Meer halen uit het elektriciteitsnet

Hoe geïntegreerde energiehubs de transitie naar elektrisch zwaar wegtransport in Europa kunnen versnellen



Power to go further

milence

Samenvatting

Europa kan de elektrificatie versnellen door het bestaande elektriciteitsnet beter te benutten, terwijl tegelijkertijd wordt gewerkt aan de uitbreiding van de benodigde netcapaciteit. Elektrificatie is afhankelijk van het elektriciteitsnet. De omvang van die uitdaging wordt duidelijk in het zware wegtransport: in 2040 zullen er in Europa meer dan een miljoen elektrische zware bedrijfsvoertuigen rijden en zal er meer dan 20 GW aan publieke laadcapaciteit beschikbaar zijn. Toch zorgen wachtrijen voor netaansluitingen, lange doorlooptijden voor netverzwaring en stijgende netkosten nu al voor vertragingen bij projecten. Bovendien kunnen laadhubs niet zomaar worden verplaatst naar locaties waar nog voldoende netcapaciteit beschikbaar is. Deze laadhubs moeten langs belangrijke goederenvervoercorridors liggen en betrouwbare laadvoorzieningen bieden. Netverzwaring blijft essentieel, maar kost jaren. In de tussentijd kan het bestaande elektriciteitsnet aanzienlijk meer elektriciteitsvraag als gevolg van elektrificatie opvangen, mits de beschikbare capaciteit efficiënter wordt benut.

Geïntegreerde energiehubs maken dit mogelijk door het laden van elektrische zware bedrijfsvoertuigen te combineren met hernieuwbare elektriciteitsopwekking en batterijopslag, waarbij alle onderdelen gebruikmaken van één gecoördineerde netaansluiting.

Hernieuwbaar opgewekte elektriciteit wordt als eerste benut, een batterij vangt piekbelastingen op en de energiestromen op de locatie worden zo aangestuurd dat de hub nooit meer vermogen aan het elektriciteitsnet onttrekt dan met de netbeheerder is overeengekomen.

Hierdoor kan de laadhub meer laadvermogen aanbieden dan de netaansluiting op zichzelf zou kunnen leveren. Het laden van elektrische zware bedrijfsvoertuigen leent zich bijzonder goed voor dit model, omdat het een hoge vermogensvraag en een behoefte aan betrouwbaarheid combineert met een vaste locatie en terugkerende, voorspelbare vraagpatronen.

De ontwikkeling van deze geïntegreerde energiehubs wordt vooral belemmerd door een gebrek aan coördinatie. De huidige regels en werkwijzen behandelen elk onderdeel namelijk nog steeds als een afzonderlijk project. Zo krijgt een hub te maken met aansluitkaders waarin elk onderdeel wordt beoordeeld op zijn eigen piekvermogen, afzonderlijke vergunningprocedures, onduidelijkheid over de verdeling van eigendom en risico's tussen de betrokken partijen en bedrijfsmodellen die moeilijk gezamenlijk te financieren zijn.

Een beperkt aantal gerichte aanpassingen in regelgeving en werkwijzen kan hierin verandering brengen, waarbij de EU het kader vaststelt en de lidstaten voor de uitvoering zorgen.

Op EU-niveau:

1. Erken geïntegreerde energiesystemen binnen de kaders voor netaansluitingen, op basis van technologie-neutrale criteria, en geef toezichthouders de mogelijkheid om eisen buiten toepassing te laten die door de geïntegreerde werking van een hub overbodig worden.

2. Geef prioriteit aan projecten die aantoonbaar het elektriciteitsnet ontlasten, met gebruikmaking van de regels voor aansluitprioritering in het voorstel van de Europese Commissie voor toekomstbestendige elektriciteitsrekeningen (COM(2026)600).

3. Zorg ervoor dat nettarieven rekening houden met de geïntegreerde werking van energiesystemen.

Op het niveau van de lidstaten:

4. Stem vergunningprocedures op elkaar af, standaardiseer contracten en maak geïntegreerde energiehubs met meerdere onderdelen financierbaar.

5. Standaardiseer flexibele en gedeelde netaansluitingen, te beginnen op nationaal niveau.

6. Breng de laadvraag in verbinding met bestaande elektriciteitsopwekking en bouw op basis van de eerste projecten een gedegen kennis- en bewijsbasis op.



Elektrificatie wordt de ruggengraat van het Europese concurrentie-vermogen – een systeem onder druk

De Europese Unie streeft drie nauw met elkaar verbonden doelstellingen na: concurrentievermogen, energiezekerheid en decarbonisering. Elektrificatie vormt steeds meer de verbindende factor tussen deze drie doelstellingen. Het elektriciteitsnet maakt deze elektrificatie mogelijk.

Door geïmporteerde fossiele brandstoffen te vervangen door in eigen regio opgewekte schone elektriciteit kan Europa zijn energieonafhankelijkheid versterken, weerbaarder worden tegen geopolitieke schokken, een concurrerender industriële basis ontwikkelen en de uitstoot van broeikasgassen verminderen. Tegelijkertijd wordt elektrificatie voor bedrijven in heel Europa steeds meer een concrete investeringsbeslissing. Industriële processen worden omgeschakeld naar elektriciteit, het transport stapt over van diesel op batterijen, datacenters en digitale infrastructuur breiden uit, verwarming wordt geëlektrificeerd en batterijopslagsystemen (BESS) worden op grote schaal ingezet ter ondersteuning van een elektriciteitssysteem dat steeds sterker afhankelijk is van hernieuwbare energie.

Deze groei van de opwekking van hernieuwbare elektriciteit vraagt ook om meer flexibiliteit elders in het energiesysteem. Die flexibiliteit kan komen van de vraagzijde, beter onderling verbonden elektriciteitsmarkten of energieopslag. Hoe dan ook moet het elektriciteitsnet beide ontwikkelingen tegelijkertijd kunnen opvangen: een stijgende vraag en een steeds variabeler aanbod, die zich vaak op dezelfde locaties voordoen.

Het zware wegtransport zal een belangrijk onderdeel vormen van deze transitie. Elektrische zware bedrijfsvoertuigen hebben behoefte aan laadinfrastructuur met een hoog laadvermogen langs de Europese goederenvervoercorridors, bij logistieke knooppunten, havens en industriële locaties.

In slechts tien jaar tijd zal het aantal elektrische zware bedrijfsvoertuigen[1] naar verwachting meer dan verzevenvoudigen, van ongeveer 150.000 in 2030 tot circa 1,1 miljoen in 2040. In dezelfde periode stijgt de jaarlijkse elektriciteitsvraag van deze voertuigen van 16 TWh naar 120 TWh.

Indicator	2030	2035	2040
Totaal aantal elektrische zware bedrijfsvoertuigen (meer dan 16 ton)	150.000	450.000	1.100.000
Totale jaarlijkse elektriciteitsvraag van elektrische zware bedrijfsvoertuigen	16 TWh/jaar	50 TWh/jaar	120 TWh/jaar
Publieke laadcapaciteit voor elektrische zware bedrijfsvoertuigen	2,6 GW	8,3 GW	20,5 GW

Tabel 1 – De omvang van de transitie naar elektrisch zwaar wegtransport in relatie tot het elektriciteitsnet (De 14 focuslanden van Milence)

Het Electrification Action Plan van de Europese Commissie erkent dat het versnellen van de aanleg en uitbreiding van elektriciteitsnetten en het wegnemen van belemmeringen voor elektrificatie essentieel zijn voor het toekomstige concurrentievermogen van Europa. Een snellere ontwikkeling van het elektriciteitsnet, lagere initiële kosten voor elektrificatie en innovatieve benaderingen van elektrificatie worden daarom steeds belangrijkere onderdelen van de Europese economische strategie.

Voor Europa is de vraag de komende jaren of het elektriciteitssysteem deze nieuwe vraag snel genoeg kan aansluiten en bedienen, tegen aanvaardbare kosten en zonder het concurrentievermogen van bedrijven die in elektrificatie investeren aan te tasten.

Aanbod en vraag groeien tegelijkertijd – maar niet altijd op dezelfde locaties

De transformatie van het Europese elektriciteitssysteem vindt aan beide kanten van het elektriciteitsnet plaats. De uitdaging die hierdoor ontstaat, kent twee afzonderlijke dimensies: waar nieuwe elektriciteitsopwekking en nieuwe vraag zich ten opzichte van elkaar bevinden, en wanneer beide beschikbaar zijn.

Aan de aanbodzijde groeit de opwekking van wind- en zonne-energie snel, maar niet noodzakelijkerwijs op locaties waar al vraag naar elektriciteit bestaat. Zonnepanelen op daken bevinden zich doorgaans op of nabij de locaties waar de opgewekte elektriciteit wordt verbruikt. Grootschalige zonneparken worden daarentegen steeds vaker op landbouw- en andere landelijke gronden ontwikkeld. Nieuwe windenergiecapaciteit wordt voornamelijk gerealiseerd op locaties met de gunstigste windomstandigheden, in plaats van daar waar het elektriciteitsverbruik het hoogst is. Hernieuwbare elektriciteitsopwekking is van nature sterker gedecentraliseerd dan de elektriciteitscentrales die zij vervangt. Hierdoor ontstaan regelmatig grote afstanden tussen de locaties waar elektriciteit wordt opgewekt en waar deze wordt verbruikt.

Aan de vraagzijde concentreert het elektriciteitsverbruik zich steeds meer bij nieuwe typen grootschalige afnemers. De elektrificatie van de industrie, datacenters, de inzet van batterijopslagsystemen, warmtepompen en elektrisch transport creëren een nieuwe en vaak aanzienlijke vraag naar netcapaciteit.

Laadinfrastructuur voor zwaar wegtransport is hiervan een bijzonder belangrijk voorbeeld. Deze geografische mismatch is een van de redenen waarom uitbreiding van het elektriciteitsnet onvermijdelijk is. Wanneer elektriciteitsopwekking en -vraag dicht bij elkaar kunnen worden gerealiseerd, is die nabijheid doorgaans het resultaat van een bewuste ontwerpkeuze en niet iets wat vanzelf

1 Onder elektrische zware bedrijfsvoertuigen worden hier voertuigen verstaan met een toegestane maximummassa van meer dan 16 ton in de 14 focuslanden van Milence: België, Denemarken, Duitsland, Frankrijk, Italië, Nederland, Noorwegen, Oostenrijk, Polen, Portugal, Spanje, het Verenigd Koninkrijk, Zweden en Zwitserland. De prognose voor het aantal voertuigen is gebaseerd op het interne model van Milence.

ontstaat. Dat komt doordat beide soorten projecten onder sterk uiteenlopende voorwaarden worden ontwikkeld. Een project voor elektriciteitsopwekking en een laadhub kennen verschillende ontwikkeltermijnen, investeringsprofielen en doelstellingen. Daardoor worden ze ieder afzonderlijk gepland en vergund.

Zelfs wanneer beide uiteindelijk dicht bij elkaar worden gerealiseerd, benaderen ze het elektriciteitsnet dus nog steeds onafhankelijk van elkaar. Elk project vraagt afzonderlijk netcapaciteit aan en wordt grotendeels beoordeeld op de eigen impact op het elektriciteitsnet.

Dit leidt tot concurrentie: elektriciteitsopwekking en -verbruik worden doorgaans parallel door de netbeheerder beoordeeld. Omdat de bijbehorende elektriciteitsstromen elkaar grotendeels compenseren, concurreren ze niet simpelweg om dezelfde transportcapaciteit. Waar ze wel om concurreren, is de capaciteit op het aansluitpunt zelf: de fysieke en administratieve capaciteit van het onderstation of netknooppunt waarop elk nieuw project, of het nu gaat om opwekking of verbruik, moet worden aangesloten. Naarmate meer projecten in hetzelfde gebied een aansluiting aanvragen, wordt juist deze aansluitcapaciteit de beperkende factor.

Netcongestie wordt een structurele belemmering

Netcongestie wordt vaak omschreven als een tijdelijk probleem dat verdwijnt zodra er voldoende netinfrastructuur is aangelegd. Europa heeft zeker veel meer netinfrastructuur nodig, maar **drie structurele kenmerken** van het huidige elektriciteitssysteem wijzen erop dat het probleem steeds structureler wordt.

1. Nieuwe elektriciteitsvraag concentreert zich op specifieke locaties: een laadhub voor elektrische zware bedrijfsvoertuigen kan momenteel al meerdere megawatts nodig hebben, en aanzienlijk meer naarmate het aantal elektrische voertuigen groeit. Tegelijkertijd willen industriële afnemers die tientallen of honderden megawatts nodig hebben, zich vaak op dezelfde locaties vestigen, langs goederenvervoercorridors en in industriële clusters.

2. Wind- en zonne-energie worden decentraal en variabel opgewekt, waardoor elektriciteitsstromen ontstaan op momenten en locaties die niet overeenkomen met traditionele vraagpatronen.

3. Een groot deel van het distributienet is ontworpen voor eenrichtingsverkeer vanuit centrale elektriciteitscentrales. Het moet nu elektriciteitsopwekking, opslag en laden achter dezelfde netaansluiting kunnen faciliteren. De mate van digitalisering en actief netbeheer die hiervoor beschikbaar is, verschilt tussen lidstaten en zelfs tussen netbeheerders.

Netverzwaring kost jaren, omdat de planning, vergunningverlening en aanleg van onderstations, kabels en elektriciteitsleidingen worden belemmerd door de beschikbaarheid van grond, maatschappelijk draagvlak en een tekort aan gekwalificeerd personeel. Netbeheerders noemen dit personeelstekort steeds vaker als een bepalende beperking. **Het gevolg is dat in veel lidstaten wachtrijen voor netaansluitingen ontstaan, waarbij het verkrijgen van een aansluiting een grotere belemmering is geworden dan de beschikbaarheid van technologie of kapitaal.** De ervaringen van Milence illustreren dit patroon: voor een vergelijkbare netaansluiting van ongeveer 4 MW bedraagt de gemiddelde aansluittermijn in vier focusmarkten tussen de 13 en 20 maanden. De benodigde netverzwaring kan aanzienlijk langer duren (tabel 2).

Land	Gemiddelde aansluit-termijn[2]	Gebruikelijke doorlooptijd netverzwaring (ca. 4 MW benodigd)	Wat uit de beschikbare gegevens blijkt
België	19 maanden	1–4 jaar	Sommige netbeheerders publiceren aansluitdrempels en processtappen, maar geen enkele publiceert doorlooptijden voor netverzwaring.
Duitsland	20 maanden	1,5–5 jaar	De Duitse toezichthouder erkent publiekelijk dat netaansluitingen in toenemende mate een nationaal knelpunt vormen. Geen enkele individuele netbeheerder publiceert echter specifieke doorlooptijden voor netverzwaring. De vermelde bandbreedte is een planningsaanname vanuit de sector.
Frankrijk	13 maanden	1–4 jaar	De nationale netbeheerder publiceert een standaard aansluitprocedure met een doorlooptijd die in weken in plaats van jaren wordt uitgedrukt. De hier vermelde meerjarige bandbreedte geldt specifiek voor aansluitingen waarvoor netverzwaring nodig is. De exacte doorlooptijden daarvan worden niet gepubliceerd.
Nederland	18 maanden	2–10+ jaar	De grootste en best onderbouwde bandbreedte: ondersteund door gepubliceerde nationale gegevens over netcongestie. Netbeheerders publiceren geen doorlooptijden per individuele aansluiting, maar de omvang van het probleem is goed gedocumenteerd. De lange uitschieters weerspiegelen daadwerkelijk gemelde gevallen en zijn geen theoretisch worstcasescenario.

Tabel 2 – Doorlooptijden voor netaansluitingen en netverzwaring

2 Gemeten vanaf de eerste aanvraag voor een netaansluiting tot het moment waarop de elektriciteitslevering begint, gebaseerd op de ervaringen van Milence met netaansluitingen in de betreffende lidstaten.

Een netaansluiting die pas over vijf jaar beschikbaar komt, is niet gelijkwaardig aan een aansluiting die vandaag al kan worden gebruikt. Wanneer daar de kosten van netverzwaring of financiële bijdragen van afnemers bij komen, kan de infrastructuur die nodig is om toegang tot elektriciteit te krijgen zelf een belemmering vormen voor de elektrificatie die Europa juist wil stimuleren.

Dit doet niets af aan de noodzaak om in het elektriciteitsnet te investeren. Elektriciteitsnetten worden echter ontworpen op basis van piekbelastingen die zich mogelijk slechts gedurende een beperkt aantal uren voordoen. Wanneer het net wordt gedimensioneerd op de maximale vraag van elk aangesloten onderdeel, blijft een groot deel van de capaciteit buiten die piekmomenten onbenut. Uitbreiding van het elektriciteitsnet en slimmer gebruik van de bestaande capaciteit moeten daarom hand in hand gaan. De centrale vraag wordt daarmee: “Hoe kan Europa met het elektriciteitsnet van vandaag meer elektrificatie mogelijk maken, terwijl het elektriciteitsnet dat morgen nodig is nog wordt aangelegd?”

Flexibiliteit is een deel van de oplossing, maar een vrachtwagen kan simpelweg niet wachten

Flexibiliteit speelt een steeds belangrijkere rol in de Europese elektriciteitsstrategie. De waarde ervan hangt echter af van wat flexibel wordt gemaakt en welke gevolgen een beperking heeft voor de onderliggende activiteit. Transportbedrijven zijn afhankelijk van betrouwbare toegang tot laadinfrastructuur om ritten te voltooien, leveringsschema’s na te komen en hun wagenparken operationeel te houden. Bij het laden van elektrische zware bedrijfsvoertuigen kan de oplossing daarom niet zijn om de elektriciteitsvraag uit te schakelen wanneer het net zwaar belast is. In plaats daarvan moet het energiesysteem rondom die vraag slimmer worden ingericht.

De Europese aanpak is in ontwikkeling

Het Grids Package van de Europese Commissie, dat eind 2025 werd gepresenteerd, bevat richtlijnen voor efficiënte en tijdige netaansluitingen. Daarin wordt opgemerkt dat EU-wetgeving niet voorschrijft dat aansluitaanvragen op volgorde van binnenkomst moeten worden behandeld (first-come, first-served), hoewel de meeste lidstaten dit principe nog steeds toepassen. De Commissie beveelt aan over te stappen op systemen op basis van first-ready, first-served of projectmijlpalen. Daarbij bepaalt de mate waarin een project gereed is voor uitvoering de positie in de wachtrij, in plaats van de datum waarop de aanvraag is ingediend. Bij ernstige capaciteits-schaarste kunnen objectieve prioriteringscriteria worden toegepast, zoals de mate waarin een project het elektriciteitsnet ontlast, de klimaatvoordelen of de bijdrage aan de leveringszekerheid. De richtlijnen behandelen ook “fysieke hybridisatie”: het combineren van meerdere installaties voor elektriciteitsopwekking en -opslag en elektriciteitsvraag achter één gedeelde netaansluiting. De Commissie beveelt lidstaten aan hiervoor duidelijke criteria in nationale wetgeving vast te leggen.

De lidstaten zetten verdere stappen, maar kiezen daarbij uiteenlopende richtingen (tabel 3). Elk land ontwikkelt een wezenlijk ander mechanisme, met een eigen toepassingsgebied en uitzonderingen. Daardoor dreigt Europa de ene belemmering voor netaansluitingen te vervangen door een lappendeken van verschillende aansluitmodellen. Belangrijker nog is dat vrijwel al deze modellen zijn ontwikkeld voor elektriciteitsopwekking en -opslag. Bijna geen van deze modellen past dezelfde uitgangspunten al toe op installaties aan de vraagzijde, zoals laadinfrastructuur voor elektrische zware bedrijfsvoertuigen. Daar ligt het fundamentelere probleem.

Land	Aanpak	Beperking
Nederland, Polen	Cable pooling: meerdere installaties delen één netaansluiting.	Nederland past dit breed toe, ook bij hubs die opwekking, opslag en elektriciteitsvraag combineren. De Poolse regeling is nieuwer en staat alleen toe dat installaties voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking een aansluiting met elkaar delen.
België (Vlaanderen)	Geaccepteerde flexibiliteit: met Fall-Back Flex kan een project in een congestiegebied worden aangesloten, mits het accepteert dat het vermogen tijdens vastgestelde piekmomenten wordt beperkt.	De voorwaarden voor vermogensbeperking worden niet altijd vooraf vastgelegd, wat de financierbaarheid beïnvloedt.
Duitsland	Flexibele aansluitovereenkomsten als alternatief wanneer een conventionele netaansluiting te lang op zich zou laten wachten.	Tot nu toe voornamelijk toegepast bij grote batterijopslagsystemen en hernieuwbare elektriciteitsopwekking. Laadhubs worden inmiddels ook opgenomen.
Frankrijk	Kostenverdeling tussen afnemers voor nieuwe werkzaamheden aan het elektriciteitsnet.	Combineert elektriciteitsopwekking, -opslag en -vraag niet achter één netaansluiting.
Spanje	Gedeelde netaansluiting: twee opwekkingstechnologieën, of opwekking gecombineerd met opslag, kunnen onder kwantitatief vastgelegde voorwaarden één aansluitpunt delen.	Het oudste en meest gedetailleerd vastgelegde regelgevingskader, maar nog niet uitgebreid naar elektriciteitsverbruik.

Tabel 3 – Praktijken in lidstaten voor het delen van netaansluitingen en flexibiliteit

Het aansluitmodel zelf moet veranderen: van afzonderlijke installaties naar geïntegreerde systemen

De meeste kaders voor netaansluitingen gaan er nog steeds van uit dat elk project afzonderlijk netcapaciteit aanvraagt: een installatie voor elektriciteitsopwekking wil elektriciteit aan het net leveren, een laadhub wil elektriciteit afnemen en een batterij wil elektriciteit opslaan en terugleveren. Elk onderdeel wordt beoordeeld op basis van het eigen theoretische maximum, alsof alle installaties tegelijkertijd op vol vermogen zouden draaien.

Het elektriciteitsnet ondervindt de gevolgen van deze installaties echter niet afzonderlijk, omdat hun gebruiksprofielen elkaar beïnvloeden. De opwekking van zonne-energie kan samenvallen met de laadvraag, een batterij kan overtollige opgewekte elektriciteit opslaan en beschikbaar stellen wanneer vrachtwagens arriveren, windenergie kan zonne-energie aanvullen en het laden van voertuigen kan lokaal gebruik mogelijk maken van hernieuwbare elektriciteit die anders via een overbelast elektriciteitsnet zou moeten worden afgevoerd.

Het gecombineerde systeem kan daardoor een wezenlijk andere impact op het elektriciteitsnet hebben dan wanneer de afzonderlijke onderdelen ieder apart worden beoordeeld. Doorgaans is die impact juist kleiner op de momenten dat het elektriciteitsnet het zwaarst wordt belast. Dit is het verschil tussen een aansluitmodel op basis van afzonderlijke installaties en een aansluitmodel op basis van geïntegreerde systemen. Om dit verschil te overbruggen, moeten projecten de mogelijkheid krijgen om hun gecombineerde afname- en terugleverprofiel aan te tonen en, waar passend, netcapaciteit toegewezen te krijgen op basis van hun gereguleerde impact op het elektriciteitsnet, in plaats van het theoretische maximum van ieder afzonderlijk onderdeel.

Dit is het uitgangspunt achter **geïntegreerde energiehubs, die hernieuwbare elektriciteitsopwekking, batterijopslagsystemen (BESS) en het laden van elektrische zware bedrijfsvoertuigen combineren achter één gezamenlijke, gecoördineerde netaansluiting.**




milence
CCS
B
K
L

Geïntegreerde energiehubs: een nieuw infra-structuurmodel

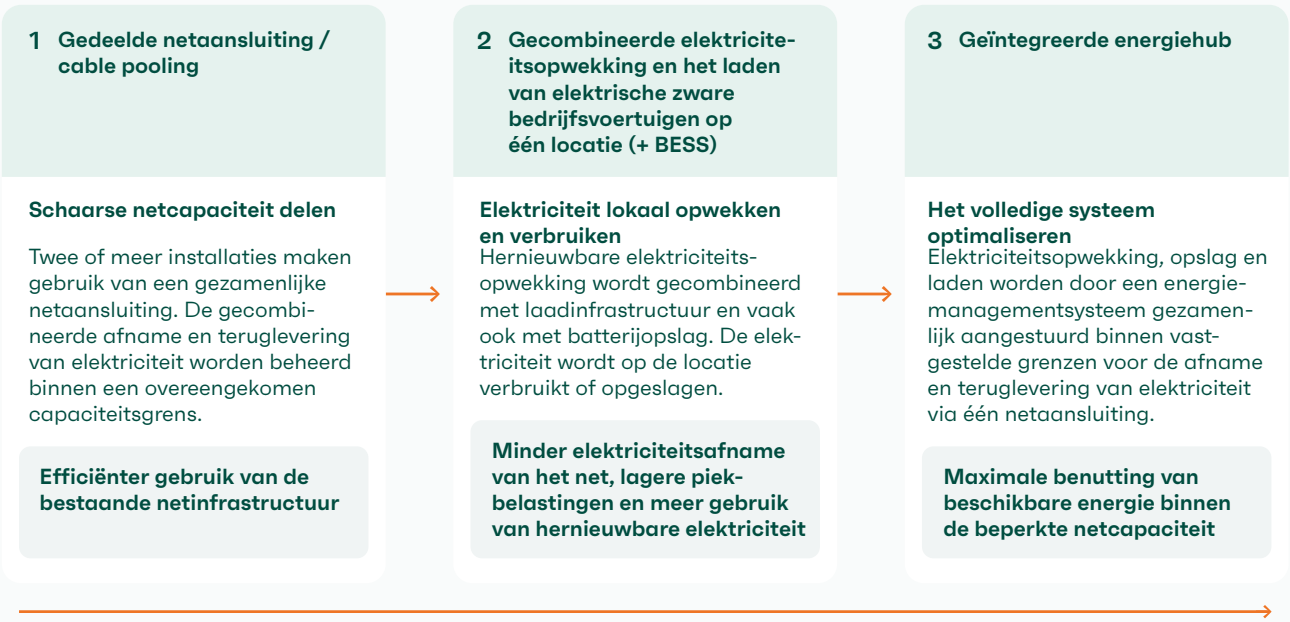
In plaats van als afzonderlijke projecten te concurreren om netcapaciteit, kunnen installaties die elkaar aanvullen worden geïntegreerd. Hun gezamenlijke elektriciteitsprofiel wordt dan actief beheerd binnen één vastgestelde bandbreedte voor de netaansluiting: een overeengekomen grens voor de hoeveelheid elektriciteit die de locatie van het elektriciteitsnet mag afnemen en aan het net mag terugleveren.

Wat verstaan we onder co-locatie?

Co-locatie is een overkoepelende term voor configuraties waarbij twee of meer elektriciteitsinstallaties dezelfde locatie of hetzelfde lokale energiesysteem delen, gebruikmaken van een gezamenlijke netaansluiting of aansluitcapaciteit in plaats van ieder een eigen aansluiting nodig te hebben, en worden aangestuurd door een gemeenschappelijk energiemanagementsysteem.

De meerwaarde zit in de combinatie: alleen de nabijheid van installaties vermindert netcongestie niet. Installaties die een netaansluiting delen en gezamenlijk worden aangestuurd, kunnen dat wel.

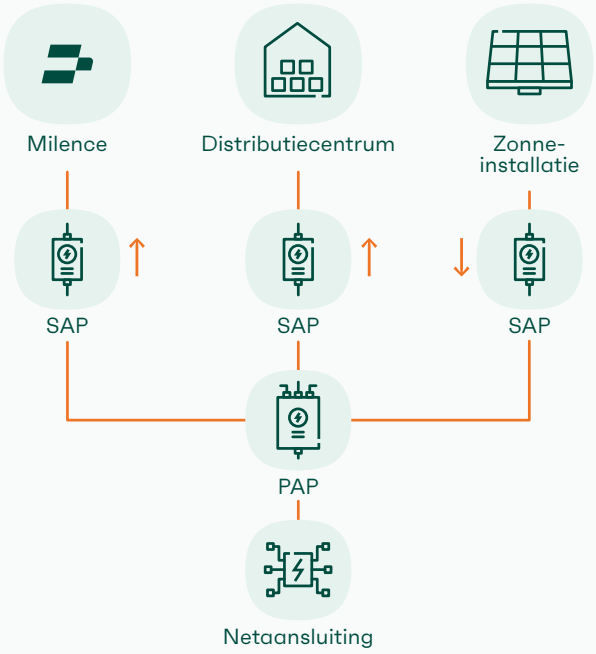
Figuur 1 – Verschillende modellen voor geïntegreerde netaansluitingen



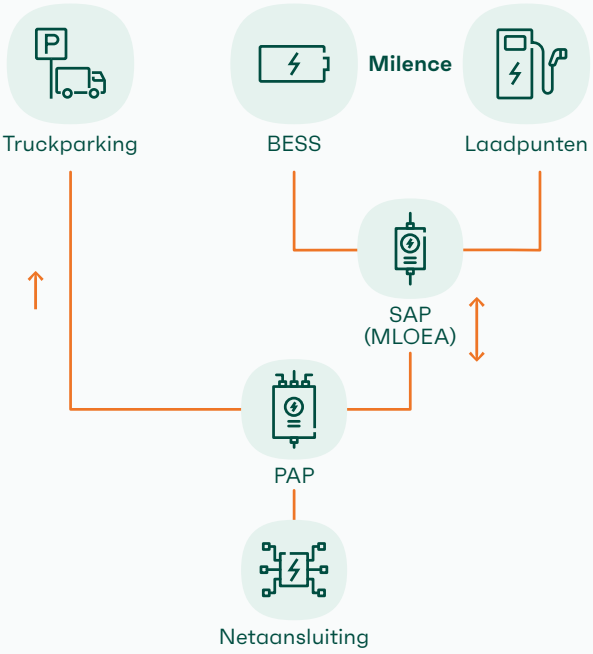
Er bestaat niet één model dat voor alle situaties geschikt is. Welk model het beste past, hangt af van de beschikbare netcapaciteit, de mogelijkheden voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking, de beschikbaarheid van grond, regelgeving en de commerciële belangen van de betrokken partijen. Drie modellen illustreren de verschillende mogelijkheden, van het delen van een netaansluiting tot een volledig geoptimaliseerde bedrijfsvoering. Deze modellen zijn al terug te zien binnen het eigen netwerk van Milence.

In Tiel deelt de laadinfrastructuur één aansluitpunt met een andere gebruiker van de locatie en een lokale zonne-energie-installatie. Dit is een voorbeeld van model 1. Op een andere locatie delen de laadinstallaties, een truckstop en een batterijopslagsysteem één netaansluiting. De locatie wordt uitgebreid met aanvullende hernieuwbare elektriciteitsopwekking, waardoor deze verder opschuift richting een sterker geïntegreerd model. Een andere locatie in Nederland wordt vanaf het begin ontworpen als geïntegreerde energiehub. Bij andere projecten in ontwikkeling worden netaansluitingen met beperkte capaciteit gecombineerd met batterijopslag en hernieuwbare elektriciteitsopwekking om betrouwbaar laden mogelijk te maken. In latere ontwikkelfasen zou ook de elektriciteitsvraag op de locatie zelf kunnen worden beïnvloed, bijvoorbeeld door klanten te stimuleren hun laadsessies te plannen op momenten waarop elektriciteit ruim beschikbaar en aantrekkelijk geprijsd is.

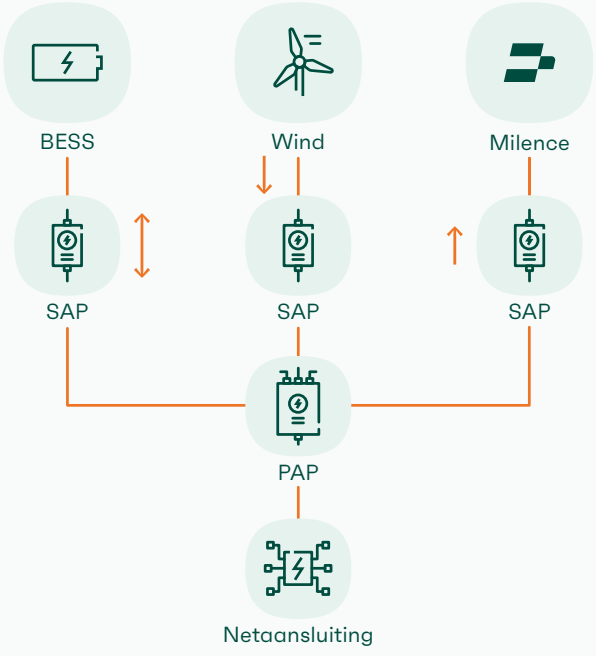
Figuur 2 – Tiel: schematische weergave van een gedeelde netaansluiting / cable pooling



Figuur 3 – Locatie in ontwikkeling: huidige gedeelde netaansluiting (MLOEA)



Figuur 4 – Locatie in ontwikkeling: geplande uitbreiding met windenergie en BESS via cable pooling



In Tiel deelt Milence één netaansluiting met een distributiecentrum en een afzonderlijk geëxploiteerde zonne-installatie op het dak. Deze constructie wordt mogelijk gemaakt door cable pooling. Milence, het distributiecentrum en de exploitant van de zonne-installatie zijn ieder via een eigen allocatiepunt aangesloten op de gedeelde netaansluiting, zodat de elektriciteitsvolumes van elke partij afzonderlijk worden gemeten.

De opgewekte zonne-energie dekt een deel van het elektriciteitsverbruik van Milence. De resterende elektriciteit wordt van het net afgenomen, binnen de gecontracteerde capaciteit van de gedeelde netaansluiting. In een latere fase is een batterij voorzien. Daarmee zou een groter deel van de opgewekte zonne-energie op de locatie kunnen worden benut en zouden ook diensten aan het elektriciteitsnet en de energiemarkten kunnen worden geleverd.

Op deze locatie exploiteert Milence vrachtwagenladers als onderdeel van een bestaande truckparking. Cable pooling is daarom niet nodig. Milence heeft in plaats daarvan een eigen allocatiepunt op de gedeelde netaansluiting en maakt gebruik van een constructie met meerdere leveranciers op één aansluiting (MLOEA: meerdere leveranciers op een aansluiting). Hierdoor kan Milence een eigen energieleverancier contracteren. Het elektriciteitsverbruik van de truckparking wordt in realtime gemonitord. Het vermogen dat beschikbaar is voor de laders wordt afgestemd op de resterende gecontracteerde netcapaciteit.

Milence bereidt zich voor om zijn laadhub via cable pooling aan te sluiten op een nabijgelegen windpark met een groot batterijopslagsysteem. Voor de netaansluiting van het windpark is slechts een beperkte afnamecapaciteit gecontracteerd. Dankzij de aanzienlijke opwekkings- en opslagcapaciteit achter deze aansluiting heeft de laadhub echter ruimte om mee te groeien naarmate de laadvraag toeneemt.

Het laden van elektrische vrachtwagens is bij uitstek geschikt voor geïntegreerde energiesystemen

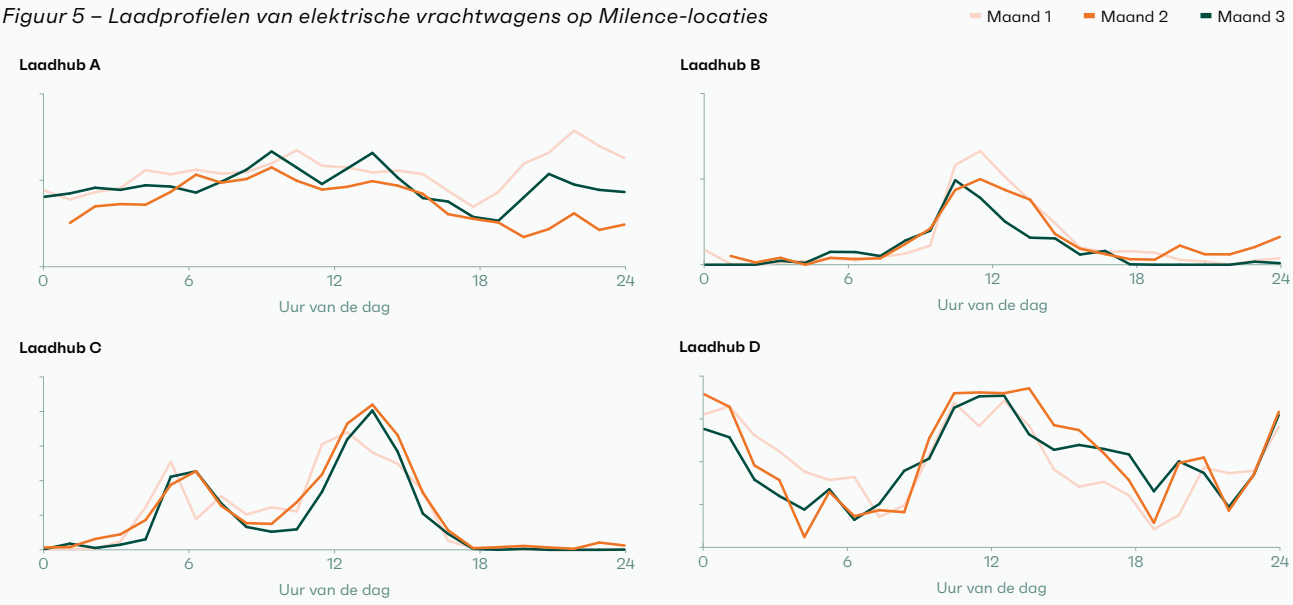
Drie kenmerken van het laden van elektrische vrachtwagens liggen grotendeels vast. Samen verklaren ze waarom deze elektriciteitsvraag meer dan veel andere toepassingen baat heeft bij co-locatie, in plaats van afzonderlijke netaansluitingen:

- **Het laden vereist een hoog vermogen.** Eén laadsessie kan al een aanzienlijk vermogen vragen, terwijl meerdere voertuigen tegelijkertijd kunnen laden. Dit resulteert in een belastingsprofiel dat kostbaar is om uitsluitend vanuit het elektriciteitsnet te bedienen, maar dat goed kan worden ondersteund door lokale elektriciteitsopwekking en batterijopslag.
- **De laadvoorziening moet betrouwbaar zijn.** Transportbedrijven moeten erop kunnen vertrouwen dat laadcapaciteit beschikbaar is wanneer hun vrachtwagens arriveren. De elektriciteitsvraag kan daarom niet zomaar worden onderbroken. Wel kan worden aangestuurd hoe de elektriciteit de laadpunten bereikt: via het elektriciteitsnet, batterijopslag of lokale opwekking. Dat is precies wat een energiemanagementsysteem doet.
- **De infrastructuur moet zich bevinden waar vraag vanuit het goederenvervoer bestaat.** Anders dan bij veel flexibele vormen van elektriciteitsverbruik kan een laadhub niet worden verplaatst naar een locatie waar toevallig netcapaciteit beschikbaar is. Daardoor is lokale optimalisatie, in plaats van verplaatsing, de enige mogelijkheid om de impact op het elektriciteitsnet te beperken.

De laadvraag is niet willekeurig, ook al gaat het om hoge vermogens. Afzonderlijke laadhubs vertonen doorgaans terugkerende vraagpatronen, al verschillen deze aanzienlijk per locatie. Sommige laadhubs kennen duidelijke pieken overdag, andere vooral ‘s avonds of ‘s nachts, terwijl bij weer andere de elektriciteitsvraag relatief gelijkmatig over de dag is verdeeld. Juist de voorspelbaarheid, meer nog dan de locatie, is een van de belangrijkste redenen waarom co-locatie en flexibiliteit meerwaarde bieden voor een laadhub.

Figuur 5 toont de elektriciteitsverbruiksprofielen per uur van vier Milence-laadhubs gedurende drie opeenvolgende maanden.

Figuur 5 – Laadprofielen van elektrische vrachtwagens op Milence-locaties



De figuur toont de werkelijke dagelijkse elektriciteitsverbruiksprofielen van vier Milence-laadhubs. Deze verschillen duidelijk van elkaar, doordat klanten iedere locatie op een andere manier gebruiken: van laden aan het begin van de werkdag en tussentijds bijladen rond het middaguur tot laden gedurende de nacht. De drie lijnen vertegenwoordigen drie verschillende maanden. Het verbruiksprofiel van iedere laadhub blijft van maand tot maand duidelijk herkenbaar.

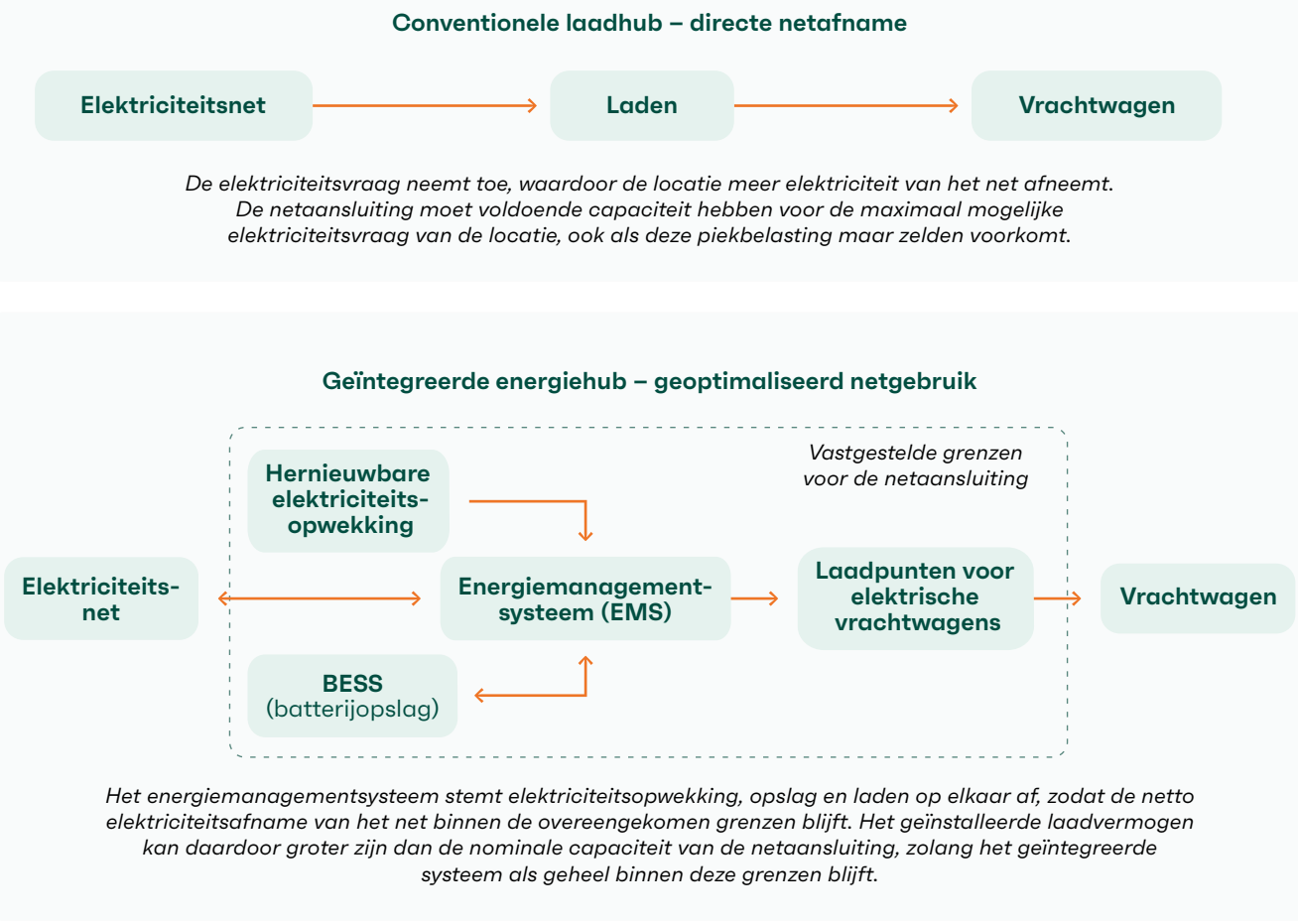
- **Laadhub A:** relatief gelijkmatige elektriciteitsvraag
- **Laadhub B:** duidelijke piek overdag
- **Laadhub C:** pieken in de ochtend en rond het middaguur
- **Laadhub D:** piek in de avond en nacht

Er bestaat niet één standaardverbruiksprofiel voor het laden van elektrische vrachtwagens dat op iedere locatie van toepassing is. **Terugkerende, voorspelbare patronen bieden mogelijkheden om het energiesysteem als geheel te optimaliseren. Wanneer de laadvraag redelijk nauwkeurig kan worden voorspeld, kunnen het verbruik van hernieuwbare elektriciteit, het opladen van batterijen en het gebruik van het elektriciteitsnet daarop worden afgestemd**. Voorspelbaarheid is uiteraard niet hetzelfde als flexibiliteit. Een laadhub kan een zeer voorspelbaar verbruiksprofiel hebben en toch direct vermogen moeten leveren zodra vrachtwagens arriveren. Co-locatie biedt hiervoor een oplossing door te veranderen hoe aan de elektriciteitsvraag wordt voldaan, niet óf eraan wordt voldaan.

Van directe netafname naar optimaal gebruik van het elektriciteitsnet

Een conventionele laadhub volgt de laadvraag: de hoeveelheid elektriciteit die van het net wordt afgenomen, stijgt en daalt afhankelijk van de vrachtwagens die arriveren. De netaansluiting moet daarom voldoende capaciteit hebben om aan de maximaal mogelijke elektriciteitsvraag van de locatie te voldoen. Een geïntegreerde energiehub doorbreekt deze afhankelijkheid (figuur 6).

Figuur 6 - Van directe netafname naar optimaal gebruik van het elektriciteitsnet



Hernieuwbare elektriciteit wordt eerst gebruikt voor het laden van vrachtwagens. Overtollige elektriciteit wordt opgeslagen in plaats van teruggeleverd aan het net. Wanneer de laadvraag piekt, levert de batterij aanvullend vermogen naast het elektriciteitsnet. Hierdoor kan het geïnstalleerde laadvermogen groter zijn dan de capaciteit van de netaansluiting, zolang het systeem de netto elektriciteitsafname van het net betrouwbaar binnen de overeengekomen grenzen houdt. De netaansluiting is daarmee niet langer uitsluitend een vast aantal megawatt, maar vormt het kader waarbinnen het volledige energiesysteem wordt aangestuurd. Tabel 4 laat zien welke voordelen dit oplevert, naast het verminderen van netcongestie.

De bredere betekenis hiervan is dat een geïntegreerde laadhub niet langer uitsluitend elektriciteit verbruikt, maar een knooppunt voor energie en mobiliteit wordt: een locatie waar elektriciteit wordt opgewekt, opgeslagen, verbruikt en als één systeem wordt beheerd. Omdat de voordelen hiervan ten goede komen aan het elektriciteitssysteem als geheel, en niet alleen aan het project zelf, verdienen deze projecten erkenning in de manier waarop netaansluitingen en nettarieven worden vormgegeven, ook in financiële zin. Dit is des te belangrijker omdat dergelijke projecten doorgaans complexer zijn en hogere aanvangsinvesteringen vereisen.

Bron van meerwaarde	Hoe deze meerwaarde ontstaat	Mogelijk voordeel
Betere benutting van hernieuwbare elektriciteitsopwekking	Het lokaal laden van elektrische vrachtwagens biedt direct afzetmogelijkheden voor zonne- en windenergie, waardoor minder elektriciteit hoeft te worden teruggeleverd via netten met beperkte capaciteit.	Minder belasting van het elektriciteitsnet en mogelijk minder afregeling van hernieuwbare elektriciteitsopwekking.
Hogere benutting van de netcapaciteit en lagere piekbelastingen	Elkaar aanvullende elektriciteitsprofielen en een batterij die pieken in de laadvraag opvangt, maken het mogelijk om meer elektriciteit nuttig te benutten via dezelfde netaansluiting.	Meer energie per MW aansluitcapaciteit; minder benodigde netcapaciteit en lagere aansluitkosten; uitstel van netverzwaring op systeemniveau.
Snellere realisatie	Waar netverzwaring jaren zou duren, kan een geïntegreerde configuratie het mogelijk maken om laadcapaciteit eerder te realiseren binnen overeengekomen grenzen voor de netaansluiting.	Eerdere beschikbaarheid van laadcapaciteit voor elektrische vrachtwagens.
Inkomsten uit flexibiliteit	Waar de marktregels dit toestaan, kunnen batterijen en andere aanstuurbare installaties deelnemen aan balanceringsmarkten, markten voor ondersteunende diensten en andere flexibiliteitsmarkten.	Aanvullende inkomstenbronnen.

Tabel 4 – Co-locatie creëert meerwaarde die verder gaat dan het verminderen van netcongestie




FRUEHAUF
E-TECH
GV-900-AN
ELECTRIC
VOLVO
TRUCK
SAFETY TRUCK
1
2
3

De belemmeringen voor geïntegreerde energiehubs

Het Europese elektriciteitssysteem en het regelgevingskader zijn grotendeels ontwikkeld rond afzonderlijke installaties, zoals een project voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking, een batterij, een industriële afnemer of een laadstation. Een geïntegreerde energiehub overstijgt deze afzonderlijke categorieën. Binnen één netgebied, en vaak verspreid over meerdere locaties of adressen, kunnen verschillende technologieën, eigenaren, vergunningen, contracten en relaties met het elektriciteitssysteem samenkomen. **Dit brengt uitdagingen met zich mee op het gebied van coördinatie, waaronder regelgeving, de werkwijze van netbeheerders, administratieve procedures, wetgeving, commerciële afspraken, financiering en informatievoorziening.**

Belemmering	Wat er misgaat
Regelgeving	Regelgevingskaders beoordelen installaties afzonderlijk. Modellen voor gedeelde en flexibele netaansluitingen verschillen per land, kennen voorwaarden waaraan niet iedere energiehub voldoet en erkennen nog onvoldoende de waarde van lokaal gebruik van hernieuwbare elektriciteit.
Werkwijze van netbeheerders	Dezelfde oplossing wordt door iedere netbeheerder anders geïnterpreteerd en contractueel vastgelegd. Bovendien wordt de benodigde capaciteit beoordeeld op basis van piekbelastingen, in plaats van het daadwerkelijke gedrag van het geïntegreerde systeem.
Administratieve procedures	Voor één operationeel systeem moeten verschillende afzonderlijke projecten worden vergund, elk met eigen bevoegde instanties en doorlooptijden.
Juridische aspecten	Eigendom, toegangsrechten, zeggenschap en uittredingsafspraken moeten worden overeengekomen en tientallen jaren standhouden.
Commerciële afspraken en financiering	Partijen erkennen de meerwaarde, maar zijn het niet eens over wie daarvan profiteert. Financiers kunnen gedeelde en niet-gestandaardiseerde risico's moeilijk beoordelen en waarderen.
Informatievoorziening	De juiste partners en locaties vinden elkaar niet op tijd.

Tabel 5 – Zes belemmeringen voor een snellere realisatie van geïntegreerde energiehubs

Belemmeringen in regelgeving – een systeem dat nog steeds is ingericht op afzonderlijke installaties

Geïntegreerde energiehubs vervagen de grenzen tussen verschillende categorieën: één project kan tegelijkertijd een grote elektriciteitsverbruiker, een producent van hernieuwbare elektriciteit, een batterijopslagsysteem, een flexibele installatie en een gedeelde netaansluiting omvatten. Toch erkent het regelgevingskader in veel landen deze combinatie nog niet volledig als één geïntegreerd systeem.

Sommige EU-lidstaten zijn begonnen deze kloof te overbruggen, maar iedere regeling heeft een eigen toepassingsgebied, voorwaarden en uitzonderingen. Een energiehub die elektriciteitsopwekking, opslag en het laden van elektrische vrachtwagens combineert, past daardoor vaak niet binnen de categorie waarvoor een bepaalde regel oorspronkelijk is opgesteld. Voor cable pooling in Nederland gelden bijvoorbeeld specifieke voorwaarden: de partijen moeten gezamenlijk als één aangesloten partij optreden en het aantal onroerende zaken dat een aansluiting mag delen, is begrensd. De richtlijnen van de EU bevelen aan om duidelijke criteria voor hybridisatie in nationale wetgeving vast te leggen. Deze richtlijnen zijn echter niet bindend en de regels die bepalen of een energiehub gerealiseerd kan worden, blijven een nationale aangelegenheid.

Werkwijze van netbeheerders – dezelfde oplossing, verschillend beoordeeld

Zelfs wanneer de regelgeving een gedeelde netaansluiting toestaat, zijn het de afzonderlijke netbeheerders die deze aansluiting toekennen, contractueel vastleggen en beoordelen. Binnen dezelfde nationale wetgeving kunnen zij tot verschillende interpretaties komen en uiteenlopende voorwaarden stellen aan dezelfde oplossing.

Op de Nederlandse locaties van Milence vereist cable pooling bijvoorbeeld een addendum bij de aansluit- en transportovereenkomst van de partij die de netaansluiting beheert. Twee van de grootste Nederlandse netbeheerders gebruiken een addendum waarin de rechten van de toegevoegde partijen worden gewaarborgd. Een derde netbeheerder gebruikt een addendum dat de langetermijntoegang die een exploitant van laadpunten nodig heeft, niet waarborgt. Dit verschil komt niet voort uit de technologie of de locatie, maar uit een verschillende interpretatie van dezelfde wetgeving. Een tweede probleem is van technische aard. Netbeheerders beoordelen netaansluitingen van oudsher per afzonderlijke installatie en op basis van piekcapaciteit: bij een verbruiker wordt gekeken naar het maximale vermogen dat deze kan afnemen, en bij een producent naar het maximale vermogen dat deze kan terugleveren. Deze aanpak werkt voor afzonderlijke installaties, maar minder goed voor een energiehub waarin de installaties juist zijn ontworpen om elkaars belasting te compenseren.

Cable pooling met een bestaand windpark

De beschikbare afnamecapaciteit op een locatie was beperkt. Daarom onderzocht Milence de mogelijkheid van cable pooling met een bestaand windpark in de omgeving. Toen Milence vroeg om de gecontracteerde afnamecapaciteit op de netaansluiting van het windpark te verhogen, reageerde de netbeheerder aanvankelijk dat het windpark een onevenredig groot deel van zijn gecontracteerde opwekkingscapaciteit zou verliezen vanwege overbelasting van de bekabeling. De berekeningsmethodiek die de netbeheerder voor kabelbelasting hanteert, is gestandaardiseerd en niet ontworpen voor nieuwe toepassingen zoals deze. Daardoor werd het project onhaalbaar of liep het aanzienlijke vertraging op.

Een dergelijke situatie vraagt om een locatie-specifieke berekening van de kabelbelasting, waarbij rekening wordt gehouden met het daadwerkelijke gedrag van een geïntegreerd systeem. Daarbij moet worden gekeken naar de hoeveelheid energie die gedurende een bepaalde periode wordt getransporteerd, in plaats van op ieder moment de volledige

piekcapaciteit te reserveren. Zonder een dergelijke aanpak draagt de samenwerkingspartner de kosten van deelname, in dit geval in de vorm van verloren opwekkingscapaciteit. Dit verzwakt de commerciële haalbaarheid van de samenwerking.

Netbeheerders houden dergelijke oplossingen niet bewust tegen. Zij hebben verplichtingen op het gebied van leveringszekerheid, kampen met lange wachtrijen voor aansluitaanvragen en hebben zelf te maken met een tekort aan gekwalificeerd personeel. Een voorzichtige benadering van onbekende configuraties is daarom begrijpelijk. Maar niet iedere netbeheerder beschikt al over specifieke procedures, richtlijnen of prioriteitsregelingen voor dit soort aanvragen. Alles wat buiten de standaardcategorieën valt, wordt daarom afzonderlijk beoordeeld. Dit is minstens zozeer een probleem van processen en capaciteit als van houding. Duidelijke nationale regels en gestandaardiseerde procedures zouden helpen om dit op te lossen.

Administratieve belemmeringen – één energiehub, meerdere goedkeuringsprocedures

Voor een geïntegreerde energiehub kunnen afzonderlijke contractuele afspraken en vergunningen nodig zijn voor de verschillende installaties die op het elektriciteitsnet zijn aangesloten, de netaansluiting, civieltechnische werkzaamheden, grondgebruik, milieueffecten, bouwwerkzaamheden en brandveiligheid. Zelfs wanneer deze installaties fysiek naast elkaar liggen en één operationeel systeem vormen, kunnen bevoegde instanties ze blijven behandelen als volledig afzonderlijke projecten.

Dit leidt tot extra tijd, onzekerheid en coördinatierisico's. Het ene onderdeel kan al gereed zijn terwijl een ander nog in ontwikkeling is, waardoor de ingebruikname van de volledige energiehub vertraging oploopt. Bovendien kan dezelfde informatie over dezelfde locatie herhaaldelijk bij verschillende instanties moeten worden ingediend.

De contractuele afspraken voor een laadhub met cable pooling (Nederland)

Voor een constructie met cable pooling kunnen de volgende overeenkomsten nodig zijn:

1. Een huurovereenkomst voor de grond tussen de grondeigenaar en de partij die gebruikmaakt van cable pooling, waarmee de fysieke toegang tot de locatie en de netaansluiting wordt gewaarborgd.

2. Een addendum bij de aansluit- en transportovereenkomst (ATO) tussen de houder van de netaansluiting en de netbeheerder, zodat de rechten van de partij die gebruikmaakt van cable pooling zijn vastgelegd.

3. Een cable-poolingovereenkomst tussen de houder van de netaansluiting en de partij die gebruikmaakt van cable pooling (in dit geval Milence).

4. Een driepartijenovereenkomst tussen de houder van de netaansluiting, de partij die gebruikmaakt van cable pooling en de netbeheerder, waarmee de toegang tot de netaansluiting voor de partij die gebruikmaakt van cable pooling wordt gewaarborgd als de houder van de netaansluiting de locatie verlaat.

5. Eventueel een overeenkomst voor energielevering tussen de producent van hernieuwbare elektriciteit en de partij die gebruikmaakt van cable pooling, waarin de afname van elektriciteit uit de installatie voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking wordt geregeld.

Wanneer deze onderdelen daadwerkelijk één operationeel systeem vormen, zouden ze gezamenlijk moeten kunnen worden beoordeeld en gecontracteerd, in plaats van als afzonderlijke projecten.

Juridische belemmeringen – verdeling van eigendom, rechten en risico's

Wanneer meerdere installaties en partijen worden samengebracht, ontstaat een extra laag complexiteit: wie is eigenaar van de infrastructuur, wie heeft er zeggenschap over en wie draagt de risico's? Wie is eigenaar van de gedeelde netaansluiting? Wie is de contractpartij bij de aansluit- en transportovereenkomst?

Deze vragen zijn vooral belangrijk wanneer installaties verschillende eigenaren, financieringsstructuren en levensduren hebben. Een laadhub kan tientallen jaren operationeel blijven, terwijl een stroomafnameovereenkomst voor hernieuwbare elektriciteit (PPA) of een contract voor de optimalisatie van batterijopslag een veel kortere looptijd kan hebben. De juridische structuur moet aansluiten op de technische inrichting: een gedeelde netaansluiting vereist duidelijke gebruiksrechten en verantwoordelijkheden, een gezamenlijk energiemanagementsysteem vraagt om heldere afspraken over de aansturing en een project met meerdere partijen heeft contracten nodig die ook standhouden wanneer afzonderlijke installaties of commerciële partners veranderen. Voor projectontwikkelaars en investeerders vormt deze complexiteit op zichzelf al een aanzienlijk projectrisico.

Cable pooling maakt dit probleem concreet: een gedeelde netaansluiting blijft contractueel op naam staan van één partij, de oorspronkelijke houder van de aansluit- en transportovereenkomst. Alle andere partijen zijn daardoor afhankelijk van deze partij. Als de oorspronkelijke contracthouder vertrekt, zijn activiteiten beëindigt of zijn verplichtingen niet meer kan nakomen, moeten de overige partijen toegang blijven houden tot de netaansluiting op het perceel en de kabels die daarover lopen. Nationale richtlijnen laten het aan de betrokken partijen over om afspraken te maken over de verdeling van dit risico. Dit wordt daarom per project geregeld.

Grondrechten brengen nog een extra partij in beeld. Bij cable pooling is doorgaans ook de betrokkenheid van de grondeigenaar nodig, omdat de netaansluiting en de kabeltracés over diens perceel lopen en toegankelijk moeten blijven zolang de laadhub operationeel is. Dat kan tientallen jaren zijn, ongeacht wie de oorspronkelijke netaansluiting op naam heeft. Voor de grondeigenaar betekent dit een nieuwe en complexere verplichting, zonder dat daar direct een duidelijk voordeel tegenover staat. Als niet helder is wat de grondeigenaar hiervoor terugkrijgt, kan diens toestemming een knelpunt worden, zelfs bij projecten die verder haalbaar zijn.

Commerciële en financieringsbelemmeringen – verschillende installaties, verschillende bedrijfsmodellen

De commerciële uitdaging wordt uiteindelijk mogelijk het meest onderschat. Alle betrokken partijen kunnen het erover eens zijn dat een geïntegreerd systeem meerwaarde creëert, maar toch van mening verschillen over hoe die waarde moet worden verdeeld. Lokale elektriciteitsopwekking verlaagt de elektriciteitskosten van de laadhub; de laadhub biedt de projectontwikkelaar een stabiele lokale afnemer; een batterij kan de benodigde aansluitcapaciteit verminderen; en het systeem als geheel kan netverzwaring helpen voorkomen. Geen van deze voordelen levert echter automatisch een financierbare inkomstenstroom op voor iedere betrokken partij. Daarom zijn duidelijke afspraken nodig over wie de lokaal opgewekte elektriciteit ontvangt, wanneer de batterij wordt opgeladen, wie voorrang krijgt wanneer de vastgestelde grenzen voor de netaansluiting worden bereikt, wie de kosten draagt van afregeling of een elektriciteitsvraag waaraan niet kan worden voldaan, en wie de inkomsten ontvangt uit elektriciteitsverkoop of flexibiliteitsdiensten.

Financiers beoordelen een project op basis van de contracten en kasstromen. Bij een geïntegreerde energiehub zijn beide afhankelijk van contractpartijen en afspraken die afzonderlijk onzeker en onderling afhankelijk zijn. De toegang tot de gedeelde netaansluiting moet gedurende de volledige looptijd van de lening gewaarborgd zijn, de inkomsten uit verschillende installaties moeten gezamenlijk kunnen worden geraamd en voor een projectstructuur die nog niet eerder is toegepast, ontbreekt een bewezen praktijk waarop de risicobeoordeling kan worden gebaseerd.

Wanneer één onderdeel onzeker is, bijvoorbeeld een nog niet gestandaardiseerde overeenkomst voor de netaansluiting, een onbeantwoorde vraag over de voorwaarden waaraan een project moet voldoen of een nog niet overeengekomen uittredingsregeling, wordt financiering duurder of zelfs onmogelijk.



De ontbrekende schakel – informatie en het samenbrengen van partijen

Een andere belemmering krijgt minder aandacht: de juiste projecten vinden elkaar niet altijd. Veel projecten voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking beschikken al over een netaansluiting. Bij sommige wordt de opwekking beperkt wanneer er sprake is van netcongestie. Daardoor zijn het logische samenwerkingspartners voor een laadhub die zelf onvoldoende afnamecapaciteit kan verkrijgen. Een exploitant van laadpunten die een locatie langs een goederenvervoercorridor ontwikkelt, heeft echter geen systematische manier om te achterhalen welke projecten voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking, operationeel of in ontwikkeling, zich in de omgeving bevinden.

Het verschil in ontwikkeltijdlijnen versterkt dit probleem. Een ontwikkelaar van hernieuwbare energie kan al jaren voordat een exploitant van laadinfrastructuur hetzelfde gebied als strategisch belangrijk beschouwt, grond verwerven en met de projectontwikkeling beginnen. Omgekeerd kan een exploitant van laadinfrastructuur een locatie vastleggen zonder te weten dat in de omgeving hernieuwbare elektriciteitsopwekking gepland staat. **Netbeheerders beschikken over waardevolle informatie over aanvragen voor netaansluitingen, geplande elektriciteitsopwekking en -vraag en nieuwe knelpunten in het elektriciteitsnet. Het is niet de bedoeling dat zij als commerciële bemiddelaars optreden. Meer transparantie zou marktpartijen echter kunnen helpen om deze samenwerkingsmogelijkheden zelf te identificeren,** met passende waarborgen voor vertrouwelijkheid en eerlijke concurrentie

De vicieuze cirkel doorbreken

Deze belemmeringen versterken elkaar. Onduidelijkheid in de regelgeving zorgt ervoor dat netbeheerders de regels verschillend interpreteren, waardoor juridische structuren complexer worden. Juridische complexiteit maakt het lastiger om commerciële afspraken te maken. Commerciële onzekerheid bemoeilijkt de financiering, terwijl financieringsbeperkingen verhinderen dat projecten daadwerkelijk worden gerealiseerd. Doordat er zo weinig projecten worden gerealiseerd, hebben toezichthouders en netbeheerders weinig praktijkvoorbeelden waarop zij de ontwikkeling van betere kaders kunnen baseren. Zo blijft de vicieuze cirkel bestaan.

Om deze cirkel te doorbreken, hoeven niet alle belemmeringen tegelijkertijd te worden opgelost. Er is een kader nodig waarbinnen de eerste projecten kunnen worden ontwikkeld, getest en gerepliceerd. Zo vermindert ieder gerealiseerd project de onzekerheid voor het volgende.

Figuur 7 – Hoe de belemmeringen elkaar versterken




milence
24/7
charging for all
electric trucks

Een beleidskader voor geïntegreerde energiehubs

De analyse in deze whitepaper leidt tot een duidelijke conclusie. Europa hoeft niet te kiezen tussen grootschalige netverzwaring en een tragere elektrificatie. Netverzwaring blijft essentieel, maar ook de manier waarop Europa het bestaande elektriciteitsnet benut en de beschikbare netcapaciteit verdeelt, moet veranderen.

Het doel moet niet zijn om projecten waarbij verschillende installaties op één locatie worden gecombineerd automatisch vrij te stellen van de gebruikelijke regels. Het gaat erom dat projecten worden beoordeeld op basis van de meerwaarde die zij voor het elektriciteitssysteem creëren en de manier waarop zij daadwerkelijk met het elektriciteitsnet interacteren. Zes prioriteiten kunnen deze omslag ondersteunen: drie voor de EU-instellingen en drie voor de lidstaten.

Prioriteiten voor de EU

Prioriteit 1: Erken geïntegreerde energiesystemen binnen de kaders voor netaansluitingen

Elektriciteitsopwekking, opslag en verbruik moeten als één geïntegreerd systeem kunnen worden beoordeeld wanneer zij een netaansluiting delen en technisch op elkaar zijn afgestemd. Projecten moeten hun gezamenlijke afname- en terugleverprofiel kunnen aantonen en, waar passend, toegang tot het elektriciteitsnet kunnen krijgen op basis van hun actief beheerde capaciteit, in plaats van de theoretische maximale capaciteit van iedere afzonderlijke installatie. Om dit in de praktijk mogelijk te maken, moet de toezichthouder netbeheerders toestaan een energiehub te beoordelen op basis van het gezamenlijke profiel, in plaats van de gebruikelijke beoordeling per afzonderlijke installatie. Ook moeten de bijbehorende dubbele onderzoeken achterwege kunnen blijven, zolang de energiehub binnen de overeengekomen grenzen blijft.

Hiervoor is niet voor iedere mogelijke configuratie een nieuwe regelgevingscategorie nodig. Europa zou in plaats daarvan **duidelijke, technologie-neutrale criteria moeten vaststellen waarmee een geïntegreerd systeem kan aantonen dat het binnen vastgestelde technische grenzen functioneert**. Bestaande nationale regelingen voor cable pooling, collectieve transportovereenkomsten en flexibele netaansluitingen bieden hiervoor bruikbare aanknopingspunten.

De EU heeft deze richting al aangegeven, maar vooralsnog alleen in richtlijnen. De richtlijnen van de Europese Commissie voor netaansluitingen bevelen aan dat lidstaten duidelijke criteria voor hybridisatie opnemen in hun nationale wetgeving. De volgende stap is om deze aanbeveling om te zetten in **een verplichting die ook installaties aan de vraagzijde omvat, zoals laadvoorzieningen voor elektrische vrachtwagens. Daarnaast moeten de criteria tussen lidstaten worden geharmoniseerd, zodat een energiehub in alle lidstaten onder dezelfde voorwaarden in aanmerking komt**.

Prioriteit 2: Geef voorrang aan projecten die aantoonbare meerwaarde voor het elektriciteitssysteem creëren

Bij de beoordeling van aanvragen voor netaansluitingen zou steeds meer onderscheid moeten worden gemaakt op basis van de impact van projecten op het elektriciteitsnet, in plaats van uitsluitend op basis van de hoeveelheid netcapaciteit die zij aanvragen. Projecten die aantoonbaar de piekbelasting bij elektriciteitsafname verminderen, het lokale verbruik van hernieuwbare elektriciteit vergroten, opslagcapaciteit bieden, netcongestie verminderen of netverzwaring uitstellen, zouden in aanmerking moeten komen voor een passende voorkeursbehandeling. Dit kan bijvoorbeeld bestaan uit een **versnelde beoordeling van de aansluitaanvraag, passende prioriteit binnen wachtrijen in gebieden met netcongestie of vereenvoudigde vergunningprocedures**.

Het uitgangspunt zou eenvoudig moeten zijn: *'Als een project helpt om de beperking weg te nemen die de aansluiting ervan verhindert, moet het kader voor netaansluitingen die meerwaarde erkennen.'* Een dergelijke voorkeursbehandeling moet gebaseerd zijn op transparante en meetbare criteria, in plaats van algemene claims over strategisch belang.

Het voorstel COM(2026)600 van de Europese Commissie biedt hiervoor ruimte. Het nieuwe artikel 18d[3] zou toezichthouders de mogelijkheid geven om, wanneer netcapaciteit schaars is, speculatieve aansluitaanvragen te ontmoedigen en bepaalde categorieën gebruikers voorrang te geven op basis van objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria. Daarbij kan onder meer rekening worden gehouden met het verminderen van netcongestie en met economische, milieu- en maatschappelijke voordelen.

Prioriteit 3: Laat nettarieven aansluiten bij de werking van geïntegreerde systemen

Nettarieven bepalen of de meerwaarde die een energiehub voor het elektriciteitssysteem creëert, wordt beloond of genegeerd. Het voorstel COM(2026)600 van de Europese Commissie zou artikel 18 van de elektriciteitsverordening vervangen door een geharmoniseerd kader. Volgens dit kader moeten nettarieven kosten-georiën-

3 De overwegingen bij het voorstel gaan verder: zij bieden toezichthouders de mogelijkheid om gebruikers met flexibele verbruikspatronen die bijdragen aan lokale energieopslag en lokale opwekking van schone energie, een voorkeursbehandeling te geven. Deze omschrijving sluit nauw aan bij geïntegreerde energiehubs. Deze formulering staat echter in een overweging en niet in de eigenlijke bepalingen. Bovendien worden geïntegreerde installaties niet genoemd in de categorieën die artikel 18d aanwijst. De redenering uit de overweging zou daarom in het artikel zelf moeten worden opgenomen.

teerd zijn, componenten bevatten die gebaseerd zijn op capaciteit en het tijdstip van gebruik, locatieafhankelijke prijssignalen afgeven en flexibele netaansluitingen mogelijk maken. Voor opslag moeten de tarieven bovendien rekening houden met de voordelen die deze biedt en dubbele tarifering voorkomen. Dit zijn de juiste uitgangspunten. Het voorstel maakt echter nog niet duidelijk hoe deze moeten worden toegepast wanneer meerdere installaties één netaansluiting delen. Installaties op dezelfde locatie en hybride installaties worden niet genoemd in de bepalingen zelf. Zonder verdere verduidelijking zal iedere toezichthouder en netbeheerder hierover zelf beslissen. Daarmee ontstaat bij de nettarieven opnieuw de versnippering die in hoofdstuk 3 al werd beschreven voor netaansluitingen.

Er zouden ook financiële prikkels moeten worden ingevoerd om projecten te stimuleren die aantoonbare voordelen opleveren voor het elektriciteitssysteem als geheel. Dit kan bijvoorbeeld door een verlaging van de eenmalige aansluitkosten die netbeheerders in rekening brengen. Daarbij zou rekening moeten worden gehouden met de mate waarin een project de noodzaak van netverzwaring elders in het elektriciteitsnet voorkomt of vermindert. Als alternatief, of als aanvullende maatregel, zouden structureel lagere nettarieven kunnen gelden voor projecten die aantoonbaar de efficiëntie van het elektriciteitssysteem als geheel verbeteren en de bestaande netcapaciteit optimaal benutten. Mits goed vormgegeven, is dit geen subsidie maar een toepassing van het principe van kostengeoriënteerde tarieven: een energiehub die binnen overeengekomen grenzen blijft, veroorzaakt lagere netkosten en zou dienovereenkomstig moeten betalen.

Deze redenering sluit ook aan bij de benadering die het voorstel al hanteert voor opslag en bijzondere tariefregelingen. Toezichthouders kunnen dergelijke regelingen toestaan wanneer het verbruiksprofiel van een gebruikersgroep aantoonbaar een lagere impact heeft op de netkosten.

Prioriteiten voor de lidstaten

Prioriteit 4: Zorg voor gecoördineerde vergunningverlening en gestandaardiseerde contracten

Geïntegreerde projecten zouden niet gedwongen moeten worden om volledig gescheiden administratieve procedures te doorlopen, alleen omdat zij verschillende technologieën combineren. Wanneer installaties voor elektriciteitsopwekking, opslag en verbruik één gezamenlijk aangestuurd energiesysteem vormen, **moeten lidstaten gecoördineerde vergunningprocedures invoeren. Daarmee kunnen de betrokken bevoegde instanties het project als geheel beoordelen**, met behoud van alle noodzakelijke milieu-, veiligheids- en technische normen.

Wanneer de verschillende onderdelen één systeem vormen, zou de vergunningverlenende instantie één aanvraag moeten accepteren, met gezamenlijke onderzoeken en vaste beslistermijnen. Dubbele procedurele stappen die voortkomen uit de afzonderlijke beoordeling van iedere installatie, zouden achterwege moeten blijven.

Tegelijkertijd moeten regelgevingskaders de samenwerking tussen exploitanten van laadinfrastructuur, ontwikkelaars van hernieuwbare energie en aanbieders van batterijopslag vergemakkelijken. Gestandaardiseerde contractstructuren kunnen afspraken vastleggen over eigendom, rechten op de netaansluiting, operationele aansturing, kostenverdeling, risico's bij afregeling en inkomstenverdeling. Ook moet worden geregeld wat er met de overige partijen gebeurt wanneer de oorspronkelijke houder van de netaansluiting vertrekt.

Prioriteit 5: Standaardiseer flexibele en gedeelde netaansluitingen

Flexibele aansluitovereenkomsten kunnen ervoor zorgen dat projecten al worden aangesloten voordat de volledige netverzwaring beschikbaar is. Deze overeenkomsten moeten echter voldoende voorspelbaarheid bieden om investeringen en financiering mogelijk te maken. Lidstaten en netbeheerders moeten daarom werken aan **gestandaardiseerde voorwaarden voor de maximale afname- en teruglevercapaciteit, de duur en frequentie van beperkingen, aankondigingstermijnen, de methodiek voor vermogensbeperking, compensatie en de voorwaarden voor de overgang van gegarandeerde naar flexibele capaciteit**.

Dit is vooral belangrijk voor kapitaalintensieve infrastructuur, zoals laadvoorzieningen voor elektrische vrachtwagens. Een flexibele netaansluiting moet een duidelijk **omschreven infrastructuurproduct** zijn, geen bilaterale onderhandeling zonder vastgestelde eindvoorwaarden, waarbij de risico's onmogelijk te kwantificeren zijn.

Hetzelfde geldt voor gedeelde netaansluitingen. Hoofdstuk 3 liet zien dat twee netbeheerders binnen hetzelfde land dezelfde energiewetgeving verschillend kunnen interpreteren. Standaardisatie moet daarom op nationaal niveau beginnen, met een gemeenschappelijk addendum, een uniforme registratieprocedure en uniforme voorwaarden. Vervolgens moet worden toegewerkt naar meer overeenstemming tussen de lidstaten, bijvoorbeeld door gezamenlijke modellen te ontwikkelen met ACER en

de EU DSO Entity. Meer Europese harmonisatie zou ook voorkomen dat honderden verschillende aansluitmodellen ontstaan tussen lidstaten en afzonderlijke netbeheerders.

Prioriteit 6: Verbind de laadvraag met bestaande elektriciteitsopwekking en bouw een solide kennisbasis op

Projecten moeten elkaar kunnen vinden en beleidsmakers hebben bewijs nodig van wat geïntegreerde systemen daadwerkelijk kunnen opleveren. De snelste route naar geïntegreerde energiehubs loopt vaak via bestaande wind- en zonneparken die al over een netaansluiting beschikken. Deze installaties zijn al gerealiseerd, hebben langdurige ontwikkeltrajecten doorlopen en kunnen in gebieden met netcongestie te maken krijgen met beperkingen van hun elektriciteitsopwekking.

Netbeheerders en overheidsinstanties moeten meer transparantie bieden over bestaande en geplande installaties voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking, nieuwe elektriciteitsvraag, opslagprojecten en lokale beperkingen van het elektriciteitsnet. Daarbij moeten passende waarborgen voor vertrouwelijkheid en eerlijke concurrentie worden gehanteerd. Voor bestaande wind- en zonneparken kan dit bijvoorbeeld betekenen dat er een onafhankelijk register of een kaart beschikbaar komt waarop te zien is waar aangesloten wind- en zonneparken zich bevinden en welk deel van hun aansluitcapaciteit wordt benut of beperkt. Houders van netaansluitingen moeten vrijwillig aan dit initiatief kunnen deelnemen. Dit kan worden aangevuld met informatie over wachtrijen voor netaansluitingen, geanonimiseerde projectgegevens, lokale netcapaciteitskaarten en onafhankelijke mechanismen waarmee potentiële partners mogelijkheden voor samenwerking kunnen identificeren. De oproep in het Electrification Action Plan om exploitanten van laadpunten bij de planning van het elektriciteitsnet te betrekken, vormt hiervoor een logisch vertrekpunt.



Tegelijkertijd moet Europa de eerste projecten benutten om een solide kennisbasis op te bouwen. Projecten die laadinfrastructuur combineren met bestaande installaties voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking zijn hiervoor het meest voor de hand liggende startpunt. Demonstratieprojecten moeten meten welke invloed zij hebben op de piekbelasting, de benutting van de netcapaciteit, het verbruik van hernieuwbare elektriciteit, de afregeling van elektriciteitsopwekking, de benodigde aansluitcapaciteit en de mogelijkheden om netverzwaring uit te stellen. Met deze gegevens kunnen toezichthouders en investeerders de stap zetten van theoretische systeemvoordelen naar meetbare resultaten. **Tijdelijke uitzonderingen op de regelgeving of experimenteerruimtes binnen de regelgeving voor de eerste projecten bieden een praktische manier om deze kennis op te bouwen.** Ze maken het mogelijk energiehubs te realiseren onder aangepaste regels, op voorwaarde dat de resultaten worden gerapporteerd.

Hét moment om te handelen

Drie ontwikkelingen in de komende maanden zullen bepalen of geïntegreerde energiehubs daadwerkelijk mogelijk worden gemaakt, of afhankelijk blijven van maatwerkafspraken: de behandeling door de Raad en het Europees Parlement van het voorstel van de Europese Commissie om elektriciteitsrekeningen toekomstbestendig te maken (COM(2026)600), het voorstel van de Commissie tot herziening van de AFIR-verordening, dat in het eerste kwartaal van 2027 wordt verwacht, en de nationale implementatie van de regels voor netaansluitingen en hernieuwbare energie in het vervoer die momenteel worden uitgewerkt. Geen van deze ontwikkelingen vereist een nieuwe categorie binnen de regelgeving. Wel zijn telkens enkele gerichte aanpassingen nodig, zodat projecten kunnen worden beoordeeld op basis van hun daadwerkelijke impact op het elektriciteitsnet.

Het resultaat: meer laadcapaciteit voor elektrische vrachtwagens die sneller op het elektriciteitsnet kan worden aangesloten, met een betere benutting van het bestaande Europese elektriciteitsnet, in het belang van iedereen.

Power to go further



milence