


# Rendabel publiek snelladen?

## Het kan op een aansluiting van 55kW.

Energie kan Zympler.

## De kern in het kort

Wie in 2026 een snellaadlocatie wil openen of uitbreiden, loopt tegen één plafond aan: het stroomnet. Een zware netaansluiting is duur, en in grote delen van Nederland krijg je hem voorlopig niet. Wachttijden voor nieuwe grootverbruikcapaciteit lopen op tot jaren.

Tegelijk veranderden twee getallen de rekensom. Batterijpacks voor stationaire opslag werden vorig jaar 45 procent goedkoper. En de nettarieven, die in 2024 en 2025 met circa 20 en 10 procent stegen, stabiliseren in 2026, maar gaan volgens de netbeheerders vanaf 2027 verder omhoog.

Die twee lijnen kruisen elkaar. Voor een typische snellaadlocatie met één 300 kW-lader is een kleinverbruikaansluiting van 55 kW met een batterij over tien jaar € 191.327 goedkoper dan een 300 kW-grootverbruikaansluiting: € 136.749 tegenover € 328.076 aan netto uitgaven. Een factor 2,4. En die kleine aansluiting heb je binnen weken in plaats van jaren.

De voorwaarde: de batterij moet twee taken tegelijk aankunnen. Laadsessies garanderen én verdienen op de elektriciteitsmarkten. Wie dat niet onder controle heeft, koopt zekerheid met overcapaciteit of neemt risico met handel. Deze whitepaper rekent de businesscase door en laat zien hoe je beide taken combineert.

Drie getallen om vast te houden:

- **Factor 2,4**: het verschil in netto uitgaven over tien jaar tussen een zware aansluiting en een kleine aansluiting met batterij.
- **€ 8.500 per locatie per jaar**: de netto operationele waarde van slimme batterijsturing, na aftrek van EMS-kosten.
- **€ 0,07 tot € 0,14 per geladen kWh**: de marktindicatie voor ERE-certificaten in 2026.



## Waarom dit verhaal in 2026 anders ligt dan in 2022

Dit kantelpunt wordt gedreven door een samenloop van ontwikkelingen.

**Het net zit vol.** In grote delen van Nederland is geen transportcapaciteit beschikbaar voor nieuwe of zwaardere grootverbruikaansluitingen. Wie vandaag een aanvraag indient, komt in een wachtrij die jaren kan duren. Voor een laadbedrijf betekent dat: je groeitempo wordt bepaald door de netbeheerder, niet door je eigen plannen.

**Nettarieven stegen hard en blijven structureel hoog.** De tarieven van de regionale netbeheerders stegen in 2024 met circa 20 procent en in 2025 met nog eens circa 10 procent. In 2026 vlakt dat af: bij Enexis dalen de periodieke netwerkkosten voor zakelijke elektriciteitsaansluitingen zelfs licht. Maar de netbeheerders zijn er zelf duidelijk over: vanaf 2027 stijgen de kosten verder, omdat de investeringen in netuitbreiding ergens betaald moeten worden.

**Batterijen werden in één jaar bijna de helft goedkoper.** BloombergNEF noteerde in december 2025 een gemiddelde packprijs voor stationaire opslag van 70 dollar per kWh, 45 procent lager dan een jaar eerder. Daarmee is stationaire opslag voor het eerst het goedkoopste batterijsegment.[1]

Elk jaar wordt de netaansluiting dus duurder en een batterij goedkoper. Voor snellaadlocaties betekent dat een omkering: de batterij is uitgegroeid van een noodoplossing voor een krappe aansluiting tot de financieel meest logische keuze.

## Het verdienmodel van een DC-locatie

Een DC-laadlocatie is in de kern een klein energiebedrijf. Je koopt stroom in en verkoopt die door als laaddienst. Alles wat daartussen zit, laders, netaansluiting, batterij en grond, moet uit die marge betaald worden.

Aan de inkomstenkant draait alles om bezetting. Een lader die stilstaat, verdient zichzelf niet terug. Maar bezetting is grillig: snelweglocaties pieken op vrijdagmiddag, stadshubs staan overdag vol.

[1] BloombergNEF, Lithium-Ion Battery Price Survey, december 2025. Gemiddelde packprijs $ 108 per kWh; stationaire opslag $ 70 per kWh, 45 procent lager dan in 2024.

Aan de kostenkant zitten vier lagen:

1. **De kale stroomprijs.** Day-aheadprijzen verschillen binnen één dag al snel € 100 per MWh tussen het goedkoopste en het duurste uur. Wie ongestuurd laadt, koopt structureel te duur in.

2. **De piekafrekening (kW-max).** Als grootverbruiker betaal je elke maand over je hoogste kwartierpiek. Bij Enexis is dat in 2026 € 3,66 per kW per maand. Een locatie die maandelijks één kwartier op 300 kW piekt waar 150 kW het normale beeld is, betaalt daardoor € 549 per maand extra. Komt dat patroon elke maand terug, dan is dat € 6.588 per jaar voor een handvol kwartieren.

3. **Vastrecht en gecontracteerd vermogen.** Voor 300 kW gecontracteerd vermogen betaal je bij Enexis € 8.673 per jaar, plus vastrecht en aansluitvergoeding.[2] Die kosten lopen door, ook als je de capaciteit zelden gebruikt.

4. **Energiebelasting.** Degressief opgebouwd: hoe groter je volume, hoe lager het tarief per kWh in de hogere schijven.

De eerste twee lagen zijn actief stuurbaar. Daar zit het verschil tussen een locatie die marge maakt en een locatie die geld laat liggen.

**Inkomsten naast de laaddienst: ERE-certificaten**

Sinds 1 januari 2026 vervangen Emissiereductie-eenheden (ERE's) de oude HBE-systematiek. Eén ERE staat voor één kilogram vermeden $CO_2$. Het aantal ERE's per geladen kWh volgt uit de NEa-formule: geleverde kWh × aandeel hernieuwbaar × 183 g $CO_2$/MJ × 3,6 MJ/kWh, gedeeld door 1.000. Bij 100 procent hernieuwbare stroom uit opwek op eigen locatie is dat 0,66 ERE per kWh; voor netstroom geldt in 2026 een vastgesteld hernieuwbaar aandeel van 50,5 procent en kom je op 0,33 ERE per kWh.[3]

In de markt wordt voor 2026 gerekend met € 0,07 tot € 0,14 per geladen kWh[4]; bij gunstige certificaatprijzen en opwek op eigen locatie kan dit oplopen tot circa € 0,20. Voor een locatie die 100 MWh per jaar laadt is dat € 7.000 tot € 14.000 per jaar. Een grote snelweghub met 2 GWh komt op € 140.000 tot € 280.000.

Er gelden twee voorwaarden: MID-gecertificeerde meting per laadpunt en een sluitende registratie van de laaddata. Zelf inboeken bij de NEa kan vanaf 2 miljoen kWh per jaar; daaronder werk je via een inboekdienstverlener die commissie rekent. Voor exploitanten met meerdere locaties is dat relevant: een portfolio van 50 locaties van elk 100 MWh zit samen op 5 GWh en boekt dus rechtstreeks in, zonder tussenpartij.

---

[2] Enexis Netbeheer, *Grootverbruik Tariefblad Elektriciteit per 1 januari 2026*, p. 1-2. Beschikbaar via: www.enexis.nl.
[3] Nederlandse Emissieautoriteit (NEa), *Inboeken elektriciteit: Regels en referentiegegevens Emissiereductie-eenheden (ERE) per 1 januari 2026*. Het vastgestelde netgemiddelde aandeel hernieuwbaar voor 2026 bedraagt 50,5%.
[4] Gebaseerd op marktindicaties van inboekdienstverleners en laadpaalexploitanten voor 2026. De daadwerkelijke ERE-waarde is variabel en afhankelijk van marktwerking, contractvormen en eventuele administratie- en verificatiekosten.

## De grens van 55 kW

55 kW is geen willekeurig getal. Het is het maximale vermogen van een 3×80 A-aansluiting, de bovengrens van een kleinverbruikaansluiting. Daarboven ben je grootverbruiker: je contracteert transportvermogen, betaalt elke maand over je kW-max en hebt transportcapaciteit nodig die de netbeheerder in congestiegebieden niet kan leveren. Daaronder betaal je één vast capaciteitstarief per jaar, kent je netfactuur geen piek- en geen volumecomponent, en is de aansluiting in de praktijk binnen weken tot enkele maanden gerealiseerd in plaats van jaren.

Reken het door voor een typische locatie: één 300 kW DC-lader, 50 MWh laadvolume per jaar, en in het batterijscenario een systeem van 250 kW / 500 kWh. Alle bedragen exclusief btw, op basis van de Enexis-tarieven 2026.

***Tabel 1 | Uitgaven over tien jaar: 300 kW grootverbruik tegenover 3×80 A met batterij***

| | **300 kW grootverbruik (MS-D)** | **3×80 A kleinverbruik + batterij** |
|---|---|---|
| Aansluitbijdrage (eenmalig) | € 27.366 | € 2.559 |
| Transformatorstation (eenmalig) | € 70.000 | n.v.t. |
| Batterijsysteem 250 kW / 500 kWh (eenmalig) | n.v.t. | € 125.000 |
| Aansluitvergoeding en vastrecht (per jaar) | € 2.183 | in capaciteitstarief |
| Gecontracteerd vermogen, 300 kW (per jaar) | € 8.673 | n.v.t. |
| kW-max, bij maandpiek 250 kW (per jaar) | € 10.980 | n.v.t. |
| Volumecomponent, 50 MWh (per jaar) | € 1.235 | € 0 |
| Capaciteitstarief 3×80 A (per jaar) | n.v.t. | € 3.919 |
| Onderhoud batterij (per jaar) | n.v.t. | € 2.000 |
| EMS (per jaar) | € 0 | € 3.000 |
| **Totale uitgaven over 10 jaar** | **€ 328.076** | **€ 216.749** |
| Batterij-inkomsten elektriciteitsmarkten (10 jaar) | € 0 | - € 80.000 |
| **Netto uitgaven over 10 jaar** | **€ 328.076** | **€ 136.749** |

Het verschil is € 191.327 over tien jaar, een factor 2,4. Laat je de marktinkomsten van de batterij volledig buiten beschouwing, dan blijft er nog altijd een verschil van € 111.327 over, een factor 1,5. De batterij verdient zich dus al terug als pure netvervanger; de marktinzet maakt het verschil groot.

**Toelichting bij de cijfers.** Posten die in beide scenario's gelijk zijn, blijven buiten beschouwing: de stroominkoop zelf, energiebelasting, de lader, grond en backoffice. De maandpiek van 250 kW is een aanname voor ongestuurd laden; ligt je piek structureel op 300 kW, dan komt er links nog € 2.196 per jaar bij. Het batterijsysteem is gerekend op € 250 per kWh geïnstalleerd, inclusief omvormer en installatie; ter referentie noteerde BloombergNEF eind 2025 een gemiddelde packprijs voor stationaire opslag van 70 dollar per kWh. Omzettingsverliezen van de batterij kosten bij dit volume enkele honderden euro's per jaar aan extra inkoop en veranderen het beeld niet. De € 8.000 per jaar aan marktinkomsten is een voorzichtig uitgangspunt voor een batterij die óók laadsessies bedient. De tarieven verschillen per netbeheerder, maar de onderliggende businesscase blijft overal overeind.

Kan zo'n kleine aansluiting het volume aan? Ja. 55 kW levert 1.320 kWh per etmaal; 50 MWh per jaar is gemiddeld 137 kWh per dag, een tiende daarvan. Ook het laadvermogen is niet het knelpunt: 55 kW uit het net plus 250 kW uit de batterij is samen 305 kW, genoeg voor de lader op vol vermogen. Met een grotere batterij rekt die grens verder op. Het werkelijke knelpunt is timing: is er genoeg energie in de batterij op het moment dat de auto's komen? Daarover gaat de rest van dit verhaal.



## De kernkeuze: wat doe je met je batterij

Een batterij op een DC-locatie kan drie dingen: pieken opvangen zodat de aansluiting volstaat, goedkoop inkopen en duur verkopen op de elektriciteitsmarkten, en reserve aanhouden zodat laadsessies altijd doorgaan. De vraag is wat prioriteit krijgt. In de praktijk kiezen exploitanten meestal één van drie strategieën, elk met een eigen prijs:

- **Defensief**: de batterij doet alleen peakshaving. Veilig, maar alle marktinkomsten blijven liggen.
- **Trading-first**: de batterij handelt agressief. Is hij leeg op het moment dat er auto's komen, dan knijpt de laadsessie af of trek je je aansluiting voorbij zijn grens.
- **Overdimensioneren**: een batterij kopen die groot genoeg is voor beide. Werkt, maar de extra investering vreet de marge op die je probeerde te verdienen.

### *Tabel 2 | Drie gangbare batterijstrategieën, en een vierde*

| Strategie | Marktinkomsten | Investering | Leveringszekerheid |
|---|---|---|---|
| Defensief | Geen | Normaal | 100% |
| Trading-first | Hoog | Normaal | Niet gegarandeerd |
| Overdimensioneren | Hoog | Zeer hoog | 100% |
| Dynamische capaciteitsallocatie | Hoog | Normaal | 100% |

De vierde rij komt uit een andere vraag. Niet welke functie de batterij heeft, maar hoeveel capaciteit je op dit moment veilig kunt vrijgeven voor de markt, gegeven wat je de komende uren aan laadvraag verwacht. Dat vraagt om drie dingen: een voorspelling per locatie, een handelsstrategie die binnen die voorspelling blijft, en een lokale failsafe die ingrijpt als de werkelijkheid afwijkt. Precies daar lopen de meeste systemen vast.

## Zo werkt Zympler

Zympler bestuurt laders, aansluiting en batterij als één systeem, in vier stappen.

1. **Meten.** Alle relevante data komt samen op één plek: laadpunten, batterijstatus, netbelasting, marktprijzen en weersdata. Het systeem weet op elk moment wat er op de locatie gebeurt en wat er op de markt speelt.

2. **Voorspellen.** Op basis van historisch laadgedrag en prijsmodellen voorspelt het systeem de laadvraag en de energieprijzen tot 72 uur vooruit. Individuele klanten zijn niet te voorspellen, geaggregeerde locatieprofielen wel: wanneer een locatie piekt, hoe hoog die pieken uitvallen en hoeveel marge daaromheen nodig is. Op die bandbreedte stuurt het systeem, met een veiligheidsmarge.

3. **Optimaliseren.** De voorspelling bepaalt per kwartier hoeveel batterijcapaciteit gereserveerd blijft voor laadsessies en hoeveel wordt vrijgegeven voor handel.

4. **Bijsturen.** Wijkt de werkelijkheid af van de voorspelling, dan grijpt de gateway op de locatie direct in: eerst de sessies, dan de handel. Dat werkt ook als de internetverbinding wegvalt. En in het uiterste geval levert de netaansluiting zelf altijd nog 55 kW.

Laadsessies krijgen daarmee onvoorwaardelijk voorrang. Handel vindt alleen plaats binnen de marge die de voorspelling als veilig kwalificeert.



# De businesscase: wat sturing per jaar oplevert

Voor een locatie met batterij en een laadvolume van 100 MWh per jaar bestaat de jaarlijkse waarde van slimme sturing uit drie onderdelen. De rekenvoorbeelden hieronder gaan uit van 100 MWh per jaar, het volume van een gemiddelde locatie in de klantcase. Tabel 1 rekent bewust conservatiever, met 50 MWh.

### *Tabel 3 / De jaarlijkse waarde van slimme sturing, per locatie*

| **Component** | **Per jaar (indicatief)** |
|---|---|
| Batterij op elektriciteitsmarkten | € 8.000 |
| Batterij laden in de goedkope uren (inkoopoptimalisatie) | € 2.500 |
| Portfoliovoordeel op de inkoopprijs (€ 10 per MWh) | € 1.000 |
| EMS-kosten | - € 3.000 |
| **Netto per locatie per jaar** | **€ 8.500** |

Het portfoliovoordeel verdient uitleg. Worden de batterijen en zonnepanelen van alle locaties gebundeld aangeboden aan de energieleverancier als één Virtual Power Portfolio, dan krijgt die leverancier door de gecombineerde voorspellingen meer zekerheid over het afnameprofiel. Die zekerheid vertaalt zich in een structureel lagere inkoopprijs van € 10 per MWh.

Voor een portfolio van 50 van zulke locaties komt dit neer op circa € 425.000 netto per jaar. Daar komt het ERE-potentieel bovenop: € 350.000 tot € 700.000 per jaar. En omdat zo'n portfolio met 5 GWh ruim boven de inboekgrens van 2 miljoen kWh zit, gaat die opbrengst niet gedeeld met een tussenpartij.

Eén kanttekening hoort hierbij. Marktinkomsten zijn geen vast tarief: prijsspreads en onbalansprijzen verschillen per jaar, en een batterij die ook laadsessies bedient, vangt een deel van de theoretische handelswaarde. De € 8.000 is daarom een voorzichtig uitgangspunt, geen garantie.

## In de praktijk: 50five & ALLSAFE

**Situatie.** ALLSAFE verhuurt opslagruimte op vestigingen door heel Nederland. Samen met 50five investeerde het bedrijf in zonnepanelen, batterijopslag en laadinfrastructuur op een groot deel van die locaties. De meeste zitten op een kleinverbruikaansluiting van 55 kW, terwijl de laders daar een veelvoud van vragen: 200 kW DC en 44 kW AC. StarCharge-batterijen van 50 kW / 150 kWh overbruggen dat verschil tijdens de drukke uren. Daarbuiten stonden ze grotendeels stil.

**Aanpak.** Zympler analyseert dagelijks het laadprofiel per locatie en de uitschieters die daarin te verwachten zijn. Op basis daarvan bepaalt het systeem per kwartier hoeveel batterijcapaciteit gereserveerd blijft voor laadsessies en hoeveel vrijkomt voor de markt. Laadsessies gaan altijd voor. De batterijen en zonnepanelen van alle locaties worden vervolgens gebundeld aangeboden aan de energieleverancier als één Virtual Power Portfolio.

**Resultaat.** Op dezelfde netaansluiting is de beschikbare laadcapaciteit verdubbeld. De energiekosten liggen tot 25 procent lager en het eigen verbruik van zonne-energie steeg met de helft. Op locatieniveau verkort dat de terugverdientijd van de hardware met circa vier jaar. Het gebundelde portfolio haalt op de markten meer op dan de losse systemen reactief ooit konden.

> "Het allerbelangrijkste is dat de laadsessies altijd voor gaan. De laadervaring moet optimaal zijn. Vervolgens kunnen we met Zympler optimaliseren en de restcapaciteit verhandelen op de markten."
>
> **Boudewijn Boeve**, M&A Director, 50Five



# Volgende stap

Dat een batterij op een snellaadlocatie werkt, staat inmiddels vast. De vraag is of je hem alleen als buffer gebruikt of ook als verdienmodel. Dat verschil zit niet in de hardware maar in de sturing: weten hoeveel capaciteit je per kwartier veilig kunt vrijgeven, en een systeem dat ingrijpt als de werkelijkheid afwijkt.

Wil je weten wat dit voor jouw locaties betekent? Zympler rekent de businesscase per locatie door op basis van je werkelijke laadprofielen en aansluitgegevens.

**Energie kan Zympler.**

**© 2026 Zympler B.V.**

Verspreiding van deze whitepaper is toegestaan, mits de inhoud ongewijzigd blijft en Zympler B.V. als bron duidelijk wordt vermeld.
Deze whitepaper is met zorg samengesteld om inzicht te geven in de exploitatie van publieke DC-snellaadlocaties. De inhoud is bedoeld voor algemene informatiedoeleinden en kan aan verandering onderhevig zijn. Hoewel de informatie met aandacht is gecontroleerd, kan Zympler B.V. niet instaan voor de volledigheid of juistheid ervan. Aan de inhoud van dit document kunnen geen rechten worden ontleend. Zympler B.V. aanvaardt geen aansprakelijkheid voor eventuele schade die voortvloeit uit het gebruik van de in dit document opgenomen informatie.