ Zie: [Onderzoeksroadmap flexibiliteit, versie 2.0](#), Netbeheer Nederland maart 2024.

- (a) Tariefoplossingen en aansluitvoorwaarden. Brede, continue prikkel voor vraagverspreiding; stimuleert investeringen in sturing/EMS en flexibiliteit.
- (b) Marktgebaseerde oplossingen. Denk aan flexibiliteitsproducten, congestiemanagement, (tijdelijke) capaciteitsbeperkingen en maatwerkafspraken, instrumenten die specifiek of dwingender zijn waar tariefprikkel alleen niet volstaan.
- (c) Niet-marktgebaseerde (gereguleerde) oplossingen. Denk aan afschakelen en curtailment, als ook de marktgebaseerde oplossingen niet volstaan, om een deel van de capaciteit op het net af te schakelen, zodat de rest van het net overeind kan blijven.
- (d) Technische oplossingen. Waar benutten niet voldoende is, blijft verzwaring noodzakelijk. De tariefprikkel kan de piekdruk verlagen, waardoor investeringsopgaven op termijn efficiënter en maakbaarder worden.

Flex Piramide – Instrumenten pakket Flexibiliteit



Toelichting op de wijzigingen met verwijzing naar specifieke artikelen

Hier lichten wij kort per artikel toe wat er gewijzigd wordt en waarom wij het wijzigen.

Introductie van de tariefdrager kWh_{gewogen} voor de betreffende tariefcategorieën:

- Artikel 3.11 wordt zo aangepast dat dit artikel enkel nog geldt voor verbruikers in de tariefcategorie LS met een aansluiting met een doorlaatwaarde groter dan 3x80A. De tariefdragers voor de overige aangesloten in de tariefcategorieën LS en LS geschakeld (doorlaatwaarde kleiner dan of gelijk aan 3x80A) worden omschreven in het nieuwe artikel 3.11b.
- Artikel 3.11a, tweede lid, wordt aangepast om aan te geven dat de kwartierstanden ook voor aangesloten met een grote aansluiting worden vastgesteld. Daarnaast is verduidelijkt dat het lid enkel geldt voor aangesloten met een grote aansluiting. Dit is nodig, aangezien er anders onduidelijkheid kan bestaan over het toepassingsbereik van artikel 3.11a, tweede lid, en het nieuwe artikel 3.11b.

- Het eerste lid van artikel 3.11b introduceert de kWh_{gewogen} als nieuwe tariefdrager. Tevens past dit lid de transportafhankelijke kosten aan die door beide tariefdragers (kWh_{gewogen} en rekencapaciteit in kW) worden gedekt. 33% van de transportafhankelijke kosten blijven bij de al bestaande tariefdrager rekencapaciteit in kW; de resterende 67% van de transportafhankelijke kosten worden ondergebracht bij de nieuwe tariefdrager kWh_{gewogen}.
- Artikel 3.11b, tweede lid, geeft aan hoe de gezamenlijke systeembeheerders 67% van de toegewezen transportafhankelijke kosten delen door een kWh_{gewogen} volume.
- Artikel 3.11b, derde lid, geeft aan dat de gezamenlijke systeembeheerders de tabel met wegingsfactoren, bedoeld in bijlage vijf, het nieuwe vijfde lid, gebruiken naast het kWh_{gewogen} volume om te komen tot vijf verschillende kWh_{gewogen} tarieven.

Beschrijving van de wijze waarop de tariefdrager kWh_{gewogen} bepaald wordt:

- Artikel 3.11c, eerste lid, wordt toegevoegd om de wijze te beschrijven waarop het kWh_{gewogen} volume per aangeslotene met een kleine aansluiting in beginsel bepaald wordt. Dit lid gaat ervan uit dat de aangeslotene een meter heeft waarvan de communicatiefunctie functionaliteit functioneert en administratief aan staat. Hiermee wordt bedoeld dat de aangeslotene een slimme meter heeft die kwartierstanden registreert en verstuurt aan de DSB.
- Artikel 3.11c, tweede lid, wordt toegevoegd om de wijze te beschrijven waarop het kWh_{gewogen} tarief bepaald wordt voor een aansluiting waarvan gedurende een bepaalde periode geen kwartierstanden beschikbaar zijn. Het ontbreken van kwartierstanden vergt dat de DSB – voor de toepassing van de tariefdrager kWh_{gewogen} – een berekening maakt op basis van de tabel uit bijlage 5, zevende lid. Met deze tabel kan de DSB, gebruikmakend van het totale vastgestelde volume voor een bepaalde periode van een individuele aansluiting, berekenen wat de afname van een individuele aansluiting per wegingsfactorcategorie naar de best mogelijke inschatting is geweest.
- Artikel 3.11c, derde lid, wordt toegevoegd om aan te geven dat voor aangesloten met een kleine, onbemeten aansluiting in beginsel de kWh_{gewogen} wordt vastgesteld overeenkomstig het belastingsprofiel dat conform bijlage 15 van de Systeemcode elektriciteit is verstrekt. Bij een dergelijk profiel kan de DSB de kWh_{gewogen} vaststellen op basis van het aangeleverde profiel.
- Artikel 3.11c, vierde lid, wordt toegevoegd om te beschrijven hoe de DSB omgaat met kleine, onbemeten aansluitingen waarvoor geen belastingsprofiel (conform bijlage 15 van de Systeemcode elektriciteit) is verstrekt. De methodiek voor deze aansluitingen is dezelfde als welke geldt voor aansluitingen zonder kwartierstanden, met de toevoeging dat de gezamenlijke systeembeheerders ook een totaal verbruikt volume moeten vaststellen voor deze onbemeten aansluitingen. Zonder dit volume kunnen de DSB's immers geen kWh_{gewogen} tariefdrager hanteren. Hiervoor maakt de DSB gebruik van de standaardjaarafname, berekend volgens bijlage B1.3. van de Informatiecode.
- Artikel 3.11d wordt toegevoegd om te beschrijven hoe de tariefdrager rekencapaciteit in kW wordt bepaald. De inhoud van dit artikel is afkomstig van het oude artikel 3.11, eerste lid, onder b, en het derde lid. Behalve een wijziging van de kostentoedeling van 100% naar 33% verandert het nieuwe artikel 3.11c niets aan de betekenis van het oude artikel.
- Bijlage 5, vijfde lid, wordt toegevoegd om de wegingsfactorcategorieën en de wegingsfactoren in de Tarievencode elektriciteit vast te zetten. Hierdoor hebben aangesloten duidelijkheid over het aantal tarieven, de hoogten van de tarieven en de zekerheid dat deze twee aspecten alleen met een andere codewijziging veranderd kunnen worden.

- Bijlage 5, zesde lid, wordt toegevoegd om aan te geven welke wegingsfactoren per maand en per uur gelden. Dit maakt inzichtelijk welke maanden en welke uren, gelet op het gebruik van het systeem tijdens piekbelasting, relatief duur of goedkoop zijn.
- Bijlage 5, zevende lid, wordt toegevoegd om aan te geven hoe het volume van aansluitingen zonder kwartierwaarden wordt verdeeld over de verschillende wegingsfactorcategorieën.

Samenhang met lopende codewijzigingstrajecten

Er is enige samenhang met het codewijzigingstraject tijdsafhankelijke tarieven voor aangesloten met een grote aansluiting. Net als bij het onderhavige voorstel beogen de DSB's aangesloten te stimuleren om efficiënter met de schaarse capaciteit van het systeem om te gaan. In hoofdlijnen komen beide voorstellen met elkaar overeen. De voorgestelde tarieven in beide voorstellen prikkelen systeemgebruikers om de verwachte piekbelasting te beperken.

Toetsing aan artikel 3:121, eerste lid, van de Energiewet

Dit voorstel draagt met name bij aan het belang van artikel 3.121 eerste lid, onderdeel d van de Energiewet: de bevordering van het doelmatig handelen van aangesloten en systeemgebruikers. Het voorstel prikkelt aangesloten met een kleine aansluiting en om meer rekening te houden met de piekbelasting van het systeem bij de afname van elektriciteit. Hiermee worden zij beloond voor systeemgebruik dat het systeem ontlast. Hiermee kan de investeringsopgave van de gezamenlijke systeembeheerders verlaagd worden en ontstaat er meer ruimte op het systeem voor andere aangesloten. Daarnaast draagt het voorstel bij aan art. 3.121, eerste lid, onderdeel b, van de Energiewet: het betrouwbaar, duurzaam, doelmatig en milieu hygiënisch verantwoord functioneren van de elektriciteitsvoorziening. Omdat dit voorstel beoogt de piekbelasting van het systeem te verminderen, dient dit voorstel het belang van de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening. Een structurele verlaging van de piekbelasting ten tijde van grootschalige structurele congestie vermindert immers de kans op operationele problemen in het beheer van het systeem.

Gevolgte procedure

Het voorstel is vastgesteld als voorstel van de gezamenlijke systeembeheerders, als bedoeld in artikel 3.121, eerste lid, van de Energiewet, door de Taakgroep Regulering van de vereniging Netbeheer Nederland op 12 maart 2026. Het overleg met representatieve organisaties van partijen op de elektriciteitsmarkt, als bedoeld in artikel 3.120, tweede lid, van de Energiewet, heeft plaatsgevonden in de bijeenkomst van het Gebruikersplatform elektriciteits- en gasnetten (GEN), gehouden op 9 april 2026. Het op dit voorstel betrekking hebbende deel van het verslag van deze bijeenkomst is als bijlage 2 bijgevoegd. Naar aanleiding van dit overleg zijn de volgende punten in de toelichting aangescherpt en uitgebreid:

- Er is toegevoegd dat de verhouding 33% rekencapaciteit en 67% tijdsafhankelijke kWh een afweging van kwalitatieve argumenten is en geen exacte rekensom betreft (pagina 5).
- Er is toegevoegd dat bij een herziening van de wegingsfactoren voldoende implementatietijd gereserveerd moet worden (pagina 8).
- Er is aangepast dat de berekening van het volume voor aansluitingen zonder kwartierstanden gebeurt op basis van de tabel in bijlage 5, zevende lid, van de Tarievencode in plaats van op basis van dynamische profiel fracties (pagina 9).
- Er is verduidelijking aangebracht over de herkomst en achterliggende onderbouwing van de flexpiramide (pagina 10).
- Er is een toelichting toegevoegd over het correctieproces voor meterstanden en verbruiken dat in de Ministeriële Regeling Gegevensuitwisseling Energiewet zal worden opgenomen (pagina

- 16). Voor dit voorstel moeten de gezamenlijke systeembeheerders uitgaan van de vastgestelde meterstanden.
- Overige kleine tekstuele aanpassingen voor verdere verduidelijking.

Besluitvorming en inwerkingtreding

Het onderhavige voorstel is van groot belang voor zowel het verminderen van transportschaarste als het betaalbaar houden van het Nederlandse elektriciteitssysteem. Om recht te doen aan dit belang, verzoeken de systeembeheerders aan de ACM om het voorstel in beginsel per 1 januari 2029 in werking te laten treden. Bij deze datum moet echter wel worden opgemerkt, dat de systeembeheerders niet eenzijdig alle benodigde handelingen kunnen verrichten die nodig zijn voor de implementatie van dit voorstel. De systeembeheerders zien onderstaande drie afhankelijkheden.

(1) Sectorafspraken binnen marktfaciliteringsforum

Binnen het marktfaciliteringsforum (hierna: het MFF) moeten de systeembeheerders samen met marktpartijen komen tot nieuwe sectorafspraken om de tijdsafhankelijke tarieven te kunnen implementeren. Bij tijdsafhankelijke tarieven bij aangeslotenen met een kleine aansluiting moeten leveranciers en systeembeheerders, vanwege het leveranciersmodel, samen overeenstemming bereiken om te komen tot dergelijke sectorafspraken. Voor de voorgestelde implementatiedatum van 1 januari 2029 is het noodzakelijk dat uiterlijk 1 november 2027 binnen MFF verband overstemming bereikt is over de sectorafspraken m.b.t. de tijdsafhankelijke tarieven.

Bij vertraging in de totstandkoming van de benodigde sectorafspraken of zonder overeenstemming kunnen zowel de leveranciers als de systeembeheerders niet starten met de implementatie van de tijdsafhankelijke tarieven. De systemen die de systeembeheerders moeten aanpassen, worden immers deels bepaald door deze sectorafspraken. Als de systeembeheerders niet tijdig weten welke sectorafspraken gaan gelden, is het niet mogelijk voor de systeembeheerders om hun systemen aan te passen voor de voorgestelde tijdsafhankelijke tarieven. Specifiek voor dit codewijzigingsvoorstel betekent het bovenstaande dat de voorziene implementatiedatum van 1 januari 2029 niet haalbaar zal zijn.

Indien een vertraging zich voordoet binnen het MFF, zal dit kenbaar worden op een gevoelig moment in de bredere planning van de implementatie van de tijdsafhankelijke tarieven. De systeembeheerders zijn namelijk vanaf april 2026 tot en met juli 2028 bezig met het bouwen c.q. aanpassen van hun interne systemen. Als de benodigde sectorafspraken niet op 1 november 2027 vastgesteld kunnen worden, kan het systeem niet per 1 januari 2029 gereed klaar staan.

De gezamenlijke systeembeheerders verzoeken hierdoor de ACM, bij vertraging in de vaststelling van de benodigde sectorafspraken in het MFF, om de inwerkingtreding van dit besluit uit te stellen tot 1 januari 2030.

(2) Samenhang met de implementatie van Energiedelen met vrije leverancierskeuze

Voor de implementatie van tijdsafhankelijke tarieven voor aangeslotenen met een kleine aansluiting zullen de systeembeheerders en leveranciers schaarse IT- en datacapaciteit moeten aanwenden. In het voortraject van dit codewijzigingsvoorstel is gebleken dat zowel de leveranciers als de systeembeheerders niet de verandercapaciteit hebben om de tijdsafhankelijke tarieven tegelijkertijd met energiedelen te implementeren. De voorgestelde datum van 1 januari 2029 neemt aan dat de systeembeheerders en de leveranciers de schaarse IT- en datacapaciteit éérs zullen benutten voor de implementatie van de tijdsafhankelijke tarieven. Echter, indien de Minister van Economische zaken en

Klimaat een afweging maakt ten faveure van energiedelen met vrije leverancierskeuze, zullen de systeembeheerders en de leveranciers genoodzaakt zijn om deze schaarse capaciteit voor energiedelen in te zetten. Dit heeft als consequentie dat de inwerkingtredingsdatum van 1 januari 2029 buiten bereik raakt.

De gezamenlijke systeembeheerders verzoeken hierdoor de ACM, als energiedelen met vrije leverancierskeuze geprioriteerd wordt over tijdsafhankelijke tarieven, om dit besluit in werking te laten treden op de eerstvolgende 1 januari, 12 maanden nadat energiedelen is geïmplementeerd.

(3) De ministeriële regelingen over meten en gegevensuitwisseling

De inhoud van twee Ministeriële regelingen – Meetregeling en de Regeling gegevensuitwisseling Energiewet – zijn medebepalend voor de implementatie van de tijdsafhankelijke tarieven. Voor het implementeren van de tijdsafhankelijke tarieven voor aangeslotenen met een kleine aansluiting is het noodzakelijk dat de Regeling gegevensuitwisseling Energiewet en de Meetregeling vastgesteld zijn zodat de systeembeheerders weten aan welke meet- en dataregels zij gebonden zijn. Hierbij kan onder andere gedacht worden aan hoe om moet worden gegaan met correcties van meterstanden en verbruiken, wat in de Meetregeling wordt geregeld. Daarnaast kan gedacht worden aan de bewaartermijnen van de data, wat in de Regeling gegevensuitwisseling Energiewet wordt geregeld. Bij vertraging bij het vaststellen van de Meetregeling en Regeling gegevensuitwisseling Energiewet kunnen de gezamenlijke systeembeheerders de tijdsafhankelijke tarieven niet implementeren. Zonder te weten welke regels gaan gelden, kunnen de systeembeheerders bij het bouwen of aanpassen van de benodigde systemen geen rekening houden met die regels. Dit zorgt ervoor dat, bij het uitblijven van duidelijkheid over de inhoud en de inwerkingtreding van de regels, de gezamenlijke systeembeheerders geen voortgang kunnen maken met de implementatie van de tijdsafhankelijke tarieven.

De gezamenlijke systeembeheerders verzoeken hierdoor aan de ACM, als per 1 december 2026 geen duidelijkheid bestaat over de inhoud en inwerkingtreding van de Meetregeling en de Regeling gegevensuitwisseling Energiewet, om dit besluit in werking te laten treden op 1 januari 2030.

Uiteraard zijn wij desgewenst graag bereid tot een nadere toelichting op het voorstel. U kunt daartoe contact opnemen met de heer [REDACTED] van ons bureau (gegevens zie briefhoofd).

Met vriendelijke groet,

[REDACTED]

[REDACTED]

Directeur Beleid & Communicatie

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 16 van 32

Tariefencode elektriciteit 2026

(...)

Artikel 3.11

[05-02-2026] 197796
[13-03-2026] 200254
[01-05-2026] voorstel
BR-2026-2242

1. De tariefdragers voor het TAVT, die met toepassing van artikel 3.7, ~~tweede derde~~ lid, worden toegerekend aan verbruikers in de tariefcategorieën, bedoeld in artikel 3.8, eerste lid, onderdelen g en h, zijn voor verbruikers met een aansluiting met een doorlaatwaarde groter dan 3x80A voor afname:

~~a. voor verbruikers met een aansluiting met een doorlaatwaarde groter dan 3*80A:~~

1° a. kWh_{gecontracteerd} voor gecontracteerd transportvermogen voor afname, ter dekking van 16% van de kosten;

2° b. kWh_{gewogen} voor laaguren en een kWh voor normaaluren, ter dekking van 84% van de kosten.

~~b. voor verbruikers met een aansluiting met een doorlaatwaarde kleiner dan of gelijk aan 3*80A:~~

1° rekencapaciteit (kW) gebaseerd op de doorlaatwaarde van de aansluiting, ter dekking van 100% van de kosten.

2. Met betrekking tot de tariefdrager, bedoeld in het eerste lid, onderdeel a, geldt dat:

a. verbruikers met een dubbeltarief een op die tariefdrager gebaseerd gedifferentieerd tarief betalen

al naar gelang sprake is van verbruik gedurende laaguren of verbruik gedurende normaaluren.

De relatieve verhouding tussen de tarieven voor normaal uren en laaguren is door

de systeembeheerder te bepalen;

b. verbruikers met een enkeltarief een op die tariefdrager gebaseerd tarief betalen waarbij de systeembeheerder de verhouding van het enkeltarief ten opzichte van het normaal tarief kan bepalen.

~~2. Het TAVT voor verbruikers met een aansluiting met een doorlaatwaarde kleiner dan of gelijk aan 3x80A wordt berekend door de totale toegerekende transportafhankelijke kosten te delen door de som van het aantal aansluitingen per categorie vermenigvuldigd met de rekencapaciteit van deze categorie overeenkomstig de tabel in bijlage 6. De rekencapaciteit wordt gebruikt om de capaciteitsafhankelijke tarieven voor de onderscheiden categorieën te bepalen.~~

Artikel 3.11a

[05-02-2026] 197796
[13-03-2026] 200254
[01-05-2026] voorstel
BR-2026-2242

1. De kWh_{maxgewogen} wordt bepaald door elke kwartierwaarde van de kWh_{max} van een maand of een week te vermenigvuldigen met de wegingsfactor van het desbetreffende moment van belasting, overeenkomstig Bijlage 5, vierde lid, en van de resulterende reeks de hoogste waarde te nemen.

2. Het kWh_{gewogen} volume voor aangesloten met een grote aansluiting wordt bepaald door de ~~gemeten~~ vastgestelde kwartierwaarden van de kWh te vermenigvuldigen met de wegingsfactor, overeenkomstig bijlage 5, derde lid, van het desbetreffende moment van belasting, overeenkomstig bijlage 5, vierde lid, en van de resulterende reeks de som te nemen.

3. Het kWh_{gewogen} tarief wordt voor aangesloten met een grote aansluiting, in de tariefcategorieën, bedoeld in artikel 3.8, eerste lid, onderdelen e, f en g, bepaald door de aan het kWh_{gewogen} toegerekende transportafhankelijke kosten te delen door het volgens het onderdeel a bepaalde totale kWh_{gewogen} volume.

4. De wegingsfactoren uit de tabel in bijlage 5, derde lid, worden gebruikt om de kWh_{gewogen} tarieven van de vijf onderscheiden wegingsfactorcategorieën te bepalen.

5. Op voorstel van de distributiesysteembeheerder kan in het tarievenbesluit, bedoeld in artikel 3.110 van de Energiewet, afgeweken worden van de wegingsfactoren in bijlage vijf, derde lid, indien volgens de meetgegevens van het meest recente, volledige kalenderjaar ten minste 60% van het jaarlijkse kWh-volume wordt afgenomen in de uren waarvoor wegingsfactorcategorieën 1 en 2 uit bijlage 5, vierde lid, gelden.

Artikel 3.11b

[05-02-2026] 197796
[01-05-2026] voorstel
BR-2026-2242

1. De tariefdragers voor het TAVT, die met toepassing van artikel 3.7, tweede lid, worden toegerekend aan verbruikers in de tariefcategorieën, bedoeld in artikel 3.8, eerste lid, onderdelen g en h, met een aansluiting met een doorlaatwaarde kleiner dan of gelijk aan 3x80A, zijn voor afname:

a. kWh_{gewogen}, ter dekking van 67% van de kosten;

b. rekencapaciteit (kW) gebaseerd op de doorlaatwaarde van de aansluiting, ter dekking van 33% van de kosten.

2. Het kWh_{gewogen} tarief voor aangesloten met een kleine aansluiting wordt berekend door 67% van de totale toegerekende transportafhankelijke kosten te delen door het volgens artikel 3.11c bepaalde kWh_{gewogen} volume.

3. De wegingsfactoren uit de tabel in bijlage 5, vijfde lid, worden voor de toepassing van het tweede lid gebruikt om de kWh_{gewogen} tarieven van de vijf onderscheiden wegingsfactorcategorieën te bepalen.

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 17 van 32

[05-02-2026] 197796
[19-03-2026] voorstel
BR-2026-2242

Artikel 3.11c

1. Het kWh_{gewogen} volume voor aangesloten met een kleine aansluiting met een meetinrichting waarvan de communicatiefunctie wordt gebruikt, wordt bepaald door de op de aansluiting vastgestelde kwartierwaarden te vermenigvuldigen met de wegingsfactor, overeenkomstig bijlage 5, vijfde lid, van het desbetreffende moment van belasting, overeenkomstig bijlage 5, zesde lid, en van de resulterende reeks de som te nemen.
2. Indien bij een kleine aansluiting de communicatiefunctie van de meetinrichting niet wordt gebruikt, de communicatiefunctie administratief is uitgeschakeld of als de communicatiefunctie anderszins niet beschikbaar is, bepaalt de distributiesysteembeheerder voor de periode in een bepaald kalenderjaar dat er geen kwartierstanden beschikbaar zijn, het kWh_{gewogen} volume door:
 - a. het totale, vastgestelde, afgenomen kWh volume per periode dat geen kwartierstanden beschikbaar zijn te verdelen over de wegingsfactorcategorieën overeenkomstig bijlage 5, vijfde lid, op basis van de percentages overeenkomstig bijlage 5, zevende lid, van de profielcategorie waarin de aansluiting is ingedeeld overeenkomstig bijlage 11 van de Systeemcode elektriciteit 2026.
 - b. de in onderdeel a bedoelde kWh volumes per wegingsfactorcategorie te vermenigvuldigen met de bijbehorende wegingsfactoren, overeenkomstig bijlage 5, vijfde lid, en
 - c. van de resulterende reeks de som te nemen.
3. Bij een onbemet kleine aansluiting bepaalt de distributiesysteembeheerder het kWh_{gewogen} volume door op basis van het vastgestelde belastingprofiel, bedoeld in bijlage 15 van de Systeemcode elektriciteit, het afgenomen kWh volume per uur vast te stellen en dit volume overeenkomstig het eerste lid te behandelen.
4. Indien voor een aangeslotene met een onbemet kleine aansluiting geen belastingprofiel, als bedoeld in het derde lid, kan worden vastgesteld, bepaalt de distributiesysteembeheerder het kWh_{gewogen} volume, in afwijking van het derde lid, door het totale afgenomen kWh volume te berekenen op basis van de standaardjaarafname, bedoeld in bijlage B1.3. van de Informatiecode elektriciteit en gas, en dit volume overeenkomstig het tweede lid te behandelen.

[05-02-2026] 197796
[01-05-2026] voorstel
BR-2026-2242

Artikel 3.11d

Het tarief voor de rekencapaciteit voor aangesloten met doorlaatwaarde kleiner dan of gelijk aan 3x80A, bedoeld in artikel 3.11b, eerste lid, onder b., wordt berekend en volgens zeven aparte tarieven in rekening gebracht door 33% van de totale toegerekende transportafhankelijke kosten te delen door de som van het aantal aansluitingen per afnemerscategorie, vermenigvuldigd met de rekencapaciteit (kW) van de zeven afnemerscategorieën uit bijlage 6, tweede lid.

[05-02-2026] 197796
[13-03-2026] 200254
[01-05-2026] voorstel
BR-2026-2242

Bijlage 5 bij artikel 3.911, vijfde derde tot en met vijfde lid, en artikel 3.11b : wegingsfactoren voor kWh_{maxgewogen} & kWh_{gewogen}

5. Wegingsfactorcategorieën voor kWh_{gewogen} bij aangesloten met een kleine aansluiting

Wegingsfactorcategorie	Wegingsfactor
1	0,0
2	0,3
3	0,5
4	0,7
5	1,0

6. Toepassing wegingsfactoren voor kWh_{gewogen} bij aangesloten met een kleine aansluiting

Uur Maand	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
2	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
3	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
6	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
7	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 18 van 32

8	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
9	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
10	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
11	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7
12	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7

7. Verdeling wegingsfactorcategorieën voor kWh_{gewogen} bij aangeslotenen met een kleine aansluiting zonder kwartierstanden

Profielcategorie	Afnametype (AZI/AMI)	% wegingsfactor-categorie 1	% wegingsfactor-categorie 2	% wegingsfactor-categorie 3	% wegingsfactor-categorie 4	% wegingsfactor-categorie 5
E1A	azi	12%	15%	27%	23%	23%
E1A	ami	12%	15%	27%	23%	23%
E1B	azi	1%	12%	29%	28%	30%
E1B	ami	1%	12%	29%	28%	30%
E1C	azi	1%	12%	29%	28%	31%
E1C	ami	1%	12%	29%	28%	31%
E2A	azi	16%	16%	30%	20%	18%
E2A	ami	16%	16%	30%	20%	18%
E2B	azi	5%	14%	33%	25%	23%
E2B	ami	5%	14%	33%	25%	23%
E4A		0%	13%	37%	26%	25%

[01-05-2026] voorstel
BR-2026-2242

Begrippencode Elektriciteit
Systeemcode elektriciteit: de Systeemcode elektriciteit 2026
Tarievencode Elektriciteit: de Tarievencode elektriciteit 2026

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 19 van 32

Van Gebruikersplatform Elektriciteits- en Gastransportnetten (GEN)

Datum 9 april 2026

Locatie Netbeheer Nederland & MS Teams

Voorzitter	
Secretaris	
	<i>Namens de representatieve organisaties:</i> Energie-Nederland VEMW Energie Samen Holland Solar + NedZero * ESNL Glastuinbouw Nederland * <i>Namens de gezamenlijke systeembeheerders:</i> NBNL TenneT Liander Verslag: (Notuleerservice Nederland) * digitaal aanwezig @ aanwezig tot en met agendapunt 3 # enkel aanwezig bij agendapunt 4 ^ enkel aanwezig bij agendapunt 5 \$ de gehele vergadering aanwezig met uitzondering van agendapunt 4

4. Codewijzigingsvoorstel BR-2026-2242 tijdsafhankelijke transporttarieven voor aangesloten met een kleine aansluiting op een distributiesysteem voor elektriciteit

De **voorzitter** heropent de vergadering.

Er zijn twee mensen aangeschoven voor dit agendapunt. De voorzitter vraagt of zij zich kort willen voorstellen.

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 20 van 32

██████████ werkzaam voor Liander. Hij is aanwezig namens de **gezamenlijke systeembeheerders**.

██████████ is aanwezig namens **Liander**.

Liander licht het codewijzigingsvoorstel toe. Het voorstel is bedoeld om de tarievenstructuur voor de aangesloten met een kleine aansluiting aan te passen, zodat die zowel volume-afhankelijk als tijdsafhankelijk wordt. Het huidige capaciteitstarief dat nu 100 procent afhankelijk is van de doorlaatwaarden van de aansluiting wordt daar dan 33 procent van afhankelijk. De overige 67 procent zal worden verrekend via een kilowattuurtarief dat op verschillende momenten van de dag verschilt. Je weet daarbij van tevoren wanneer het hoe duur is.

Energie-Nederland bedankt Liander voor de toelichting. Energie-Nederland heeft haar vragen op schrift gesteld en zal die na afloop van de vergadering delen.

Energie-Nederland heeft allereerst een vraag over het proces voor de herziening van de wegingsfactoren. Energie-Nederland zou daarvoor graag een minimale publicatietermijn of aanlooptijd willen zien, zodat er van de kant van de leveranciers voldoende tijd is om de processen en systemen in te regelen. Energie-Nederland zou graag een minimale publicatietermijn van twaalf maanden zien en stelt voor dat op bladzijde 8 onder punt d in het voorstel op te nemen.

De **secretaris** vraagt of Energie-Nederland die termijn wenst nadat het bij ACM is geland, of nadat ACM een besluit heeft genomen.

Energie-Nederland antwoordt dat tussen het definitief worden van de nieuwe wegingsfactoren en de inwerkingtreding van de nieuwe wegingsfactoren minimaal twaalf maanden zou moeten zitten. Dus nadat ACM besloten heeft hoe de nieuwe code zal worden.

De volgende vraag van Energie-Nederland gaat over de verhouding tussen het capaciteitstarief en het volumetarief. Die is nu: twee derde-een derde. Kan dit onderbouwd worden? Dat mag ook in de toelichting. Er zijn alternatieven overwogen, maar die zijn uiteindelijk niet gekozen. Energie-Nederland vraagt op basis van welke analyse uiteindelijk voor de twee derde-een derde-verhouding is gekozen.

Liander geeft aan dat hier in het Informele GEN al over is gesproken. Het is geen exacte wetenschap. Er is voor gekozen op basis van een weging van alle argumenten.

De **secretaris** vult aan: er zit vooral een kwalitatieve onderbouwing achter.

De **gezamenlijke systeembeheerders** vullen aan dat het ook op basis van de Berenschotstudie is.

ESNL vraagt of Berenschot ook onderzocht heeft of er met andere verhoudingen gewerkt zou kunnen worden.

De **gezamenlijke systeembeheerders** lichten toe dat Berenschot niet zelf eerst heeft onderzocht wat de ideale financiële component is. Zij hebben gewoon bekeken welke vrijstellingscomponent ideaal is. Maar dat was al in een vroeger stadium.

De **voorzitter** merkt op dat deze onderbouwing volgens Energie-Nederland nu dus niet of niet voldoende in het voorstel staat. Verzocht wordt om gewoon te benoemen dat het een best guess is, of in elk geval dat daarmee gewerkt is.

Kenmerk

BR-2026-2242

Datum

1 mei 2026

Pagina 21 van 32

Liander geeft aan liever te zeggen dat het een overweging van argumenten is geweest. Het was meer dan een rekensom.

Energie-Nederland licht toe: op het moment dat je het capaciteitstarief een hogere weging geeft, is er voor aangeslotenen een duidelijker prikkel om een lagere aansluitwaarde te kiezen, wat ook een effect kan hebben op de systeemkosten. De vraag is in hoeverre dat is meegewogen. Een interessant alternatief zou kunnen zijn om in de categorie 1*25 tot 3*25 een onderscheid te maken in de capaciteitstarieven. Nu is dat één capaciteitstarief. Is overwogen om daar 'verschillende trapjes' aan te hangen?

Liander geeft aan dat de overweging vooral is: hoe meer capaciteitstarief, hoe meer prikkel er gelegd wordt op een zo klein mogelijke aansluiting. Hoe meer je het op een tijdsafhankelijke kWh zet, hoe meer prikkel je hebt om het op de juiste momenten te gebruiken.

Wat uiteindelijk maatgevend is voor de kosten, is de mate waarin de aansluiting gebruikt wordt. Dus als er een veel grotere aansluiting gemaakt wordt, zonder dat die anders wordt gebruikt, dan hebben de systeembeheerders niet per se andere kosten op het net. Het creëert natuurlijk wel het risico dat dat op een bepaald moment wel gebeurt.

ESNL vraagt of dat betekent dat het kWh-tarief voor alle kleinverbruikers hetzelfde is.

Liander antwoordt dat dat inderdaad zo is.

ESNL checkt: er is dus geen hoger kWh-tarief bij 3*80.

Liander antwoordt dat dat klopt. Er is wel over nagedacht, maar ergens zou het natuurlijk raar zijn wanneer als je een grotere aansluiting hebt je daarom één kilowattuur duurder uit zou zijn dan bij een kleinere aansluiting.

De **voorzitter** concludeert dat dit onderwerp kan worden afgesloten. Er zal dus nog wat gewerkt worden aan de toelichting.

Het commentaar van Energie-Nederland zal nog schriftelijk nagezonden worden. Dat zal sowieso opgenomen worden in de commentarenmatrix.

Energie-Nederland wil vervolgens een vraag stellen over de interne analyses, waarin de tijdsafhankelijke tarieven eigenlijk als fundament in een bredere 'flexpiramide' geplaatst worden. Daar is in het Informele GEN ook over gesproken. Energie-Nederland is heel benieuwd of die interne analyses gedeeld kunnen worden en verneemt graag de integrale visie op flex, zodat inzichtelijk wordt of er misschien ook bepaalde conflicterende prikkels zijn, van de verschillende onderdelen van de flexpiramide. Bij de gedragsverandering wordt namelijk sterk de nadruk gelegd op de tarieven, terwijl er veel meer factoren zijn die het gedrag bepalen.

Liander geeft aan niet zeker te weten of er heel duidelijke analyses ten grondslag liggen aan de flexpiramide. Er is inderdaad een piramide van verschillende maatregelen om op het laagspanningsniveau als het ware impliciete en expliciete flexibiliteit te ontsluiten. Het is altijd wel de bedoeling geweest om een combinatie van beide te doen.

De **gezamenlijke systeembeheerders** voegen toe dat er ook marktgerichte oplossingen zijn. De gezamenlijke systeembeheerders vragen op welke analyse Energie-Nederland precies doelt.

Kenmerk

BR-2026-2242

Datum

1 mei 2026

Pagina 22 van 32

Energie-Nederland leest de betreffende zin voor: "In interne analyses wordt deze rol van tarieven ook expliciet geplaatst als fundament binnen een bredere 'flexpiramide': tarieven geven de basisprikkel, terwijl andere instrumenten aanvullende of meer gerichte sturing bieden voor een efficiënt gebruik van het systeem." Energie-Nederland zou die interne analyses dus graag willen inzien.

De **gezamenlijke systeembeheerders** willen graag nog even ingaan op de eerder gestelde vraag van Energie-Nederland over de conflicterende onderdelen. Er is onderzoek naar gedaan door CE Delft. Daarin wordt een mooi inzicht gegeven in de correlatie tussen de nettarieven zoals die nu voorgesteld worden en de leveringstarieven. Dat gaf de gezamenlijke systeembeheerders best wat comfort.

Energie-Nederland geeft aan dat het verzoek met name is om wat meer inzicht te krijgen.

De **voorzitter** vraagt op welke manier Energie-Nederland dat het liefst ontvangt.

Energie-Nederland zou het fijn vinden als de genoemde interne analyse in dit gremium gedeeld kan worden.

Liander geeft aan dat even uitgezocht moet worden welke interne analyses het precies betreft.

De **voorzitter** vraagt of Energie-Nederland tevreden is als die binnen twee weken kunnen worden toegezonden.

Energie-Nederland geeft aan dat dat prima zou zijn. Mochten de interne analyses er toch niet zijn, dan zou er ook niet naar gerefereerd moeten worden.

De **voorzitter** benoemt wat er is afgesproken: als de interne analyses er zijn, zullen die binnen twee weken worden toegezonden.

Energie-Nederland heeft een voorstel bij het berekenen van het kWh-gewogen volume voor aansluitingen zonder kwartierstanden. De wijze waarop dit nu staat opgeschreven, lijkt Energie-Nederland niet werkbaar, omdat eindafnemers met een kleine aansluiting niet vooraf weten welk tarief zij aangerekend krijgen per kilowattuur. Dat is wel een vereiste bij het leveren aan afnemers. In dit geval dus afnemers met een kleine aansluiting. Het werken met een achteraf berekende waarde is niet toegestaan. Energie-Nederland stelt voor om dit aan te passen en het tarief per kWh te bepalen op basis van een historisch profiel dat vooraf bekend is en tegelijkertijd met het publiceren van de tarieven door ACM vastgesteld wordt, zodat dit ook ten minste een maand van tevoren bekend is. Afnemers weten dan dus van tevoren met welke tarieven ze geconfronteerd worden.

Liander geeft aan die vraag eerder te hebben gehad. Liander is het ermee eens dat men van tevoren moet weten met welke tarieven men geconfronteerd wordt. Volgens Liander is dat in dit geval ook het geval. De vraag is enkel in hoeverre het volume verdeeld wordt over de verschillende tarieven. Een kleinverbruiker met kwartierwaarden weet dat ook niet van tevoren. Dat is gewoon gedragsafhankelijk.

ESNL geeft aan het daar niet mee eens te zijn. Die kleinverbruiker weet het wel, die weet de weegfactor en de tarieven. Op het moment dat die verbruikt, weet hij wat hij daarvoor moet betalen. Het volume wordt achteraf vastgesteld.

Liander wijst erop dat het volume achteraf wordt gemeten. De verdeling over de kwartierwaarden wordt achteraf vastgesteld.

Kenmerk

BR-2026-2242

Datum

1 mei 2026

Pagina 23 van 32

Er is hier sprake van een afweging tussen accuraatheid en transparantie. Die zaken conflicteren weleens met elkaar. Er zijn andere methoden waarbij de accuraatheid minder groot is, maar er wel meer duidelijkheid wordt geboden. Er zijn analyses die nagaan in hoeverre je zonder al te veel verlies van accuraatheid vooraf kunt zeggen wat de verdeling is van elke kilowattuur die zo'n aansluiting gebruikt over de verschillende tarieven. Liander vermoedt dat daarop gedoeld werd: dat gewoon van tevoren gezegd wordt: 10 procent is groen, 10 procent is rood, enzovoort.

De **secretaris** merkt ter aanvulling daarop op dat daar nog mee gesleuteld werd. Helaas is het, vanwege de tijdsdruk op het voorstel, niet gelukt om de analyses waar Liander naar verwees op tijd af te krijgen. Er wordt nog bekeken of het mogelijk is om een dergelijke analyse of tabel aan te leveren. In de tekst van het voorstel dat naar ACM gaat, wordt ook gerefereerd naar zo'n tabel.

Energie-Nederland vraagt of die nog nagezonden kan worden.

De **gezamenlijke systeembeheerders** schatten in dat dat mogelijk moet zijn voordat het voorstel wordt ingediend.

Liander merkt op dat de analyse dus twee conclusies moet geven: allereerst of het mogelijk is om zo'n tabel te kunnen leveren. Ten tweede: hoe die tabel er dan uit zou zien.

Energie Samen vraagt hoeveel kleine afnemers zonder kwartierstanden er nog zijn.

De **gezamenlijke systeembeheerders** geven aan dat dat 6 procent is. 2,2 procent heeft 'admin uit'. Admin uit betekent administratief uitgeschakelde slimme meter. Dat betekent dat de slimme meter wel prima werkt, maar niet gebruikt mag worden.

ESNL checkt: dit geldt dus ook voor mensen met een niet-slimme digitale meter? Krijgen die dan ook het standaardtarief?

De **secretaris** bevestigt dat.

De **voorzitter** checkt of helder is wat er is afgesproken.

De **secretaris** licht toe: bekeken zal worden of de tabel, waarnaar verwezen werd, gemaakt kan worden. Als dat het geval is, dan zal die nog in het codevoorstel worden opgenomen.

Liander vult aan: de analyse zal worden gedaan. En als daar een tabel uit volgt dan zal die worden toegestuurd. Mocht uit de analyse blijken dat dat niet kan dan zal dat gedeeld worden.

Afgesproken wordt dat de informatie uiterlijk 20 april naar het GEN wordt toegestuurd, in de vorm van een toelichting en/of een tabel. Dan kunnen de GEN-leden daar nog even goed naar kijken en er eventueel op reageren. Er zal geen apart GEN worden georganiseerd over de tabel. De leden kunnen hun reactie uiterlijk 30 april geven. Op 1 mei zal het codewijzigingsvoorstel naar ACM worden gestuurd.

ESNL wil graag een punt van orde maken. ESNL geeft aan het belangrijk te vinden dat de informatie op tijd geleverd wordt. Zeker als er naar informatie verwezen wordt in een voorstel zou die er gewoon moeten zijn.

Kenmerk

BR-2026-2242

Datum

1 mei 2026

Pagina 24 van 32

De **secretaris** geeft aan dat te begrijpen. De verwijzing naar de tabel had er eigenlijk niet in moeten staan. Bij dit traject zat er echt haast achter.

ESNL geeft aan begrip te hebben voor die redenen.

Energie-Nederland geeft aan dat er bij het codewijzigingsvoorstel gerefereerd wordt naar allerlei randvoorwaardelijke wet- en regelgeving die ingericht moet worden, bijvoorbeeld de Regeling Gegevensuitwisseling. Wat gaat er precies geregeld worden in de wet- en regelgeving? Zolang dat niet duidelijk is, maakt dat het lastig om dit codewijzigingsvoorstel integraal te kunnen beoordelen, omdat die randvoorwaarden wel degelijk van belang zijn om tot een goed oordeel te komen.

De **secretaris** geeft aan dat de regels nu in de MR terecht moeten komen. Hij licht toe: wij kunnen niet eenzijdig zeggen: dit zijn de regels daarvoor. Het is nog diffuus, omdat we zelf ook nog niet hebben kunnen ontwerpen hoe die regels eruit moeten zien, omdat het allemaal in die andere regelgeving terecht moet komen. De systeembeheerders weten dus ook nog niet wat er allemaal in detail in de MR gaat komen. De secretaris snapt dat het voor Energie-Nederland daarom moeilijk is om tot een goede beoordeling te komen.

Energie-Nederland geeft aan dat in het voorstel niet staat aangegeven hoe omgegaan zal worden met eventuele correcties van meterstanden en verbruiken. Dat zou er wat Energie-Nederland betreft eigenlijk wel in moeten staan, omdat het wel invloed heeft op de kosten voor de systeembeheerder. De aanleiding voor een correctie kan divers zijn.

De **secretaris** geeft aan dat hij helaas een beetje hetzelfde soort antwoord moet geven als op de vorige vraag. De tarieencode elektriciteit gaat over de tarievenstructuur. Er is geprobeerd zo min mogelijk te regelen over datakwesties, omdat dat eigenlijk niet thuishoort in de tarieencode. Er is enkel gericht op hoe de structuur van de tarieven eruitziet.

Liander vult aan dat dat ook niet gedaan wordt voor de grootverbruikerstarieven.

Energie-Nederland geeft aan dat er vanuit hun achterban best wat vragen spelen omtrent de implementatie. Dit is er een van. Hetzelfde geldt een beetje voor de onbemeten aansluitingen. Hoe moeten vanuit de distributiesysteembeheerder aan de leverancier de volumes gecommuniceerd worden via het berichtenverkeer? Geldt daarbij hetzelfde antwoord? Dus dat het niet in de tarieencode thuishoort?

De **secretaris** licht toe dat de systeembeheerders gewoon uitgaan van de brandurentabel die wordt aangeleverd. Er wordt door de systeembeheerders van uitgegaan dat die gewoon klopt.

Energie-Nederland heeft een vraag over de tijdsblokken. Er wordt gesproken over vijf tijdsblokken, maar in de tabel lijkt er sprake te zijn van zes tijdsblokken in de winter.

Liander merkt op dat de laatste dezelfde is als de eerste.

Energie-Nederland geeft aan dat het nu opgehelderd is. Energie-Nederland heeft nog een aantal kleinere puntjes. Die zullen schriftelijk nagezonden worden. Het zijn geen punten die direct op de codetekst van toepassing zijn.

Kenmerk

BR-2026-2242

Datum

1 mei 2026

Pagina 25 van 32

De **voorzitter** concludeert dat enkele kleine punten van Energie-Nederland separaat worden opgepakt, buiten het GEN om. Bij het ingediende stuk zullen ze opgenomen worden in de commentarenmatrix.

VEMW heeft een opmerking over de tabel over de verwachte gedragsverandering op pagina 3. Daar staat vermeld dat Berenschot een bepaald effect verwacht. Is dat ook de basis voor de invoering van dit tarief? VEMW zou de systeembeheerders willen adviseren dat ze dit ook meenemen in de scenario's die gehanteerd worden voor de congestieonderzoeken.

Energie Samen geeft aan dat een goed idee te vinden.

VEMW zou ook even willen ingaan op de tijdsblokken. VEMW begrijpt dat het dan wenselijk is om de periode tussen 4 en 11 zo duur mogelijk te maken. Maar waarom maak je de andere uren niet veel goedkoper? Op dit moment is er echt een zomerblok en een winterblok. Je kunt de prikkel maximaal maken door het verschil zo groot mogelijk te maken. Dus waarom wordt bij de uren waar nu 0.5 staat daar niet ook 0 van gemaakt? En waarom is het verschil in de ochtendpiek zo klein? Dat is een verschil van 0.2. VEMW verwacht niet dat de kleinverbruikers daarop in zullen gaan spelen. VEMW roept daarom op: maak de prikkel zo groot mogelijk en concentreer je op de momenten waarop het echt loont. En zorg voor een delta die echt tot beweging gaat leiden.

De **gezamenlijke systeembeheerders** zijn het ermee eens dat het, vanuit het netperspectief, wenselijk kan zijn de prikkel te vergroten. Vanuit die gedachte zou het wenselijk zijn de spread zo groot mogelijk te maken. Daar is een aantal draaiknoppen voor. Eerder kwam de verhouding een/derde twee/derde ter sprake. Als je meer geld in de pot stopt voor tijdsafhankelijkheid kun je ook de spread wat groter maken. Je kan het doen door iets geraffineerdere tijdsblokken neer te zetten. De gezamenlijke systeembeheerders vinden het voorstel van VEMW ook wel mooi. Er zijn daarbij echter meer afwegingen die meegenomen moeten worden. Het is ook belangrijk de prikkel te behouden dat men zo klein mogelijke aansluitingen aanvraagt. Het zijn ook communicerende vaten: voor de systeembeheerders wordt de rekening niet lager. Dus als er heel veel kortingen of lagere prijzen in de dalen worden gestoken dan worden de uren in de pieken heel veel duurder. Dat zou ervoor kunnen zorgen dat het maatschappelijk draagvlak voor het voorstel kleiner wordt.

VEMW geeft aan nog steeds te denken dat de verhoging van de ochtendpiek van 0.2 een heel beperkt effect zal hebben.

De **secretaris** licht toe dat dit het eerste voorstel is voor een heel nieuwe systematiek. Als blijkt dat het onvoldoende effect heeft, kan er altijd nog wat gesleuteld worden aan die getallen.

Liander vult aan: we wilden voorkomen dat we het als het ware manipuleren. Er is vooral gebaseerd op data. Dit reflecteert de werkelijkheid die uit de data komt.

VEMW geeft aan dat bij de tarieven voor grootverbruik een systeem werd gehanteerd waarbij de stappen niet groter mochten zijn dan 'één blokje donkerder'. Daar is hier duidelijk niet voor gekozen.

Liander licht toe: we hadden gewoon één randvoorwaarde te veel en omdat daarover niet expliciet in de stuurgroep is besloten, is dat losgelaten.

VEMW checkt of het ermee te maken heeft dat er maar een bepaald aantal blokken in een dag mag zitten.

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 26 van 32

Liander bevestigt dat dat juist is. Als je het geleidelijker wilt doen, heb je meer blokken nodig.

De **secretaris** geeft aan dat je je ook gewoon moet houden aan de netbelasting die wij zien. Daar mag je natuurlijk van afwijken. Op basis van alle afwegingen was dit het resultaat.

Energie Samen heeft een vraag over de planning. Wanneer wordt het nu ingevoerd?

De **gezamenlijke systeembeheerders** antwoorden dat er een programmaplanning is. Daarin staat duidelijk wanneer wat door wie moet gebeuren. Die kan gedeeld worden.

Energie Samen geeft aan dat op prijs te stellen.

Het viel Energie Samen op dat in de tekst het woord 'onmogelijk' werd gebruikt. Onmogelijk bestaat volgens Energie Samen niet.

De **voorzitter** concludeert dat de programmaplanning gedeeld zal worden.

Ze vraagt of er nog even gekeken kan worden naar woorden als 'onmogelijk'. Dat vergroot wellicht de kansen op successen in het vervolgtraject.

Liander zegt toe daarnaar te zullen kijken. Ofwel zal er een ander woord voor worden gebruikt, ofwel zal uitgelegd worden waarom het echt onmogelijk is.

Energie Samen vraagt of in de planning ook naar voren komt waar de pijn bij de leveranciers zit.

De **gezamenlijke systeembeheerders** antwoorden dat de planning echt in gezamenlijkheid is opgesteld.

De **voorzitter** vraagt hoe vaak dit dossier in het Informele GEN is geweest.

De **gezamenlijke systeembeheerders** antwoorden dat dat twee keer is gebeurd.

ESNL geeft aan het een mooi voorstel te vinden en er blij mee te zijn.

De **voorzitter** bedankt de heer [REDACTED] en de heer [REDACTED] voor de gegeven toelichting en het beantwoorden van de vragen.

Er liggen nog wat actiepunten. Die staan opgenomen in de notulen. Met inachtneming daarvan kan het voorstel naar ACM worden toegestuurd.

De **secretaris** geeft aan dat het concept dat vandaag voorlag op verzoek van ACM al met hen is gedeeld, zodat zij alvast wat werk kunnen doen. Uiteraard zullen het definitieve voorstel in behandeling nemen.

De **voorzitter** schorst de vergadering voor een korte pauze.

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 27 van 32



Memo

Datum 9 april 2026
Onderwerp Reactie op Codewijzigingsvoorstel BR20262242 tijdsafhankelijke transporttarieven voor aangesloten met een kleine aansluiting op een distributiesysteem voor elektriciteit

Hieronder volgen de opmerkingen en kanttekeningen vanuit Energie-Nederland bij het voorliggende Codewijzigingsvoorstel BR20262242 tijdsafhankelijke transporttarieven voor aangesloten met een kleine aansluiting op een distributiesysteem voor elektriciteit.

- 1. Proces herziening van wegingsfactoren.** Wij missen nog een minimale publicatietermijn. We zien graag dat NBNL dit expliciet maakt onder c en d. Een minimale publicatietermijn van 12 maanden¹ i.v.m. forecasting, productontwikkeling en contractering e.d. lijkt redelijk. Daarnaast is een minimale publicatietermijn ook noodzakelijk om communicatie en aanbod richting klanten tijdig aan te passen en uitgangspunten transparantie en eenvoud te waarborgen. In de rolverdeling ontbreekt de rol van de Leverancier die haar processen en systemen mogelijk ook moet aanpassen als er sprake is van herijking van de tijdsblokken en/of wegingsfactoren. Facturen en VKO moeten hierop dan mogelijk ook aangepast worden. Deze rolverdeling dient op blz. 8 toegevoegd worden aan sub c en d.
- 2. Kostenverdeling tariefdragers.** Wij missen nog steeds een onderbouwing van de gekozen verhouding van 67% en 33% t.b.v. kostenverdeling. Er ontbreekt: 1) een vergelijking met alternatieve verdelingen (bijv. 50/50 of 75/25). 2) een onderbouwing waarom 33% voldoende is om capaciteitskeuze te sturen. Tijdens het iGEN werd aangegeven dat alternatieven overwogen zijn, de onderbouwing voor de gemaakte keuze behoort daarom te worden toegevoegd en dient tevens meegenomen te worden bij het herzieningsproces van de wegingsfactoren en verhoudingen.
De onderbouwing moet meer duiding geven waarom niet gekozen is voor alternatieven. Vanuit kostenreflectiviteit en non-discriminatie zou een eerlijkere verdeling dan ook kosten per doorlaatwaarde zijn die verschillen in plaats van voor groepen met verschillende doorlaatwaarden hetzelfde vaste tarief. Dit kan

¹ Dit is sterk afhankelijk van wat er gaat wijzigen. De 12 maanden voor aanpassing van wegingsfactoren is aan de ruime kant. Echter worden meer of minder blokken toegepast of andere bloktijden dan wordt de termijn van 12 maanden wellicht nog te kort om alle processen en systemen aan te passen.

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 28 van 32



dan voor aangesloten eerdere een prikkel zijn om een lagere capaciteit doorlaatwaarde te realiseren. In de huidige systematiek van groepen met doorlaatwaardes met dezelfde tarieven lijkt weinig prikkel hiervoor te zijn. Nu de doorlaatwaarde voor 33% bijdraagt aan de totale systeembeheerkosten dan dient een Leverancier om een goed aanbod te kunnen doen ook te beschikken over dit gegeven zonder dat hiervoor drempels zijn.

3. Er wordt nog steeds verwezen naar interne analyses die de tijdsafhankelijke tarieven plaatsen als fundament van een bredere flexpiramide. Kunnen deze analyses gedeeld worden? Wij zijn benieuwd naar integrale visie en samenhang van genoemde onderdelen. Ook kunnen dergelijke analyses inzichtelijk maken of eventuele prikkels conflicteren. De beoogde gedragsverandering wordt alleen uit oogpunt van de (wijziging van de) nettatarieven beschouwd terwijl er meer factoren zijn die die gedrag bepalen (zoals de leveringstarieven, het leveranciersmodel en de begrijpelijkheid en communicatie van dit geheel). Wij zien bijvoorbeeld een mogelijke conflicterende prikkel tussen uitrol marktgebaseerde flexibiliteit en alternatieve nettatarieven voor kleine aansluitingen, mits niet goed op elkaar afgestemd. Graag laten wij deze zorgen wegnemen door analyses en onderbouwing NBNL.

4. Het berekenen kWh-gewogen volume voor aansluitingen zonder kwartierstanden. Hoe het nu is opgeschreven lijkt het niet werkbaar. Eindafnemers met een kleine aansluiting kunnen namelijk niet *vooraf* weten welk tarief zij aangerekend krijgen per kWh. Dit is wel een vereiste bij het leveren aan afnemers, in dit geval afnemers met een kleine aansluiting. Het werken met een berekende waarde *achteraf* is **niet** toegestaan. Ons voorstel zou zijn om dit aan te passen en het tarief te bepalen op basis van een historisch profiel een tarief per kWh te bepalen dat *vooraf* bekend is en tegelijkertijd met het publiceren van de tarieven door ACM wordt vastgesteld zodat dit ook ten minste een maand van tevoren bekend is.

Wat is de grondslag voor het schatten van volumes bij domme en niet uitleesbare meters per tijdsblok of tijdseenheid korter dan de verbruiksperiode? Dit zal leiden tot hoge operationele kosten (telefoontjes van klanten) bij leveranciers omdat het gemiddelde niet aansluit bij de specifieke situatie van de specifieke eindafnemer die wellicht ook niet technisch gezien om een op afstand uitleesbare meter te laten plaatsen of te kunnen gebruiken. Deze vraag geldt voor elke berekening die gemaakt gaat worden.

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 29 van 32



Onduidelijk is welke specifieke situaties dit betreft. Dit betreft op basis van een aanname:

1. Conventionele meters
2. Digitale meters zonder communicatiemodule
3. Slimme meters die administratief uit zijn gezet door de aangeslotene
4. Slimme meters die technisch niet uitleesbaar zijn door externe omstandigheden

Vervolgens wordt er ook niet aangegeven hoe groot deze populaties dan zijn waarvoor er op basis van gemiddelden en schattingen de systeembeheerkosten worden bepaald. Voor een goed beeld zouden deze toegevoegd moeten worden aan de genoemde populaties hierboven.

De populatie welke dan nog ontbreekt waarover niets wordt gezegd zijn slimme meters die uitleesbaar geregistreerd staan maar niet altijd uitleesbaar blijken in de praktijk. Wat er dan gebeurt met ontbrekende of niet plausibele kwartierstanden enerzijds en anderzijds na welke periode van onbeschikbaarheid dan de meters op technisch niet uitleesbaar worden gezet en in de methodiek stromen van schattingen van de systeembeheerkosten. En of en hoe de DSB hier dan de aangeslotene over informeert.

Wat vervolgens ook lijkt te ontbreken in het voorstel wat de geschetste methodiek voor effecten kan hebben voor aangeslotenen die de slimme meter administratief laten uitzetten alsmede wat voor effecten dit kan hebben voor het gehele systeemlandschap.

Een ander aspect is dat een aangeslotene die een technisch niet uitleesbare meter heeft of dat het technisch niet mogelijk is om een uitleesbare meter te plaatsen geen prikkel of incentive heeft of kan krijgen om wel op specifieke individuele basis de systeembeheerkosten in rekening te krijgen.

Er lijkt ook voorbij gegaan te worden dat meterstanden die de LV collecteert, valideert en vaststelt en distribueert naar de distributiesysteembeheerder verschillende herkomstindicaties kunnen hebben. Zoals een berekende meterstand als eindstand waarbij dus het volume over de periode niet is gemeten op basis waarvan de DSB dan vervolgens nog een schatting overheen doet m.b.t. de systeembeheerkosten.

In de paragraaf wordt ingegaan op de vergelijking met een vergelijkbare groep kleine aansluitingen. Onduidelijk is wat dan een vergelijkbare groep is waarbij de suggestie lijkt te zijn dat er alleen naar Profielcategorie wordt gekeken terwijl

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 30 van 32



systeemgebied en AMI of AZI ook een rol speelt. Wat dan mogelijk nog niets zegt over een specifieke situatie omdat alle kenmerken hetzelfde kunnen zijn maar de DSB niet weet of de aangeslotene beschikt over een (hybride) Warmtepomp en/of Elektrisch vervoer. Deze aspecten worden allemaal in het gemiddelde meegenomen en zijn dan geen goede afspiegeling van de daadwerkelijke belasting van het systeem en de daarmee gepaard gaande kosten.

5. **Benodigde wet- en regelgeving.** De randvoorwaarden voor het realiseren van het doel (gedragsverandering en daarmee verminderen van piekbelasting) blijven onderbelicht. Ook uit oogpunt van wetwijzigingen (t.b.v. privacy) of nieuwe wetgeving (Regeling Gegevensuitwisseling en Meetregeling). Onder 3 wordt wel de Regeling Gegevensuitwisseling genoemd maar niet “wat” dan geregeld gaat worden. Ook bestaat er nog de mogelijkheid die niet wordt genoemd dat de Energieregeling nog aangepast moet gaan worden. Vragen zijn er over hoe eindafnemers met een kleine aansluiting in de praktijk geïnformeerd gaan worden over de kosten van tijdsafhankelijke nettarieven gegeven het leveranciersmodel.

Het is voor Energie-Nederland om die reden lastig om het codewijzigingsvoorstel tijdsafhankelijke nettarieven nu al volledig te beoordelen. Immers daarvoor zijn ook de Regeling gegevensuitwisseling Energiewet en Meetregeling Energiewet nodig alsmede eventuele wijzigingen in de Energieregeling. Onze eerder doorgegeven opmerkingen aan Netbeheer-Nederland zouden in deze regelgeving opgenomen moeten gaan worden. Echter kunnen we die pas toetsen in mei/juni als EZK deze regelgeving in concept gereed heeft. Dit zou een argument zijn voor ACM om daaraan voorafgaand geen voorgenomen besluiten te publiceren. Ook de AP zou dan een toets moeten hebben kunnen uitvoeren omtrent het privacy aspect welke data bewaard mag worden voor welk doel en wie hierover mag beschikken voor welk doel.

Datzelfde geldt voor (het openhouden van) de mogelijkheid voor het verleggen van de oninbare netkosten naar de distributiesysteembeheerder, gelijk aan de regeling voor oninbare energiebelasting en btw met de Belastingdienst, welke ook ontbreekt onder 3.

6. **Correcties van meterstanden en verbruiken.** Hoe om te gaan met correcties van meterstanden en verbruiken ontbreekt in brede zin in het voorstel. Dit kan ontstaan in zeer diverse situaties en momenten in de tijd waar in het voorstel

Kenmerk
BR-2026-2242

Datum
1 mei 2026

Pagina 31 van 32



geen aandacht voor lijkt te zijn. Aangezien dit invloed heeft op de uiteindelijk te betalen systeembeheerkosten dient dit wel onderdeel te zijn van dit voorstel.

- 7. Onbemeten aansluitingen.** Voor onbemeten aansluitingen lijkt er volledig aan voorbijgegaan te worden dat jaarlijks de distributiesysteembeheerder aan de leverancier de volumes moet communiceren via het berichtenverkeer wat de leverancier gebruikt om de eindafnemer te kunnen factureren. Voor onbemeten aansluitingen zou dan dezelfde systematiek als niet op afstand uitleesbare meters, los van de opmerkingen daar, toegepast kunnen worden.
- 8. Aantal tijdsblokken.** Er wordt gesproken over vijf tijdsblokken en maximaal 4 tariefhoogten per seizoen. Echter lijkt in de tabel er sprake te zijn in de winter (maand 1 t/m 3 en maand 10 t/m 12) sprake te zijn van 6 tijdsblokken:
1. 0 t/m 1; 2. 1 t/m 6; 3. 7 t/m 9; 4. 10 t/m 15; 5. 16 t/m 22; 6. 23 t/m 0

- 9. Uitgangspunt voor transporttarieven: robuust en transitiebestendig.**
Er wordt in het voorstel gesteld dat wanneer er zaken omtrent invoeding wijzigingen het voorgestelde model dan alsnog herzien moet worden. Dat lijkt dan weinig robuust te zijn. Ook kan er gesteld worden dat het niet transitiebestendig is omdat aangesloten minder genegen zijn om een (hybride) warmtepomp of Elektrisch vervoer aan te schaffen gezien de meerkosten die te verwachten zijn door het geschetste model. Het voorstel lijkt hieraan voorbij te gaan.

Er wordt gesproken over “tarieven” in de betreffende paragraaf wat zeer verwarrend is omdat hier de systeembeheerkosten bedoeld lijken te worden en niet de tarieven zelf. De tarieven moeten nog vermenigvuldigd worden met een wegingsfactor, alsmede het specifieke tarief van de specifieke distributiesysteembeheerder. Er kan dan gesteld worden dat uit het voorstel niet is te distilleren hoe de uiteindelijke systeembeheerkosten worden bepaald. Het voorstel lijkt hiermee niet eenvoudig en transparant, mede omdat de meeste aangesloten niet beschikken over historische meetdata per blok of per tijdseenheid waarmee dit bepaald kan worden.

- 10. Scope van het voorstel.** Er wordt gesteld dat het voorstel ziet op “aangesloten met een kleine aansluiting ($\leq 3 \times 80A$) op een distributiesysteem voor elektriciteit”. Hierbij kan de vraag gesteld worden hoe gezien de wetgeving dan kleine aansluitingen ($\leq 3 \times 80A$) worden gezien die onder de Energiewet art. 1.3 vallen alsmede die zich kunnen begeven in een Gesloten Systeem maar die niet vallen onder dit voorstel.

Als ik de tekst goed lees, worden de percentages voor “niet-slim-uitleesbaren” vastgesteld op basis van de resultaten van de slimme meterallocatie: “Voor het maken van de berekening stellen de gezamenlijke systeembeheerders voor om de data te gebruiken die op basis van het regime van collectieve slimmeterallocatie beschikbaar is”. Dit wijkt af van de jaarlijks door MFF vastgestelde profielen, zoals in de opmerking van Emile. Dat betekent dat een “niet-slim-uitleesbare” aansluiting niet een jaar van tevoren kan inschatten waarmee die beter af is – een uitleesbare slimme meter of juist niet. Dit sluit aan bij eerdere opmerkingen die we hierover hebben gemaakt: het systeem zou geen “gaming” mogen uitlokken.

Wat wel opvallend is, is dat de “niet-slim-uitleesbaren” het gemiddelde profiel lijken te krijgen van de “wel-slim-uitleesbaren”, wat een dempend effect zou moeten hebben. Daarom vraag ik me af: welke prikkel zit er straks in het systeem om cherry-picking te voorkomen? Bijvoorbeeld, de verstokte EV-avondlader die de uitleesbaarheid van hun slimme meter laat uitzetten en daarmee bewust kiest voor het gedempte profiel. Is er een mechanisme ingebouwd dat voorkomt dat dit soort gedrag wordt beloond of gestimuleerd?

Het lijkt mij dat de percentages per jaar moeten gaan wisselen en afhankelijk moeten worden van het profiel zoals vastgesteld door MFF. Op zich (als ik kijk naar de percentages) lijkt het daar ook op gebaseerd te zijn, maar voor de codewijziging zelf zou dit niet vastgezet moeten worden. Punt twee is en blijft **dat dit vervolgens vertaald moet worden naar één tarief per kWh per jaar** (of twee, indien uitgesplitst in normaal- en dal) zodat dit helder is uit te leggen aan een klant.

Ik mis hier wat context over hoe dit in het codewijzigingsvoorstel past. Het codewijzigingsvoorstel bevat een compleet andere ‘tabel 1’ met tarief gewichten terwijl onderstaande een profielfractie verdeling is. Dus hoe dit dan in het codewijzigingsvoorstel wordt opgenomen

Tabel 1 in het codevoorstel welke tarief/volume wegingsfactoren bevat i.p.v. profielfractie totalen.

- Het lijkt mij dat deze tabel alleen maar ter illustratie kan zijn en niet voor het daadwerkelijk berekenen van de tarieven bij kleine aansluitingen welke geen meter met communicatiefunctie hebben welke gebruikt kan worden.....
 - Voor het daadwerkelijk berekenen van de tarieven bevat het codewijzigingsvoorstel dat o.b.v. het bemeten normaal en bemeten laag volume over een bepaalde periode dit volume o.b.v. gerealiseerde smart profiles profielfracties omgezet moet worden naar ‘gerealiseerde en berekende ’ kwartier volumes o.b.v. periodieke volumes & deze kwartier volumes dan gecombineerd moeten worden met de tarieven per kwartier (waar de DSB natuurlijk de kwartier volumes met een identiek tarief kunnen aggregeren dus bv. een totaal volume kunnen bereken per maand of dag of iets dergelijks uitgesplitst naar de 5 verschillende tarieven binnen 1 dag of binnen 1 maand).
 - Als het alleen ter illustratie is, zou de DSB moeten toevoegen welke normaal/laag standaardjaarsvolume zij hebben gehanteerd om de illustratie te maken.

Als er invoeding is vanuit deze aansluitingen moet dit zeker ook meegenomen worden in relatie tot het profiel wat er dan bij hoort.