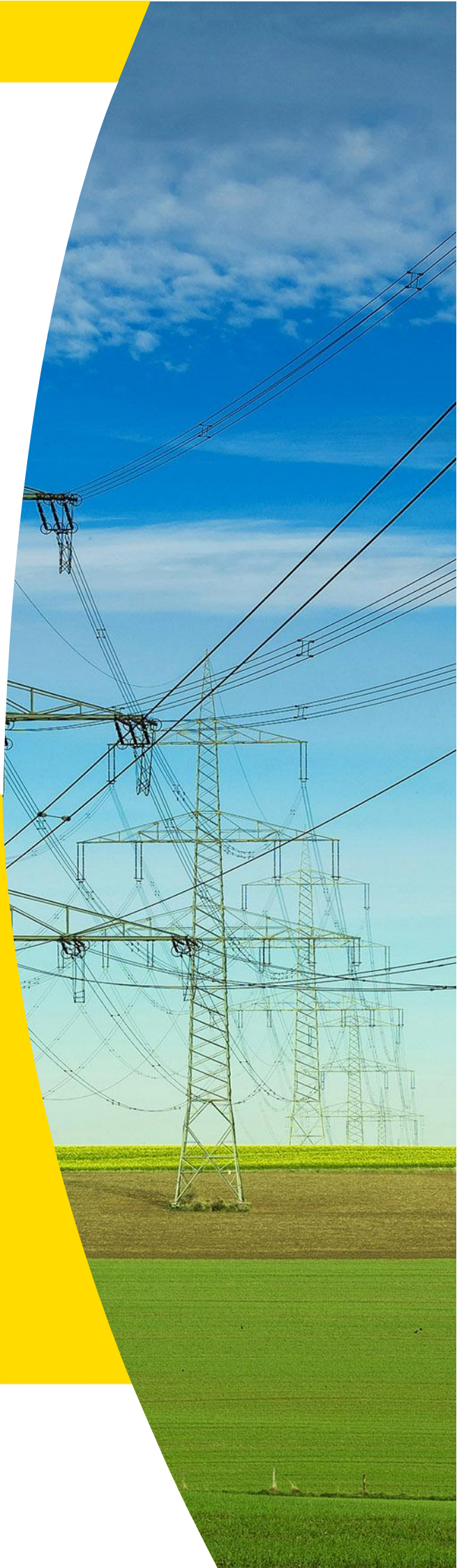


# Kwantitatieve verkenning SHIFT

Marktgebaseerde  
capaciteitsverdeling voor het  
elektriciteitsnet



# Kwantitatieve verkenning SHIFT

Marktgebaseerde capaciteitsverdeling voor het  
elektriciteitsnet

Dit rapport is geschreven door:  
Lucas van Cappellen, Michiel Bongaerts,  
Arthur Groot Zevert en Ward van Santen

Delft, CE Delft, oktober 2026

Publicatienummer: 26.260279.140

Opdrachtgever: Alliander Innovatie

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn  
verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

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

© copyright, CE Delft, Delft

## **CE Delft** – Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

In dit rapport is mogelijk generatieve AI gebruikt als hulpmiddel bij het genereren, analyseren of structureren van tekstuele inhoud. Alle inhoud is zorgvuldig gecontroleerd op juistheid en volledigheid. De inhoud voldoet aan de geldende wet- en regelgeving, zoals AVG en auteursrechten.

# Inhoud

|          |                                                                                 |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------|-----------|
|          | <b>Samenvatting</b>                                                             | <b>5</b>  |
|          | SHIFT maakt aansluiten volledige wachtrij mogelijk door inzet van flexibiliteit | 5         |
|          | De uurlijkse SHIFT-prijzen                                                      | 7         |
|          | Impact op de kosten voor klanten en de netbeheerder                             | 7         |
|          | <b>Introductie van Alliander Innovatie</b>                                      | <b>9</b>  |
|          | Wat is SHIFT? Een marktgebaseerde verdeling van schaarse transportcapaciteit    | 9         |
|          | Gelaagde zekerheden: een vast netbudget aangevuld via de markt                  | 10        |
|          | Doelgroep en markttoegang                                                       | 10        |
| <b>1</b> | <b>Aanpak op hoofdlijnen</b>                                                    | <b>12</b> |
|          | 1.1 Leeswijzer rapport                                                          | 12        |
|          | 1.2 Aanpak op hoofdlijnen                                                       | 12        |
|          | 1.3 Marktvorming SHIFT                                                          | 14        |
|          | 1.4 De use-case: een gemengd bedrijventerrein                                   | 15        |
|          | 1.5 Afbakening                                                                  | 16        |
| <b>2</b> | <b>Welke extra elektriciteitsvraag is mogelijk door SHIFT?</b>                  | <b>17</b> |
|          | 2.1 Hoeveel extra transportvermogen is gewenst?                                 | 17        |
|          | 2.2 Hoeveel extra elektriciteitsverbruik wordt mogelijk door SHIFT?             | 19        |
|          | 2.3 Welke flexibiliteit wordt ingezet?                                          | 20        |
|          | 2.4 Wat zijn de verschillen per individueel bedrijf?                            | 21        |
|          | 2.5 Welke maanden worden veel gehandeld?                                        | 23        |
| <b>3</b> | <b>Wat is de impact op de netbelasting?</b>                                     | <b>25</b> |
|          | 3.1 Netbelasting duerkromme                                                     | 27        |
| <b>4</b> | <b>Hoe komt de SHIFT-prijs tot stand?</b>                                       | <b>29</b> |
|          | 4.1 Hoe worden uurlijkse SHIFT-prijzen gevormd?                                 | 29        |
|          | 4.2 Wat zijn de prijzen gedurende het jaar?                                     | 32        |
| <b>5</b> | <b>Wat is de impact op kosten voor klanten en netbeheerder?</b>                 | <b>35</b> |
|          | 5.1 Wat zijn de jaarlijkse kosten per klant?                                    | 35        |
|          | 5.2 Inkomsten van de netbeheerder                                               | 41        |
| <b>6</b> | <b>Conclusies en aanbevelingen</b>                                              | <b>43</b> |

|          |                               |           |
|----------|-------------------------------|-----------|
| <b>A</b> | <b>Methode en aannames</b>    | <b>47</b> |
| <b>B</b> | <b>Biedprijs per techniek</b> | <b>52</b> |
| <b>C</b> | <b>Kostenkengetallen</b>      | <b>57</b> |
| <b>D</b> | <b>Detailfiguren</b>          | <b>59</b> |
|          | <b>Literatuur</b>             | <b>62</b> |

# Samenvatting

SHIFT is een strategische verkenning van Alliander Innovatie naar een vernieuwende manier om het elektriciteitsnet beter te benutten. Het centrale idee is dat partijen beschikken over een gelimiteerde hoeveelheid vaststaand transportvermogen (vast netbudget) en daarnaast uurlijks additioneel transportvermogen kunnen inkopen of verkopen op een lokale markt. Hierdoor ontstaat een beprijzing van netcapaciteit en een sterke prikkel om flexibiliteit in te zetten.

CE Delft heeft onderzocht hoe de SHIFT-markt kan functioneren, hoe de prijzen tot stand komen en wat de effecten zijn voor één representatief gemengd bedrijventerrein. Juridische, gedragsmatige en organisatorische analyse of uitwerking van SHIFT vallen buiten de scope van deze studie. De scope omvat:

- Eén gemengd bedrijventerrein met 18 bedrijven, variërend van kleine industriële bedrijven in onder andere de voedingsmiddelen- en auto-industrie, tot middelgrote logistieke bedrijven en kleinere dienstverleners, zoals ingenieursbureaus, en marktonderzoeksbureaus.
- Twee groeiscenario's: één scenario met het verwachte normale elektrificatietempo richting 2030, met (hybride) warmtepompen en elektrisch vervoer, en een scenario met snelle elektrificatie. Op basis hiervan bepalen we de elektriciteitsvraag en de beschikbare vraagsturing op het terrein. Daarnaast nemen we bij één bedrijf een back-upaggregaat en bij twee bedrijven een batterij aan.
- Twee scenario's voor het vaste netbudget binnen SHIFT: 40 en 60% vast netbudget, gebaseerd op het huidige gecontracteerde vermogen. Ophogen van het vaste netbudget is niet mogelijk. In beide SHIFT-scenario's wordt de volledige wachtlijst aangesloten.
- Eén referentiescenario waarmee we SHIFT vergelijken. Hierin wordt 45% van de wachtlijst aangesloten door inzet van een maatregelenpakket van de netbeheerder (BBN: Beter benutten net, zie Tekstkader 1).

## SHIFT maakt aansluiten volledige wachtlijst mogelijk door inzet van flexibiliteit

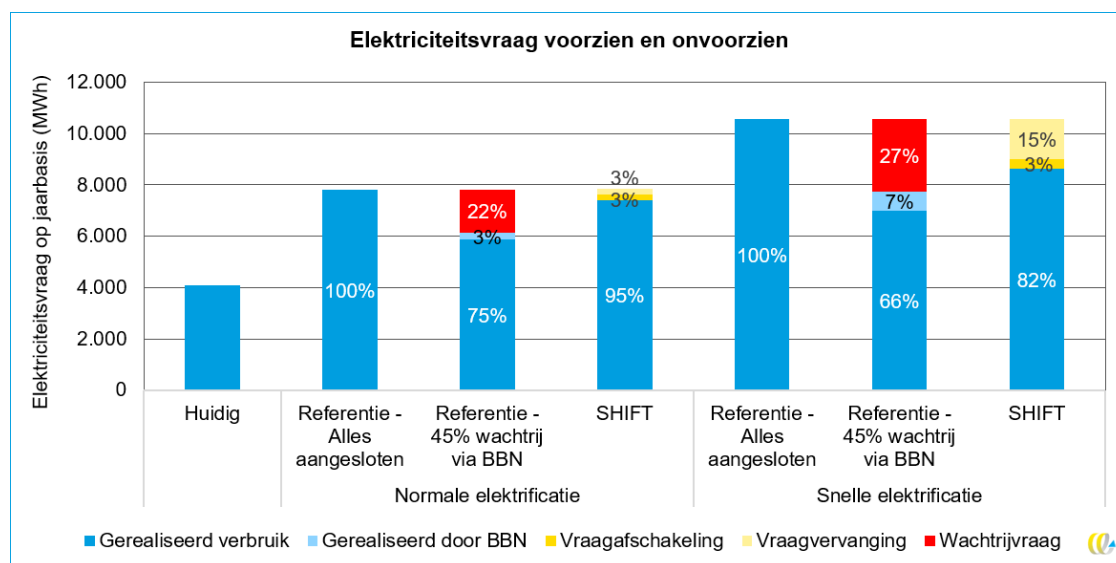
SHIFT maakt het mogelijk om de volledige wachtlijst op het onderzochte bedrijventerrein aan te sluiten. Het marktmechanisme stimuleert bedrijven om flexibiliteit in te zetten en hun elektriciteitsvraag aan te passen.

In het normale elektrificatiescenario wordt naast flexibele sturing, de batterijen en het aggregaat tot 3% vraagvervanging en 3% vraagafschakeling ingezet door de bedrijven (Figuur 1). Vraagvervanging bestaat uit het overschakelen op gas via hybride warmtepompen en het extern laden van voertuigen. Vraagafschakeling is vereist op momenten dat de netcapaciteit zeer schaars wordt. De SHIFT-prijs loopt dan zo hoog op dat het voor bedrijven aantrekkelijker is om geen elektriciteit af te nemen.

In het referentiescenario kan door de maatregelen van de netbeheerder 45% van de wachtrij worden aangesloten. Daardoor kan op het voorbeeldbedrijventerrein 22% van de gewenste elektriciteitsvraag niet worden gerealiseerd.

In het snelle elektrificatiescenario kan in het referentiescenario 27% van de gewenste elektriciteitsvraag niet worden gerealiseerd. In het SHIFT-scenario wordt 15% van de vraag vervangen. Voor de laadvraag geldt dat zelfs 60% extern en tegen een hogere prijs moet worden ingevuld. Daarnaast wordt 5% van de elektriciteitsvraag binnen SHIFT geleverd door een back-upaggregaat, dat in het referentiescenario nauwelijks wordt gebruikt. Zonder dit aggregaat zou binnen het SHIFT-scenario minder elektriciteitsvraag kunnen worden gefaciliteerd.

Figuur 1 – Elektriciteitsvraag die wordt voorzien in het referentiescenario en binnen SHIFT



In het referentiescenario, waarin 45% van de wachtrij wordt aangesloten, neemt de piekbelasting toe tot 1.580 kW bij normale elektrificatie en 2.190 kW bij snelle elektrificatie. Deze piekbelasting moet worden gefaciliteerd met het BBN-maatregelenpakket van de netbeheerder, dat mede gebaseerd is op de flexibiliteit bij aangeslotenen. Binnen SHIFT blijft de netbelasting beperkt tot 960 kW.

## De uurlijkse SHIFT-prijzen

De SHIFT-prijs voor transportvermogen wordt bepaald door de beschikbare netcapaciteit, lokale productie uit zon-pv, de elektriciteitsvraag en beschikbare flexibiliteit via aggregaten, batterijen en vraagsturing. In deze studie is de SHIFT-prijs de prijs voor het transportrecht van 1 kW gedurende één uur. Bij een uiteindelijke uitwerking van SHIFT kan de vormgeving hiervan veranderen.

- **Bij voldoende netcapaciteit** zijn de SHIFT-prijzen laag en worden deze bepaald door de prijs van de resterende netcapaciteit bij de netbeheerder (0,02 €/kW per uur). Dit geldt voor 74% van de uren bij normale elektrificatie en voor 63% van de uren bij snelle elektrificatie.
- **Bij onvoldoende netcapaciteit maar beschikbaarheid van flexibiliteit** wordt de prijs bepaald door de kosten van de ingezette flexibele bronnen, zoals de laadkosten van de batterij, de kosten voor uitstellen van de laadsessie (0,1 tot 1 €/kWh) of de productiekosten van het aggregaat (0,5 €/kWh). Dit geldt voor 16% van de uren bij normale elektrificatie en voor 23% van de uren bij snelle elektrificatie.
- **Als ook de beschikbare flexibiliteitsbronnen onvoldoende zijn**, moet elektriciteitsvraag worden vervangen of afgeschakeld. De prijzen lopen dan op van 1,2 tot 10 €/kW per uur, gebaseerd op de economisch toegevoegde waarde van bedrijven per kWh. Via SHIFT ontvangen partijen een vergoeding voor het tijdelijk verminderen of stilleggen van hun productie. Dit geldt voor 9% van de uren bij normale elektrificatie en voor 13% van de uren bij snelle elektrificatie.

De gemiddelde SHIFT-prijs voor transportrechten bedraagt € 0,51/kW per uur bij normale elektrificatie en € 0,86/kW per uur bij snelle elektrificatie. De hogere gemiddelde prijs komt doordat er meer uren vraagvervanging en vraagafschakeling nodig zijn om binnen de beschikbare netcapaciteit te blijven, wat leidt tot hogere kosten.

## Impact op de kosten voor klanten en de netbeheerder

Door SHIFT ontstaat een grotere spreiding in de totale netkosten tussen verschillende eindgebruikers. Partijen met veel resterend netbudget, flexibele apparaten of relatief lage kosten voor het afschakelen van elektriciteitsvraag kunnen SHIFT-transportrechten uit hun vaste netbudget verkopen. Deze partijen kunnen dus inkomsten genereren uit hun flexibiliteit. In de doorgerekende scenario's zien we dat eindgebruikers met een batterij tot 50% lagere SHIFT-kosten betalen en dat productie met een aggregaat leidt tot significante netto-inkomsten.

Partijen die sterk elektrificeren, zoals de logistieke sector, moeten juist veel SHIFT-transportrechten inkopen en betalen daardoor hogere netkosten. Daar staat tegenover dat SHIFT de groei van hun elektriciteitsvraag wel mogelijk kan maken, terwijl een deel van deze bedrijven in het referentiescenario op de wachtlijst was blijven staan.

Bij een vast netbudget van 40% zijn de kostenverschillen tussen bedrijven groter dan bij een vast netbudget van 60%. Bij 40% moeten bedrijven meer transportvermogen inkopen om in hun elektriciteitsvraag te voorzien. Wel kunnen bedrijven met een lage of flexibele energievraag of een aggregaat meer transportrechten verkopen. Een hoger vast netbudget van 60% biedt bedrijven meer zekerheid en leidt tot minder grote verschillen in de jaarlijkse kosten, maar geeft ook een minder grote prikkel om flexibiliteit te ontsluiten. Een lager vast netbudget van 40% leidt tot meer marktinteractie, maar ook tot hogere kosten en risico's voor bedrijven.

De netbeheerder verkoopt op de SHIFT-markt de resterende netcapaciteit die overblijft naast het vaste netbudget en ontvangt daarvoor SHIFT-inkomsten naast de reguliere nettarieven voor het vaste netbudget. Bij een vast netbudget van 40% is er meer resterend netbudget voor verkoop op de SHIFT-markt, waardoor de jaarlijkse inkomsten van de netbeheerder hoger zijn dan in het referentiescenario. Bij een vast netbudget van 60% is er zeer weinig resterend netbudget, waardoor de SHIFT-inkomsten voor de netbeheerder beperkt zijn.

Om de effecten van SHIFT op de totale inkomsten van de netbeheerder te bepalen, is een veel bredere analyse op nationaal niveau nodig. Deze verkenning laat zien dat de hoogte van het vaste netbudget en de groei van de elektriciteitsvraag direct invloed hebben op de inkomsten van de netbeheerder. Dit betekent dat door SHIFT de inkomsten voor de netbeheerder volatieler worden. De inkomsten van de netbeheerder zijn gereguleerd door wet- en regelgeving, waarin is geborgd dat de netbeheerder geen bovenmatige winst maakt en alleen de gemaakte kosten worden gedekt. Eventuele additionele inkomsten kunnen potentieel via de nettarieven ten goede komen aan netgebruikers.

# Introductie van Alliander Innovatie

In deze leeswijzer beschrijft Alliander Innovatie de aanleiding van deze studie en de opzet van SHIFT. SHIFT vormt op dit moment een strategische verkenning binnen Alliander Innovatie en reflecteert nog geenszins vastgesteld beleid van de regionale netbeheerder. Aan de scenario's in dit rapport kunnen geen rechten worden ontleend.

Deze studie dient om op beperkte schaal de impact en potentie van een gedeeltelijk marktgebaseerde verdeling van transportcapaciteit te analyseren en kwantificeren. Zodoende kan voeding en richting gegeven worden aan zowel het interne ontwerp- en besluitvormingsproces als ook de dialoog met externe partners worden gestimuleerd.

## Wat is SHIFT? Een marktgebaseerde verdeling van schaarse transportcapaciteit

Door toenemende elektrificatie en de groei van weersafhankelijke energiebronnen ontstaat in Nederland steeds vaker en structureler schaarste aan transportcapaciteit. De impact hiervan is groot: transportcapaciteit bepaalt in toenemende mate de ruimte voor economische ontwikkeling, verduurzaming en nieuwe aansluitingen. Naast het uitbreiden van de fysieke netcapaciteit is het daarom noodzakelijk om vraag en aanbod vergaand te flexibiliseren en beschikbare capaciteit zo doelmatig en rechtvaardig mogelijk te verdelen.

De huidige werkwijze gebaseerd op vaste transportrechten, bilaterale flexibiliteitsafspraken, centrale regie en sturing door de netbeheerder biedt aangesloten eindgebruikers een hoge mate van zekerheid. Anderzijds wordt netcapaciteit langdurig administratief vastgelegd met toenemende wachtlijsten als gevolg. Wachtlijstklanten worden geconfronteerd met beperkt handelingsperspectief en hoge onzekerheid met betrekking tot de toegang tot energie, terwijl fysiek beschikbare transportcapaciteit onbenut blijft.

Het Alliander Innovatietraject SHIFT onderzoekt hoe schaarse transportcapaciteit efficiënter kan worden ingezet op basis van een (gedeeltelijk) marktgebaseerd verdeelmechanisme. Op deze wijze kan, binnen duidelijke kaders van de netbeheerder, een deel van de transportcapaciteit dynamisch beschikbaar worden gesteld om de hoogst mogelijke

economische en maatschappelijke waarde te creëren, terwijl veiligheid, betrouwbaarheid en publieke belangen geborgd blijven.

## Gelaagde zekerheden: een vast netbudget aangevuld via de markt

SHIFT combineert zekerheid met flexibiliteit: iedere netgebruiker krijgt een gegarandeerd, vast netbudget om te voorzien in de basisbehoefte en vitale bedrijfsprocessen. Dit netbudget biedt voorspelbaarheid en beperkt de blootstelling van netgebruikers aan marktgebaseerde prijschommelingen.

Wanneer een gebruiker tijdelijk meer transportcapaciteit nodig heeft, kan aanvullende transportcapaciteit worden ingekocht op een hiertoe ingerichte markt. Binnen een afgebakend netgebied kan de netbeheerder beschikbare netcapaciteit aanbieden, maar daarnaast kunnen ook netgebruikers overtollige capaciteit aanbieden en zodoende onderling verhandelen. Vraag en aanbod vormen zodoende een transparante en realistische prijs voor transportcapaciteit die netgebruikers stimuleert om hun verbruik te verschuiven, flexibiliteit in te zetten en tijdelijk onbenutte capaciteit beschikbaar te stellen. Zo wordt de bestaande netruimte efficiënter benut en kunnen meer nieuwe en bestaande klanten worden bediend met dezelfde infrastructuur.

De hoogte van het vaste netbudget ten opzichte van het flexibel verhandelbare deel vormt een eerste ontwerpparameter waarvan de impact nader dient te worden onderzocht. Daarnaast is het denkbaar dat een markt voor transportcapaciteit over meerdere tijdshorizonnen zal worden vormgegeven zoals dat ook in de energiemarkt het geval is. Kortetermijnoptimalisatie wordt mogelijk gemaakt door intra-day- en day-aheadmarkten, terwijl termijnhandel eindgebruikers in staat stelt prijsrisico's beter te beheersen, bij voorbeeld ten behoeve van investeringen in nieuwe assets. Zodoende kan positie worden ingenomen passend bij operationele behoeftes, risicoprofiel en flexibiliteitsmogelijkheden.

## Doelgroep en markttoegang

Een andere ontwerp vraag binnen SHIFT is voor welke klantgroepen het concept wordt toegepast. Het ligt nog niet vast of SHIFT uiteindelijk voor alle netgebruikers geldt, of dat wordt gestart met een specifieke doelgroep, zoals grootverbruikers (GV), voordat eventuele verbreding naar kleinverbruikers (KV) plaatsvindt.

Daarnaast moet worden uitgewerkt hoe klanten deelnemen aan de markt. Klanten kunnen mogelijk zelf capaciteit inkopen en verhandelen via een marktplatform, maar ook vertegenwoordigd worden door professionele dienstverleners, zoals energieleveranciers, aggregatoren of andere marktpartijen. De netbeheerder blijft verantwoordelijk voor veiligheid, betrouwbaarheid en de fysieke grenzen van het net. Zij bepaalt beschikbare vermogens-

kaders, stelt transparante spelregels vast, stelt noodzakelijke data beschikbaar en bewaakt de operationele aspecten rondom de transportmarkt.

# 1 Aanpak op hoofdlijnen

## 1.1 Leeswijzer rapport

De scope van deze studie omvat één bedrijventerrein en een beperkt aantal verschillende scenario's over de elektrificatie op het bedrijventerrein en de vormgeving van de SHIFT-markt. De SHIFT-markt resulteert in een prijs per kW per moment voor transport (we hanteren in dit rapport de term SHIFT-prijs). In de studie is gefocust op een energetische doorrekening met effect op verwachte kosten, geen maatschappelijke waarde of juridische uitwerking van de SHIFT-markt. De studie biedt een stevig fundament voor verdere ontwikkeling van het gedachtegoed, maar is zeker nog niet alles omvattend.

Dit rapport bestaat uit de volgende onderdelen:

- Hoofdstuk 1: beschrijft de aanpak op hoofdlijnen.
- Hoofdstuk 2: beantwoordt de vraag 'Welke extra elektriciteitsvraag is mogelijk door SHIFT?'.
- Hoofdstuk 3: geeft inzicht in 'Wat is de impact op de netbelasting?'.
- Hoofdstuk 4: laat zien 'Hoe komt de SHIFT-prijs tot stand?'.
- Hoofdstuk 5: beantwoordt 'Wat is de impact op kosten voor klanten en netbeheerder?'.
- Hoofdstuk 6: omvat de conclusies.

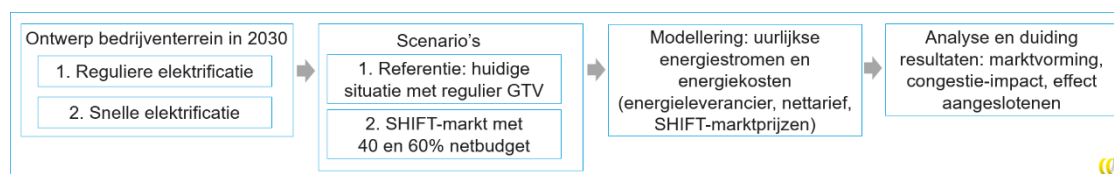
De bijlagen bevatten detailinformatie:

- Bijlage A: over de methode.
- Bijlage B: over de biedprijs per techniek.
- Bijlage C: de kostenkengetallen.
- Bijlage D: additionele detailresultaten.

## 1.2 Aanpak op hoofdlijnen

De aanpak op hoofdlijnen is opgenomen in Figuur 2, en wordt hieronder kort toegelicht. De details zijn opgenomen in Bijlage A (methodologie), B (biedprijs per techniek), en C (kostenaannames).

Figuur 2 – Overzicht aanpak studie



Het **ontwerp van het bedrijventerrein** is een gemengd bedrijventerrein met 18 bedrijven bestaande uit kleine industriële spelers in de voedingsmiddelen- en auto-industrie tot middelgrote logistieke bedrijven en kleinere dienstverleners zoals ingenieurs- en markt-onderzoeksbureaus. De bedrijven hebben een GTV gebaseerd op hun huidige piekvraag, plus 10%. De groei van elektriciteitsvraag richting 2030 met normale of snelle elektrificatie bestaat uit gedeeltelijke overstap op andere warmtetechnieken en elektrisch vervoer.

In de studie is gerekend met een **referentie- en SHIFT-scenario**:

- Het **referentiescenario** gaat uit van de huidige nettarieven, met firm netcapaciteit. Door het portfolio aan BBN-maatregelen (Beter benutten net) wordt ongeveer 45% van het additionele gevraagde GTV (wachtrij) van de bedrijven voorzien, zie Tekstkader 1.
- In het **SHIFT-scenario** krijgen partijen 40 of 60% van hun huidig GTV als net-budget. De overige capaciteit kunnen zij inkopen bij de netbeheerder of andere bedrijven. Een verdere toelichting op een concretisering van de SHIFT-markt is opgenomen in Paragraaf 1.3.

Het volledige bedrijventerrein is vervolgens gemodelleerd in het CEnergie-model. Dit Python-model rekent aan de uurlijkse energiestromen, met slimme aansturing binnen gestelde grenzen (zoals laadsessies van voertuigen) om zowel de nettariefkosten als de uurlijkse transportprijzen in de SHIFT-scenario's te bepalen. De resultaten van deze modellering zijn geanalyseerd om de onderzoeksvragen te kunnen beantwoorden.

Tekstkader 1

#### Toelichting: Referentiescenario met maatregelen 'Beter benutten net'

Als referentiescenario is uitgegaan van prognoses van de ontwikkeling van de wachtrij bij voortzetting van de huidige werkwijze, inclusief de verwachte impact van bestaande maatregelen en nieuwe instrumenten die momenteel in ontwikkeling zijn. Hierbij is rekening gehouden met maatregelen op het gebied van klant-inpassing, flexibiliteit, congestiemanagement, alternatieve transportrechten, tariefoplossingen, capaciteitsmanagement, technische optimalisaties en verbeteringen in de operationele uitvoering.

In lijn met de prognoses van de verwachte impact van het bestaande maatregelenpakket is aangenomen dat jaarlijks circa 45% van de wachtlijst wordt opgelost, gebaseerd op input van Alliander Innovatie. Deze aanname is gebaseerd op de geprojecteerde ontwikkeling van de wachtlijst en de verwachte effecten van de

huidige werkwijze, inclusief bestaande maatregelen en nieuwe instrumenten in ontwikkeling.

Het percentage van 45% moet worden gezien als een geaggregeerde uitkomst van het totale maatregelenpakket. De onderliggende prognoses bevatten ramingen van de verwachte bijdrage van afzonderlijke instrumenten, waarvan de optelsom resulteert in de geprojecteerde afname van de wachtlijst. In de analyse is daarom aangesloten bij deze totale geprognostiseerde oplossingscapaciteit.

## 1.3 Marktvorming SHIFT

De prijzen voor SHIFT-transportrechten worden voor elk uur bepaald (de tijdstapgrootte in deze studie). De prijs wordt bepaald door de vraag naar elektriciteit, het aanbod van netcapaciteit en de prijs per energiebron (zie Tabel 1).

- Als er voldoende netcapaciteit beschikbaar is, wordt de prijs bepaald door de verkoopprijs van de netbeheerder of is de prijs nul doordat er netto lokale invoeding is.
- Als alle vraag voorzien kan worden door flexibele maatregelen, wordt de prijs bepaald door de prijs per flexibele maatregel. Dat kan zijn wat een elektrische auto vereist om op een ander, duurder moment te laden of de productiekosten van een kWh met een aggregaat.
- Als er onvoldoende netcapaciteit plus flexibel vermogen is, moeten partijen hun vraag vervangen of vraag afschakelen. Dat kent vaak hogere kosten.

Voor het bepalen van de SHIFT-prijs wordt de vraag en het aanbod van alle spelers verzameld. Op basis van het merit order-principe wordt het aanbod aan de vraag gekoppeld. Zo wordt gewaarborgd dat de maatregelen alleen worden ingezet als de inkomsten van de geproduceerde rechten hoger liggen dan de kosten om deze rechten aan te bieden. Uit deze koppeling tussen vraag en aanbod wordt de prijs voor de hoogst gerealiseerde maatregel gebruikt als de SHIFT-prijs. Alle spelers hanteren deze prijs voor het verkopen of kopen van de transportrechten.

De SHIFT-afrekening hangt af van de prijs en de verhandelde SHIFT-transportrechten gedurende het jaar. Een partij heeft een bepaalde hoeveelheid 'vast' netbudget, in deze studie zijn scenario's doorgerekend met 40 en 60% vast netbudget ten opzichte van het huidige GTV. Het verhogen van dit netbudget is niet mogelijk. De verhandelde SHIFT-transportrechten op een moment is positief als een partij minder afneemt dan haar vaste netbudget. Het is negatief als een partij meer nodig heeft en dus moet inkopen. Een partij kan dus kiezen voor het aanpassen van het gedrag, en daar via de SHIFT-markt een vergoeding voor krijgen van een andere partij. De netbeheerder heeft ook SHIFT-transportrechten, dat is de beschikbare netcapaciteit min het vaste netbudget van de aangesloten klanten.

Aan het CEnergie-model is een realistische biedprijs toegevoegd per techniek. Eén bedrijf kan dus voor verschillende technieken een bepaalde hoeveelheid energie aanbieden voor een specifieke prijs. Afhankelijk van de netcapaciteit, energievraag van andere bedrijven en prijs wordt dan de prijs gevormd. Tabel 1 toont de biedprijs.

Tabel 1 – Overzicht van biedprijs en -strategie per techniek voor levering en afname

| Techniek: levering                         | Biedprijs en -strategie                                                                                                                                                                                                     |
|--------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Netcapaciteit aangeboden door netbeheerder | 0,0226 €/kW per uur. Gebaseerd op huidige kWh-nettarieven voor aansluitingen onder 2 MVA.                                                                                                                                   |
| Zon-pv                                     | 0,0001 €/kWh. Zonnepanelen leveren, en vereisen geen extra SHIFT-prijs.                                                                                                                                                     |
| Aggregaat                                  | 0,538 €/kWh. Kosten van diesel voor elektriciteit.                                                                                                                                                                          |
| Batterij                                   | Tijdsafhankelijk. Gebaseerd op de elektriciteitsprijs waarmee batterij geladen is en de energieverliezen.                                                                                                                   |
| Techniek: afname                           | Biedprijs en -strategie                                                                                                                                                                                                     |
| Standaardverbruik                          | Sectorspecifieke kengetallen voor vraagafschakeling, zie Bijlage B.2.                                                                                                                                                       |
| All-electricwarmtepomp                     | Warmtepomp is integraal onderdeel van bedrijfsproces. Daarom hanteren we hier ook sectorspecifieke kengetallen voor vraagafschakeling, zie Bijlage B.2.                                                                     |
| Hybride warmtepomp                         | Kosten van verwarmen met gas, gebaseerd op gasprijs en energiebelasting.                                                                                                                                                    |
| Elektrische voertuigen – slim laden        | Tijdsafhankelijk. Gebaseerd op de kostprijs van laden op een ander moment gedurende de verwachte laadsessie de komende 24 uur.                                                                                              |
| Elektrische voertuigen – extern laden      | Er wordt voor elektrische voertuigen gerekend met een externe laadprijs, die verschilt voor personenauto's/bestelauto's en vrachtwagens.                                                                                    |
| Batterij                                   | Vergelijkt de kosten van opladen met goedkope elektriciteit met de mogelijke waarde die dezelfde elektriciteit gemaakt heeft op een later moment. De winst die gemaakt kan worden per kWh is de biedprijs voor de batterij. |

## 1.4 De use-case: een gemengd bedrijventerrein

Het bedrijventerrein dat we in deze studie gebruiken om het SHIFT-marktmechanisme te onderzoeken is het 'Gemengde bedrijventerrein – Elektrificatie' zoals opgesteld in [Mkba energiehubs](#). Op basis van een ruimtelijke analyse is een gemiddelde casus van dit archetype opgesteld. De resulterende casus betreft een bedrijventerrein die bestaat uit een mix van 18 ondernemingen, variërend van kleine industriële spelers in de voedingsmiddelen- en auto-industrie tot middelgrote logistieke bedrijven en kleinere dienstverleners zoals ingenieurs- en marktonderzoeksbureaus. Deze diversiteit leidt tot verschillende energiebehoeften: industriële bedrijven hebben een relatief hoge elektriciteits- en warmtevraag, terwijl de dienstensector en logistieke bedrijven juist een lagere energievraag hebben.

Er zijn twee scenario's gedefinieerd voor de groei van elektriciteitsvraag. Historisch zien we geen groei in de elektriciteitsvraag van bedrijfsprocessen, gemiddeld wordt econo-

mische groei gedempt door energiebesparing en -efficiëntie. We nemen aan dat één bedrijf een back-upaggregaat heeft van 217 kW, daarnaast hebben twee bedrijven een 4-uursbatterij gebaseerd op 50% van hun piekvraag. Er is geen volledige businesscase doorgerekend, dit zou meerdere zichtjaren en specifiekere analyses vereisen. De kosten en inkomsten in het scenario (dat één jaar omvat) voor de batterij en aggregaat zijn wel opgenomen in Paragrafen 5.1.3 en 5.1.4.

Tabel 2 – Beschrijving van het elektrificatiescenario

| Scenario               | Toelichting                                                                                                                                                                                                                           | Energieverbruik                                                                                                                              |
|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Normale elektrificatie | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Warmtetechniek mix van gasketel, hybride- en all-electricwarmtepomp.</li> <li>• Groei elektrische voertuigen in lijn met Elaad-prognose voor 2030.</li> <li>• Ingroei van zon-pv.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 4.000 MWh verbruik.</li> <li>• 1.400 kW som individuele piekvraag.</li> <li>• 1.540 GTV.</li> </ul> |
| Snelle elektrificatie  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hybride- en all-electricwarmtepomp.</li> <li>• Groei elektrische voertuigen in lijn met Elaad-prognose voor 2040.</li> <li>• Ingroei van zon-pv.</li> </ul>                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 6.500 MWh verbruik.</li> <li>• 2.300 kW som individuele piekvraag.</li> </ul>                       |

Het totale huidige vergeven GTV is gebaseerd op de huidige piekbelasting +10%. Het volledige gevraagde GTV is daarmee 1,54 MW waarbij, gebaseerd op aannames van Alliander Innovatie, de aangenomen netcapaciteit 0,96 MW is voor het bedrijventerrein. Bij 60% vast netbudget ten opzichte van het huidige GTV blijft er 0,04 MW restcapaciteit over, bij 40% vast netbudget is dat 0,35 MW. Dit wordt aangeboden door de netbeheerder.

## 1.5 Afbakening

Deze studie is één stap binnen het volledige SHIFT-programma. Het is dan ook geen volledige studie naar alle effecten en de (juridische) haalbaarheid. De scope omvat:

- Deze studie is alleen een kwantitatieve analyse van de SHIFT-capaciteitsmarkt. Een juridische, beleidsmatige of organisatorische analyse is niet uitgevoerd. Ook is er niet gekeken naar mogelijk aanpassingen in bedrijfsvoering, hoe bedrijven SHIFT ervaren en tweede-orde-effecten.
- De inhoudelijke scope omvat één bedrijventerrein, twee aannames over netbudget SHIFT, twee groeiscenario's van elektriciteitsvraag op bedrijventerrein, en één referentiescenario met vast GTV. Er zijn geen scenario's doorgerekend met bijvoorbeeld additionele transportrechten of additionele maatregelen achter-de-meter.
- Er is een verkenning uitgevoerd over de mogelijke kosten voor vraagafschakeling, maar geen diepgaande of kwantitatieve analyse.
- Er is geen maatschappelijke afweging of kosten-batenanalyse (MKBA) uitgevoerd van SHIFT.

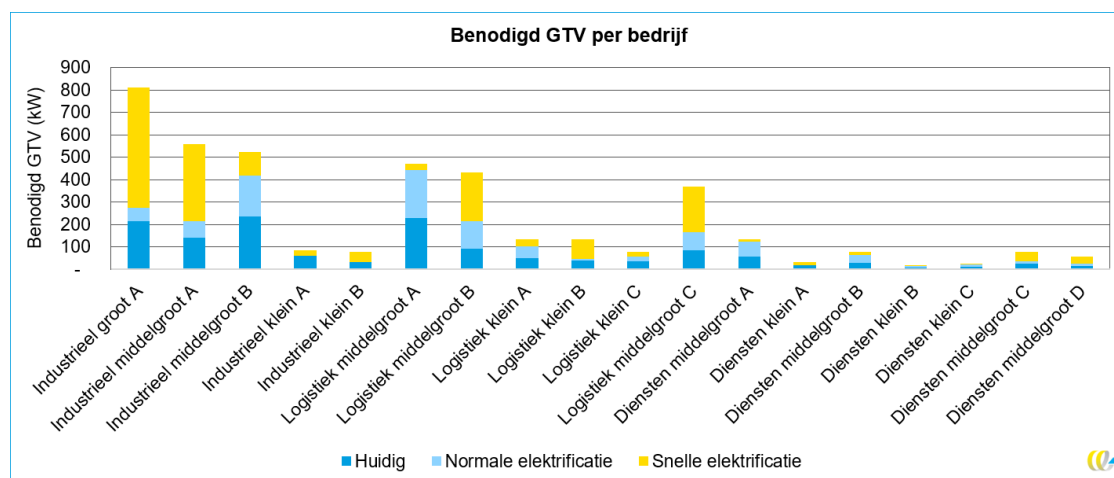
## 2 Welke extra elektriciteitsvraag is mogelijk door SHIFT?

Door de invoering van SHIFT zal de netbeheerder de vrije netcapaciteit verkopen en mogen bedrijven hun ongebruikte transportrechten aanbieden. Door deze vrijheid in handelen kan het net efficiënter benut worden, waardoor er met dezelfde infrastructuur meer vraag voorzien kan worden.

### 2.1 Hoeveel extra transportvermogen is gewenst?

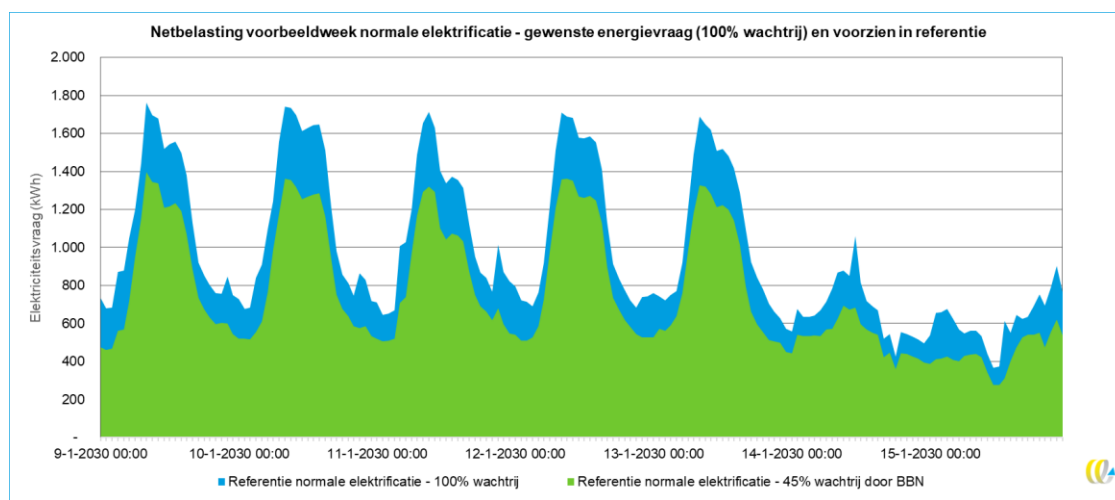
Op het bedrijventerrein zijn 18 bedrijven aanwezig die allen een hoger transportvermogen vereisen door elektrificatie, hun basisverbruik neemt niet toe. Het gewenste transportvermogen is opgenomen in Figuur 3. Aangezien een groei van transportvermogen niet mogelijk is vanwege veronderstelde afnamenetcongestie, ontstaat een wachtlijst. In de huidige situatie is het totale vergeven transportvermogen 1.400 kW. Het gevraagde transportvermogen is 2.340 kW bij normale elektrificatie en 4.100 kW bij snelle elektrificatie.

Figuur 3 – Groei transportvermogen (GTV) per bedrijf



Door BBN-maatregelen kan zo'n 45% van de wachtrij aangesloten worden in de referentie. Een deel van de wachtlijst kan doordoor dus ook niet aangesloten worden. In Figuur 4 wordt het effect getoond voor een week, dit geeft een indruk van de onvoorziene elektriciteit op de wachtlijst. Daarnaast laat de figuur ook een ongewenst effect van de wachtrij zien. Op momenten met een lage elektriciteitsvraag is er ruimte op het net, maar door de wachtrij is er nog steeds onvoorziene vraag.

Figuur 4 – Voorbeeldweek in januari van elektriciteitsvraag gewenst en voorzien – Normale elektrificatie



CE Delft heeft subjectief bedrijven aangewezen die wel aangesloten konden worden in de referentie, doordat 45% van de wachtrij opgelost was. Het vermogen stond dus vast, maar het aantal bedrijven dat geholpen kan worden hangt af van welke bedrijven geselecteerd worden. Sommige bedrijven hebben immers een grotere groei van GTV dan anderen. Per scenario zien we in de referentie:

- Normale elektrificatie: zes bedrijven kunnen aangesloten worden, samen vormt dat 430 kW van de 940 kW op de wachtrij.
- Snelle elektrificatie: 11 van de 18 bedrijven kunnen voorzien worden, samen vormt dat 1.220 kW van 2.700 kW op wachtrij. Het aantal bedrijven is iets hoger doordat het totale vermogen dat op de wachtlijst ingepast kan worden door de BBN-maatregelen een vast percentage is. Omdat de groei van het vermogen per bedrijf verschilt, zijn subjectief meer bedrijven geselecteerd zodat de in totaal 1.220 kW aan ingepaste wachtrij-aanvragen gerealiseerd kon worden.

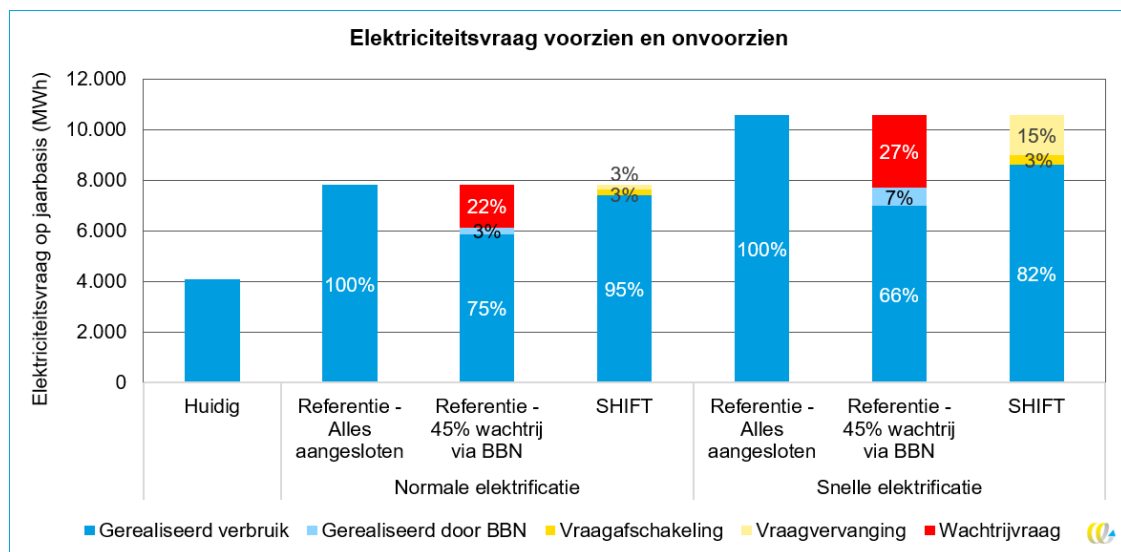
Tabel 3 – Hoeveelheid voorzien GTV in referentie, waarbij door de BBN-maatregel 45% van de wachtrij aangesloten kan worden. In SHIFT wordt de volledige wachtrij toegestaan.

|                              | Volledig gewenst GTV | Wachtrij     | Referentie – 45% wachtrij wordt ingepast |
|------------------------------|----------------------|--------------|------------------------------------------|
| Huidig                       | 1.400                |              |                                          |
| Normale elektrificatie       | 2.340                | 940          | 1.820                                    |
| <b>Totale elektrificatie</b> | <b>4.100</b>         | <b>2.700</b> | <b>2.620</b>                             |

## 2.2 Hoeveel extra elektriciteitsverbruik wordt mogelijk door SHIFT?

Door BBN-maatregelen<sup>1</sup> kan in de referentie 45% van de wachtrij ingepast worden op het net, daarmee kan 6.200 MWh van de gewenste 8.000 MWh ingepast worden. Deze elektriciteitsvraag op de wachtrij komt voor 3% uit boven de netcapaciteit; die 3% elektriciteitsvraag dient dus opgelost te worden door BBN-maatregelen. Echter blijft er in die situatie nog 22% van de totale elektriciteitsvraag op de wachtrij staan. Door de introductie van SHIFT wordt 100% van het vermogen op de wachtrij toegelaten. Dat leidt ertoe dat er veel meer elektriciteitsverbruik gerealiseerd kan worden binnen dezelfde netcapaciteit, met de voorwaarden dat flexibiliteit ingezet wordt. Dit hogere elektriciteitsverbruik is mogelijk doordat met SHIFT flexibele assets efficiënter ingezet kunnen worden. In het normale elektrificatiescenario leidt dat ertoe dat 3% van de vraag afgeschakeld wordt, en 3% van de vraag vervangen wordt door gas bij de hybride boiler en extern (snel)laden.

Figuur 5 – Elektriciteitsvraag voorzien en onvoorzien voor alle scenario's



<sup>1</sup> Een maatregelenpakket voor het 'Beter benutten net' (BBN).

In de referentie (aansluiten 45% wachtrij) dient 7% van de elektriciteitsvraag voorzien te worden door BBN-maatregelen, aangezien deze over de netcapaciteit heen gaat. Daarnaast kan 27% van de elektriciteitsvraag niet ingepast worden, en blijft in de wachtrij. In het SHIFT-scenario wordt 82% van de elektriciteitsvraag direct voorzien, vindt 3% vraagafschakeling plaats en 15% vraagvervanging. Dit komt doordat de netcapaciteit veel klemmender is, er is immers een significante groei van de elektriciteitsvraag terwijl de gestelde netcapaciteit gelijk blijft. Partijen kunnen in SHIFT wel toegang krijgen tot het net in plaats van jarenlang op de wachtlijst te staan. Zij zullen op momenten kiezen om minder elektriciteit te verbruiken vanwege de schaarse netcapaciteit op die momenten, en de daaruit resulterende hoge SHIFT-prijs.

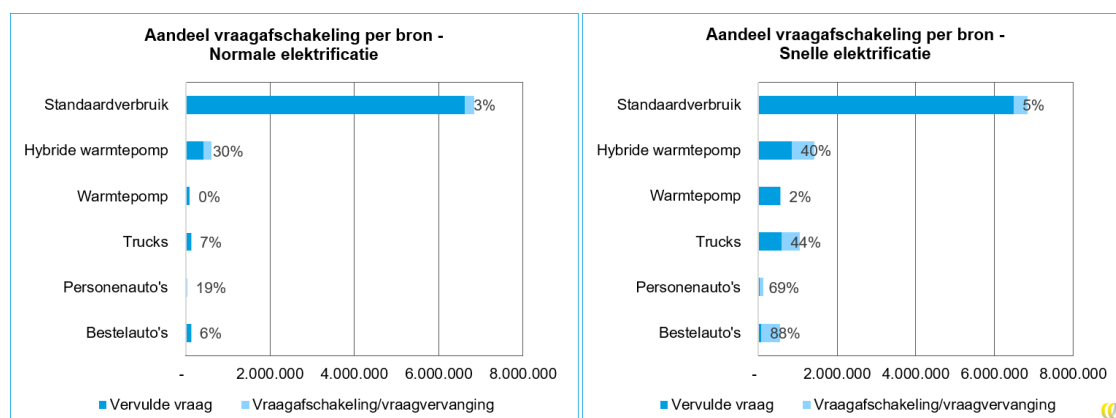
Vraagvervanging heeft minder negatieve consequenties dan vraagafschakeling. Het leidt tot een hoger gasverbruik en extern laden, met hogere kosten die terugverdiend worden via SHIFT-rechten.

## 2.3 Welke flexibiliteit wordt ingezet?

De flexibiliteit die wordt ingezet hangt af van de kostprijs van flexibiliteit, waarvoor de aannames zijn opgenomen in Paragraaf 1.3. Figuur 6 toont het effect: warmtepompen zijn goedkoop om over te schakelen naar gas, en ook voor personenauto's en bestelauto's geldt dat het relatief goedkoop is om extern te snelladen. Dit leidt ertoe dat die bronnen hoge percentages van vraagvervanging kennen, zeker in het scenario met snelle elektrificatie. In totaal 60% van de laadvraag vindt niet meer plaats op het bedrijventerrein, maar elders. Deze vraagvervanging is vereist in zowel zomer- als wintermaanden. In deze studie is niet onderzocht of het op die momenten haalbaar is om extern te laden, mogelijk is er op specifieke momenten overal schaarse netcapaciteit.

Vraagafschakeling van het standaardverbruik en warmtepomp raakt direct de bedrijfsvoering en kent dus veel hogere kosten. Daardoor is het aandeel niet-voorzien vraag hier ook veel lager.

Figuur 6 – Overzicht vraagafschakeling/vraagvervanging per bron



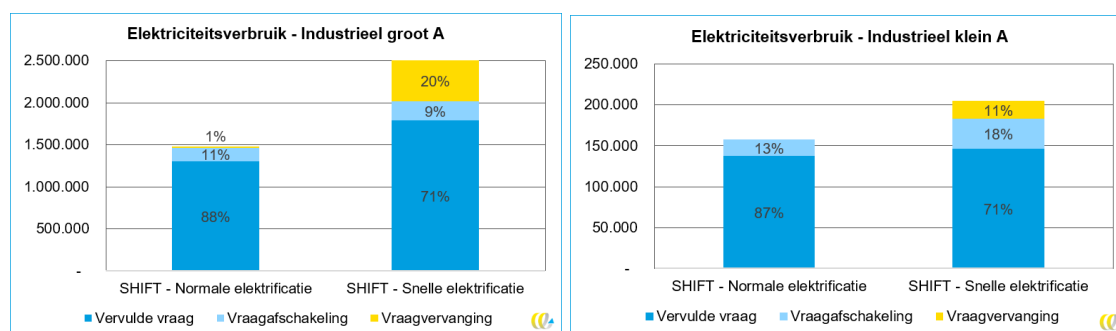
## 2.4 Wat zijn de verschillen per individueel bedrijf?

De effecten van SHIFT op de voorziene elektriciteit hangen op bedrijventerreinniveau af van de netcapaciteit en de elektriciteitsvraag, waarvan de resultaten opgenomen zijn in Paragraaf 2.2. Tussen bedrijven onderling hangt dit af van:

- de aanwezigheid van flexibele elektriciteitsvraag, oftewel hoe groot het aandeel met flexibiliteit en vraagvervanging is van de totale elektriciteitsvraag;
- de aanwezigheid van regelbaar vermogen met batterijen en aggregaten;
- de economische waarde per MWh van het bedrijf, hoe hoger de waarde hoe minder het bedrijf afgeschakeld zal worden.

De bedrijven die de meeste afschakeling kennen zijn de bedrijven Industrieel groot A en Industrieel klein A. Deze bedrijven kennen namelijk de laagste maatschappelijke waarde per MWh, respectievelijk 1.220 en 4.980 €/MWh. Opvallend is echter dat Industrieel groot A *geen* een hoger aandeel vraagafschakeling kent. Dit komt door het aggregaat dat dit bedrijf als back-up heeft. Het aggregaat levert elektriciteit aan de rest van het bedrijventerrein, maar kan ook leiden tot minder vraagafschakeling. In het snelle elektrificatiescenario zijn bedrijven verder geëlektrificeerd: met warmtepomp en elektrische voertuigen. Daardoor is er veel meer vraagvervanging mogelijk, vooral door extern te laden.

Figuur 7 – Vervulde en onvervulde vraag voor twee bedrijven



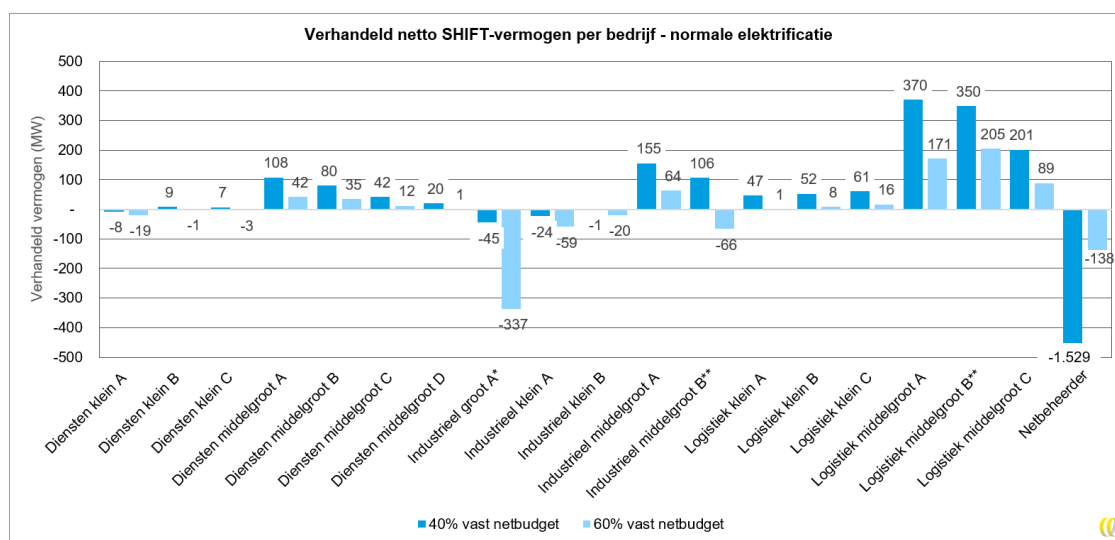
Op bedrijventerreinniveau zijn de resultaten weergegeven in Figuur 8. Een aantal opvallende bedrijven:

- Met 40% vast netbudget worden rechten voornamelijk ingekocht bij de netbeheerder, terwijl er bij 60% vast netbudget voornamelijk onderling gehandeld wordt.
- Industrieel groot A heeft een aggregaat en kan daardoor, ondanks elektrificatie, op veel momenten transportrechten verkopen.
- Industrieel klein A wordt als eerste afgeschakeld en wordt hiervoor vergoed.
- Industrieel middelgroot B beschikt over een batterij. Het kent een hogere energievraag dan Industrieel middelgroot A, maar kan toch meer SHIFT-rechten verkopen of hoeft minder in te kopen. Industrieel middelgroot B wordt daarnaast af en toe

afgeschakeld, omdat het lagere waarde per MWh toevoegt dan Industrieel middelgroot A.

- Er zijn bedrijven die beperkt elektrificeren zoals Industrieel klein B of Diensten klein, daardoor hebben zij ruimte om SHIFT-budget te leveren aan andere partijen die meer elektrificeren.
- Logistiek moet veel SHIFT-vermogen inkopen, want het heeft veel elektrificatie en groei.
- In totaal wordt 1,5 miljoen kW aan transportrechten ingekocht bij de netbeheerder.

Figuur 8 – Verhandelnd netto budget per bedrijf – Normale elektrificatie



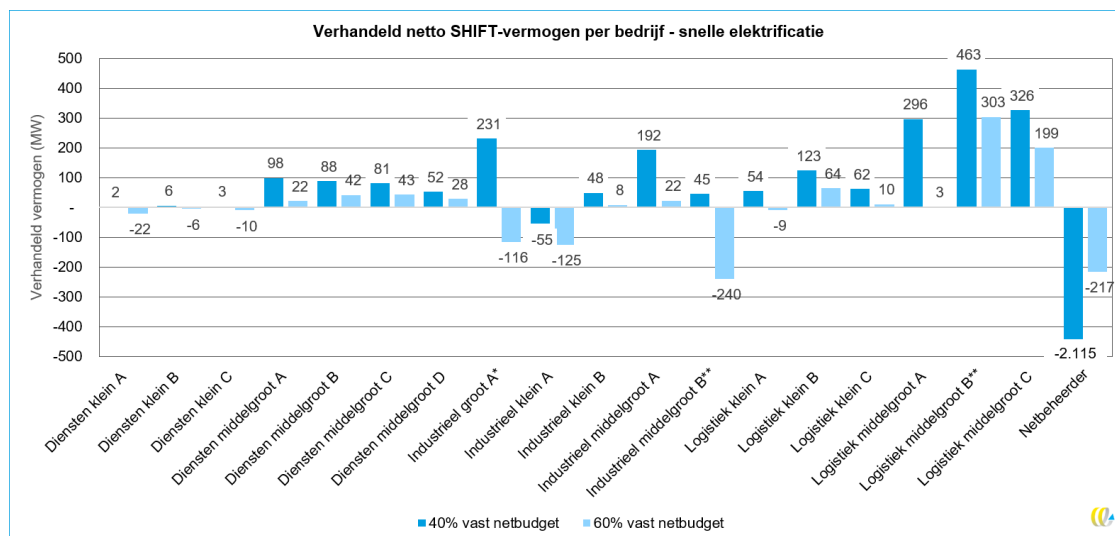
\* = Partij met aggregaat.

\*\* = Batterij.

Bij snelle elektrificatie zien we een ander beeld. Veel meer partijen hebben geëlektrificeerd waardoor er meer concurrentie is om resterende SHIFT-transportrechten, en daardoor meer vraagvervanging en vraagafschakeling. Daarbij valt op:

- In de situatie met 40% vast netbudget kopen alle partijen netto SHIFT-transportrechten in. Ze zijn verder geëlektrificeerd en vereisen daarom meer SHIFT-rechten. De netbeheerder verkoopt 2,1 miljoen kW SHIFT-rechten.
- Bij de situatie met 60% netbudget zijn er wel partijen die netto rechten kunnen verkopen. Dat zijn Industrieel klein A die veel afgeschakeld wordt en partijen met een batterij of aggregaat. De elektrificatie van Logistiek middelgroot B is zo groot dat inkoop van SHIFT-rechten nog steeds vereist is.

Figuur 9 – Verhandelde netto rechten per bedrijf – Snelle elektrificatie



\* = Partij met aggregaat.

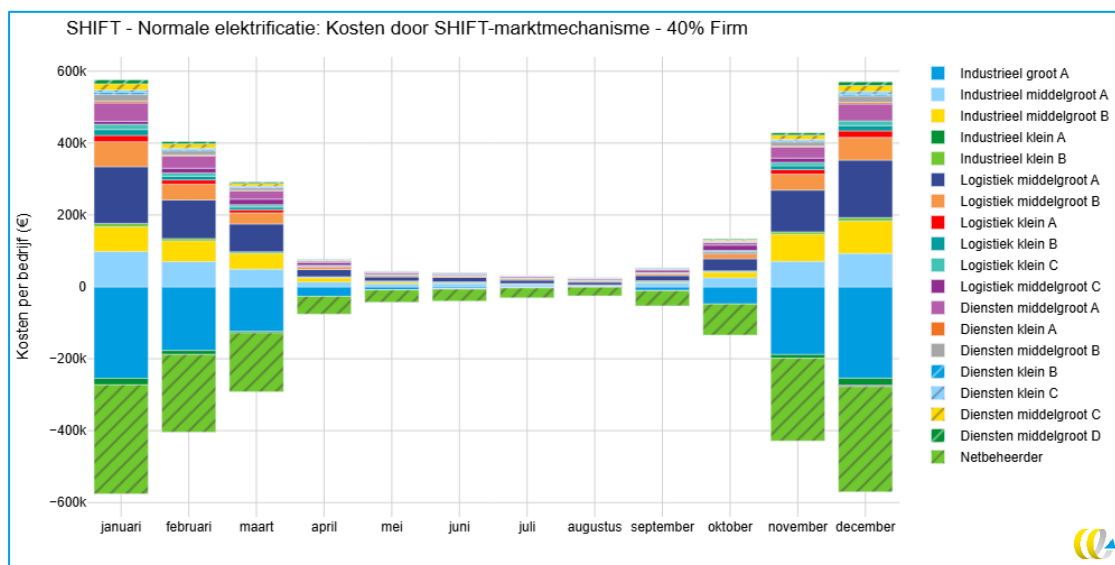
\*\* = Batterij.

## 2.5 Welke maanden worden veel gehandeld?

We zien een sterk seizoenseffect: er worden vooral rechten verhandeld in de winter en een stuk minder in de zomer. De figuren voor 40 en 60% firm zijn opgenomen in Figuur 10 en Figuur 11. Deze figuren geven de kosten/inkomsten per bedrijf weer, oftewel de verhandelde stroom vermenigvuldigd met de geldende prijs van dat uur (meer over prijzen in Hoofdstuk 3.1).

Bij 40% firm-netbudget zien we de handel met de netbeheerder, de netbeheerder heeft meer vrije netcapaciteit. Daarnaast zien we grote baten door SHIFT voor door Industrieel groot A en Industrieel klein A. Interessant genoeg blijkt uit Figuur 9 dat Industrieel groot A wel netto rechten inkoopt bij een 40% firm-netbudget, maar netto wel geld verdient. Dat bedrijf verkoopt dus capaciteit op dure momenten en koopt netbudget in op de goedkope momenten.

Figuur 10 – SHIFT-inkomsten per bedrijf per maand – Normale elektrificatie 40% firm-netbudget



Bij een 60% firm-netbudget heeft de netbeheerder veel minder resterende netcapaciteit. Dat zien we ook terug in de inkomsten van de netbeheerder. Het seizoenseffect zien we ook bij 60% vast netbudget duidelijk terug, zeker in de zomermaanden is er nog minder noodzaak voor SHIFT-handel. De inkomsten voor enkele partijen verschuiven, andere partijen verdienen geld aan SHIFT doordat zij nu wel een gedeelte van hun netbudget verkopen.

Figuur 11 – SHIFT-inkomsten per bedrijf per maand – Snelle elektrificatie 60% firm-netbudget



# 3 Wat is de impact op de netbelasting?

De netbelasting is bepaald als de absolute piekbelasting over het jaar. Als de volledige wachtrij wordt aangesloten groeit de piekbelasting van 960 kW naar 2.060 kW in het normale elektrificatiescenario en naar 3.340 kW in snelle elektrificatiescenario. Door maatregelen in het totale pakket van Alliander kan die netbelasting niet gefaciliteerd worden. Echter is er naar verwachting wel potentie om 45% van de wachtrij aan te sluiten door BBN-maatregelen. Dat leidt tot een groei van de netbelasting naar 1.580 kW en 2.190 kW. Hiervoor wordt onder andere flexibiliteit ingezet die mogelijk ook in SHIFT gebruikt wordt, bijvoorbeeld via congestiemanagement.

In SHIFT wordt door de marktwerking gewaarborgd dat de netcapaciteit van 960 kW niet wordt overschreden. Hiervoor zijn dus wel verschillende maatregelen nodig: inzet van aggregaten, aangepaste inzet van batterijen, vraagvervanging en vraagafschakeling.

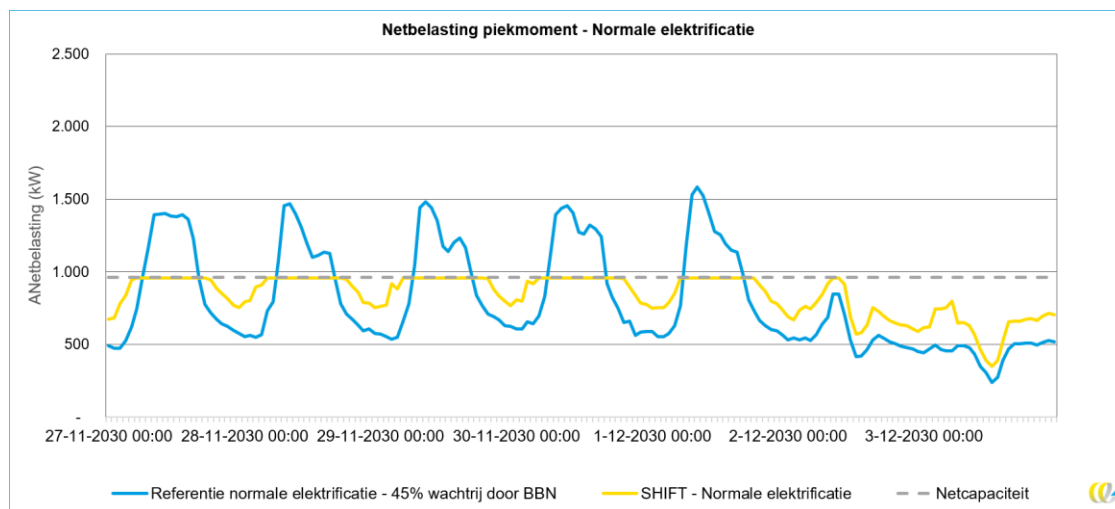
Tabel 4 – Piek netbelasting per scenario

|                        | 100% wachtrij aangesloten | Referentie – 45% wachtrij door BBN | SHIFT        |
|------------------------|---------------------------|------------------------------------|--------------|
| Normale elektrificatie | 2.060 kW (+114%)          | 1.580 kW (+65%)                    | 960 kW (+0%) |
| Snelle elektrificatie  | 3.340 kW (+247%)          | 2.190 kW (+128%)                   | 960 kW (+0%) |

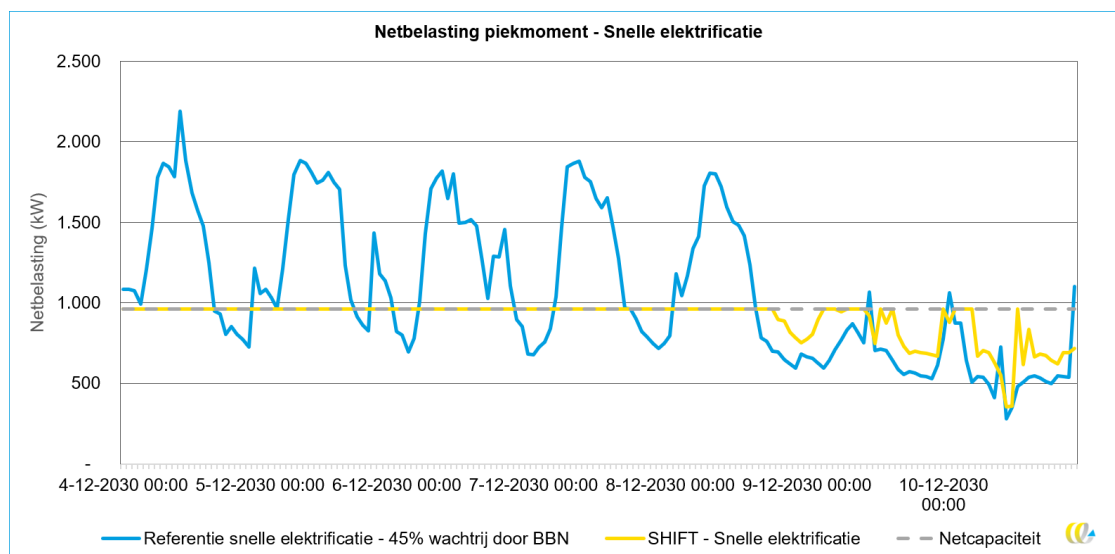
De netbelasting is in Figuur 12 en Figuur 13 opgenomen voor de week met de absolute piek voor de scenario's met normale en snelle elektrificatie. De netbelasting in het referentiescenario overschrijdt de netcapaciteit. Deze extra netbelasting is alleen mogelijk doordat er BBN-maatregelen ingezet zijn om in de vraag boven de netcapaciteit te voorzien, hiervoor omvat het BBN maatregelen zoals het zwaarder belasten van componenten en inzetten van flexibiliteitsmaatregelen vergelijkbaar met SHIFT.

De netbelasting van SHIFT blijft binnen de netcapaciteit, zoals goed zichtbaar is binnen het scenario snelle elektrificatie is het net maximaal benut. In de weekdagen is de benutting 100% en is inzet van flexibel vermogen, vraagvervanging en vraagafschakeling vereist. In het SHIFT-scenario wordt deze week dus, mede dankzij het aggregaat die naast het net de bedrijven van stroom voorziet, wel meer stroom verbruikt.

Figuur 12 – Netbelasting in week met absolute piek – Normale elektrificatie



Figuur 13 – Netbelasting in week met absolute piek – Snelle elektrificatie



#### Tekstkader 2 – Toelichting elektriciteitsprofiel bij SHIFT

##### **Elektriciteitsprofiel is gelijk bij SHIFT met vast netbudget van 40 en 60%**

Uit deze studie is gebleken dat het (theoretische) energetische gedrag van aangesloten exact gelijk is in een situatie met 40 en 60% vast netbudget. In deze modellering van de SHIFT-markt is aangenomen dat partijen hun vaste netbudget ook kunnen verkopen. Daardoor maakt het in de modellering niet uit hoeveel vast netbudget een partij heeft, het zal altijd haar eigen energievraag inbieden voor de gewenste prijs. Daaruit volgt de uurlijkse inzet, die onafhankelijk is van de hoogte van het vaste netbudget. In de beleving en acceptatie van bedrijven kan de hoogte van het vaste netbudget wel een verschil maken. Als het netbudget niet verkocht kan worden, zullen de uitkomsten ook anders zijn.

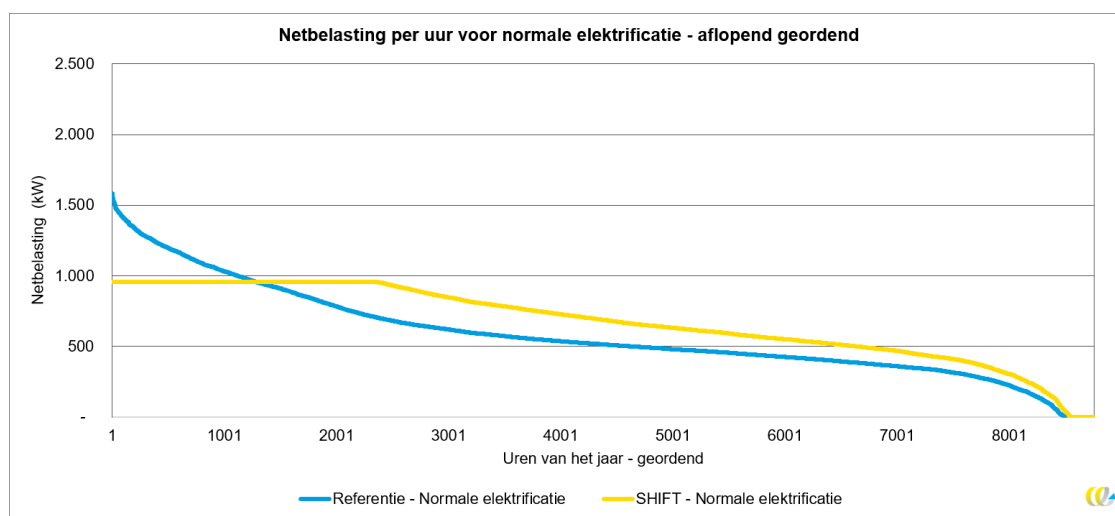
Voor de financiële afrekening van de nettarieven en SHIFT-tarieven maakt de hoogte van het netbudget wel uit. De nettarieven zijn anders, en ook de hoeveelheid rechten die ingekocht en verkocht dienen te worden. De uurlijkse SHIFT-prijs is wel gelijk omdat de totale netcapaciteit en de prijs van elke ingeboden kW gelijk is.

## 3.1 Netbelasting duerkromme

De netbelasting kan geplot worden over het hele jaar, met een ordening van de netbelasting van hoog naar laag. Deze jaarduerkromme is opgenomen voor het normale elektrificatiescenario in Figuur 14. In het referentiescenario kan er door BBN-maatregelen 45% van de wachtrij ingepast worden, waardoor de piek van elektriciteitsvraag oploopt tot 1.580 kW. In Tekstkader 1 is opgenomen welke maatregelen kunnen worden genomen op het bedrijventerrein zelf of binnen het netvlak, en wat deze maatregelen omvatten.

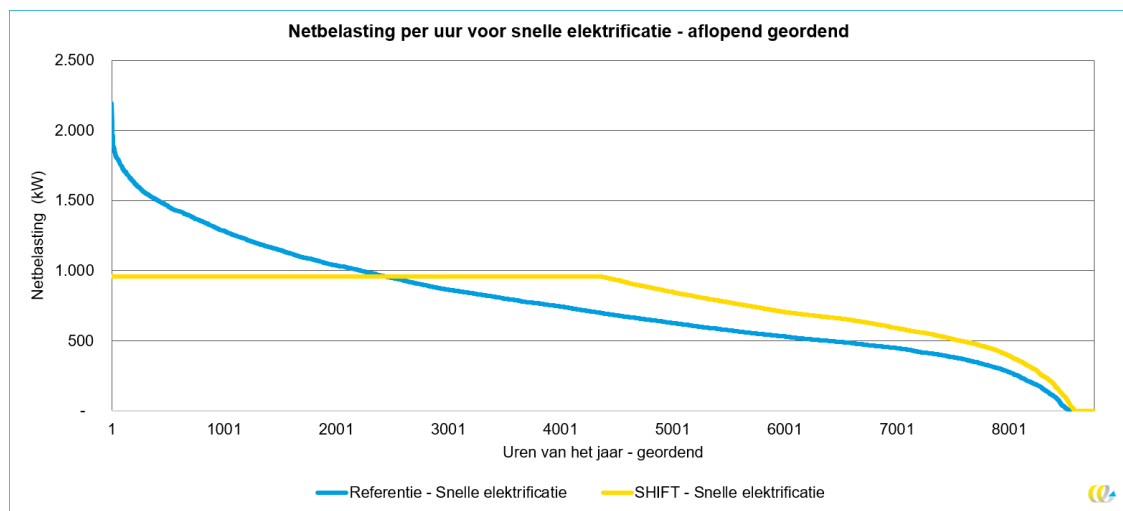
Bij SHIFT wordt 100% van de wachtrij ingepast, waardoor het elektriciteitsverbruik hoger is. Dat zien we duidelijk in de gele lijn. SHIFT hanteert echter de netgrens van 960 kW. Deze grens wordt 2.350 uur per jaar bereikt. De overige elektriciteitsvraag op die uren wordt ingevuld met flexibele maatregelen of vraagvervanging en -afschakeling.

Figuur 14 – Netbelasting duerkromme voor scenario met normale elektrificatie



Hetzelfde figuur is opgenomen voor het scenario met snelle elektrificatie. De piek netbelasting in de referentie met 45% ingepaste wachtrij komt uit op 2.190 kW. Bij SHIFT wordt opnieuw het net tot maximaal 960 kW belast, dat gebeurt in dit scenario 4.350 uur per jaar.

Figuur 15 – Netbelasting duerkromme voor scenario met snelle elektrificatie



# 4 Hoe komt de SHIFT-prijs tot stand?

## 4.1 Hoe worden uurlijkse SHIFT-prijzen gevormd?

De SHIFT-marktvorming, zoals beschreven in Paragraaf 1.3, vormt een uurlijkse SHIFT-prijs voor de transportrechten (hierna SHIFT-prijs). De SHIFT-prijs voor transportrecht wordt bepaald door de prijzen van de bronnen die worden ingeschakeld, of als er een tekort aan transportcapaciteit is, de kosten van vraagvervanging of afschakeling. De grootte van het vaste netbudget speelt echter geen rol in het bepalen van de SHIFT-prijs aangezien het elektrische verbruiksprofiel niet afhankelijk is van het vaste netbudget. Wel heeft het vaste netbudget een impact op de hoeveelheid verhandelde rechten en dus de uiteindelijke kosten voor een aangeslotene, waar dieper op ingegaan wordt in Hoofdstuk 5.

Tekstkader 3

### **Uurlijkse SHIFT-prijzen gelijk bij 40 en 60% vast netbudget**

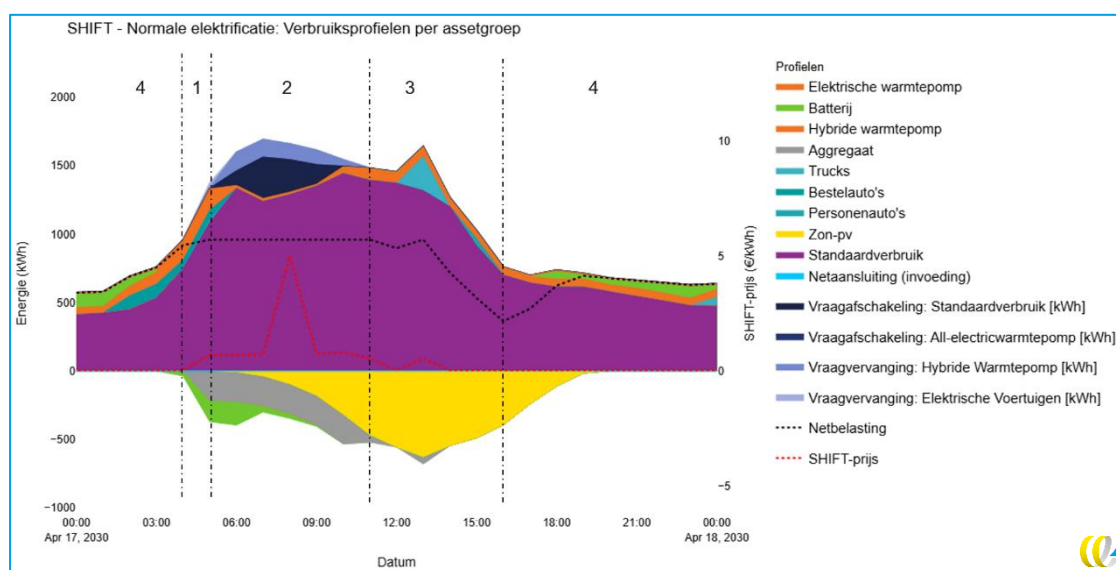
In deze analyse zijn de uurlijkse SHIFT-prijzen gelijk bij 40 en 60% vast netbudget. Dit komt doordat partijen hun vaste netbudget kunnen verkopen en extra kunnen inkopen voor dezelfde prijs. De optimalisatie van de energiestromen is dus gebaseerd op de netcapaciteit en de vraag- en aanbodcurve van alle assets van de bedrijven én de beschikbare netcapaciteit. De prijsvorming is daarom onafhankelijk van de hoeveelheid vast netbudget per bedrijf. Wel beïnvloedt het vaste netbudget hoeveel rechten een bedrijf kan inkopen of verkopen per moment en daarmee dus de SHIFT-kosten en -inkomsten.

Om te begrijpen hoe de SHIFT-prijs verandert gedurende de dag is in Figuur 16 een typische lentedag weergegeven. Op deze lentedag start de eerste bedrijfsvoering vanaf 04:00 uur 's ochtends, te zien aan het stijgende standaardverbruik. Ook laat het vermindere standaardverbruik zien dat de werkdag rond 17:00 uur eindigt. Gedurende de werkdag wordt het stroomnet maximaal benut en wordt zowel vraagvervanging als vraagafschakeling geobserveerd. Deze lentedag kan in vier verschillende segmenten verdeeld worden op basis van de SHIFT-prijs:

1. Tussen 04:00 en 05:00 uur worden de batterijen en het aggregaat ingezet om de elektriciteitsvraag boven de netcapaciteit op te vangen. In dit tijdsbestek wordt is

- er voldoende flexibele capaciteit aanwezig om in alle vraag te voorzien. Ook zien we de inzet van deze middelen terug in de SHIFT-prijs, die op dit moment 0,53 €/kW per uur bedraagt, de kosten voor het inzetten van het aggregaat.
2. Vanaf 05:00 tot 11:00 uur stijgt zowel de elektriciteitsvraag, raakt de opgeslagen capaciteit van de batterijen op en is er nog heel weinig opwek uit zon-pv. Door dit samenspel moeten er meerdere bedrijven afgeschakeld worden en vraag van hybride warmtepompen vervangen worden, wat resulteert in een SHIFT-prijs van 4,97 €/kW.
  3. Tussen 11:00 tot 16:00 uur stijgt de productie van met zon-pv en alle bedrijven voorzien worden van hun elektriciteitsvraag. Om 13:00 uur is er nog een moment dat het aggregaat moet bijspringen om de korte piek in vraag te voorzien. Vanaf 13:00 uur slinkt de elektriciteitsvraag. Om 16:00 uur is de vraag zover geslonken en is er nog genoeg zon-pv zodat het net minimaal belast wordt. Gedurende de momenten dat er voldoende netcapaciteit is reflecteert de SHIFT-prijs dat met een prijs van 0,0226 €/kW. Tijdens de korte piek, wanneer het aggregaat moet bijspringen, is er ook een korte piek in de SHIFT-prijs naar 0,53 €/kW.
  4. Vanaf 16:00 uur is er voldoende netcapaciteit beschikbaar om in alle vraag te voorzien. Hierdoor wordt de SHIFT-prijs 0,0226 €/kW, de prijs die gezet wordt door de netbeheerder. Vanaf dit moment is er ook genoeg ruimte voor de batterijen om op te laden. Ook worden de EV's 's nachts opgeladen voor het gebruik op de volgende werkdag.

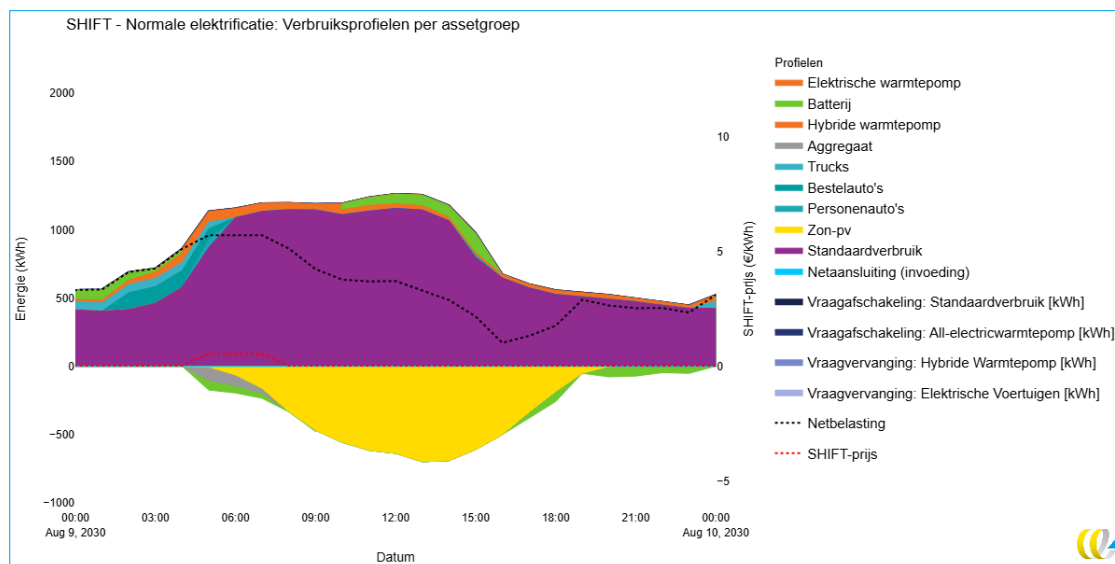
Figuur 16 – Het elektriciteitsverbruik op een lentedag geaggregeerd per asset op het bedrijventerrein met de marktprijs



Deze lentedag kan vergeleken worden met een doorsnee zomerdag, zoals weergegeven in Figuur 17. De grote verschillen tussen deze twee dagen zijn de veel grotere hoeveelheid zon-pv en veel kleinere hoeveelheid elektriciteitsvraag door warmtepompen. Overdag is er zelfs zoveel zon-pv beschikbaar dat de batterijen ook 's middags kunnen opladen met het overschot aan zonne-energie.

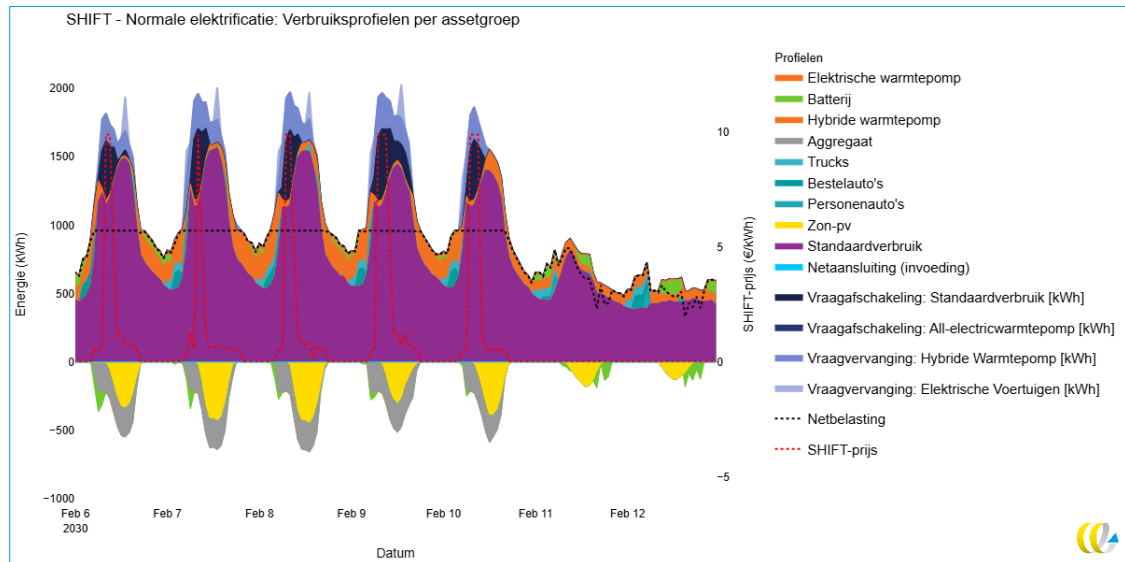
Wat teruggezien kan worden is het blok tussen 05:00 en 07:00 uur waar de elektriciteitsvraag aangevuld moet worden door de batterijen en het aggregaat. Deze flexibele assets zijn voldoende om in de vraag te kunnen voorzien. Hierdoor komt de SHIFT-prijs uit op 0,53 €/kW.

Figuur 17 – Het elektriciteitsverbruik op een zomerdag geaggregeerd per asset op het bedrijventerrein met de marktprijs



In Figuur 18 wordt het vervolg van de week van de winterdag getoond. Op alle werkdagen zien we het patroon van de winterdag zich herhalen met hoge SHIFT-prijzen gedurende de opstart van de dag en veel vraagafschakeling en vraagvervanging over de dag heen. In het weekend is er significant minder vraag en wordt er ook geen vraagafschakeling, vraagvervanging of inzet van het aggregaat gezien.

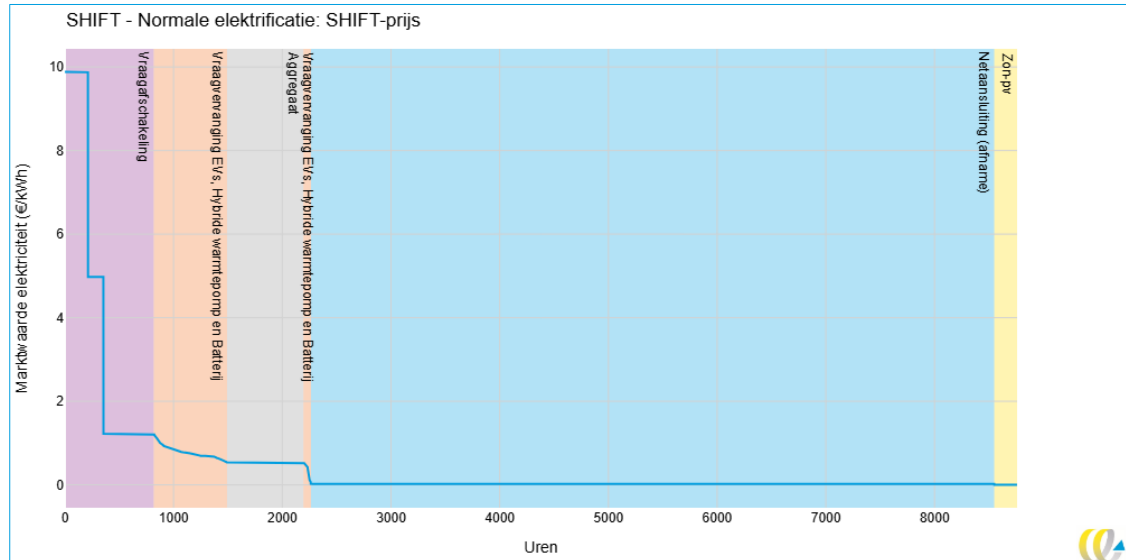
Figuur 18 – Het elektriciteitsverbruik gedurende een winterweek geaggregeerd per asset op het bedrijventerrein met de marktprijs



## 4.2 Wat zijn de prijzen gedurende het jaar?

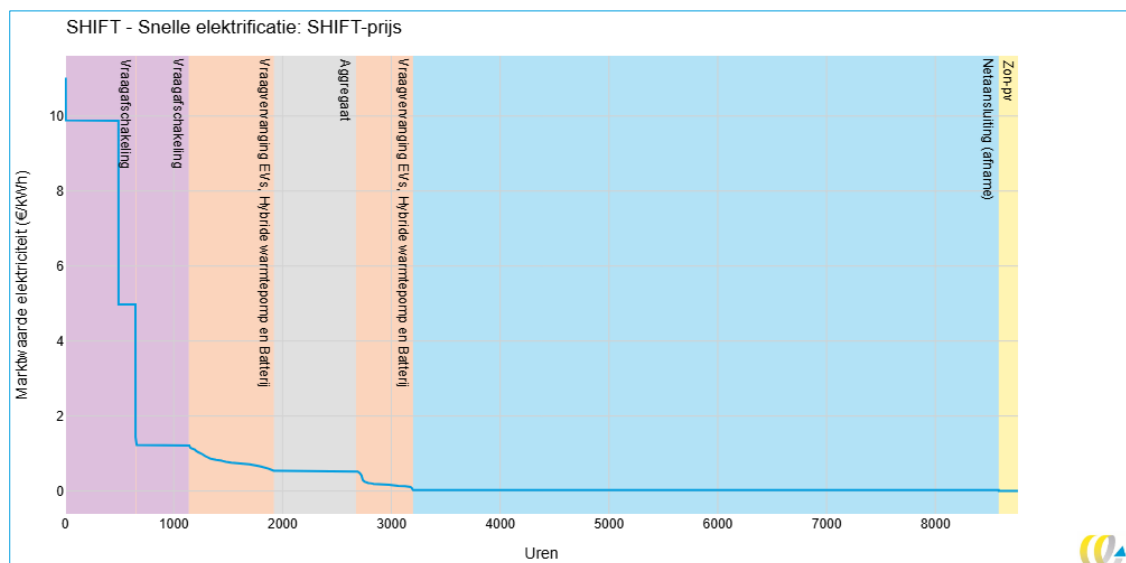
Om een beter beeld te krijgen van hoe de SHIFT-prijs zich over een jaar vormt is in Figuur 19 de jaarduurkromme van de SHIFT-prijs weergegeven voor het normale elektrificatiescenario. Aan de linkerkant van de figuur zijn de hoogste prijzen, geassocieerd met vraagafschakeling, zichtbaar met als hoogst geobserveerde prijs 9,88 €/kW per uur. Aan de rechterkant staan de laagste prijzen, komend uit een overschot aan zonne-energie met een prijs van 0,00 €/kW. Over het gehele jaar is de gemiddelde SHIFT-prijs 0,508 €/kW. De SHIFT-prijs wordt 74% van de uren bepaald door het aanbod van de netbeheerder of zon-pv. De SHIFT-prijs ontstaat 9% van de uren door vraagafschakeling. De mediaan is de prijs waarvoor de netbeheerder de resterende netcapaciteit verkoopt (0,02 €/kW per uur).

Figuur 19 – De jaarduurkromme van de SHIFT-prijs voor het normale elektrificatiescenario, met op de achtergrond de prijsbepalende assets



In Figuur 20 is de jaarduurkromme van de SHIFT-prijs weergegeven voor het snelle elektrificatiescenario. In het snelle elektrificatiescenario is de hoogst geobserveerde prijs 10,99 €/kW per uur, de laagste een prijs van 0,00 €/kW, en de gemiddelde SHIFT-prijs 0,858 €/kW. De SHIFT-prijs wordt bij 63% van de uren bepaald door het aanbod van de netbeheerder of zon-pv en de SHIFT-prijs, en 13% van de uren door vraagafschakeling. De mediaan is de prijs waarvoor de netbeheerder de resterende netcapaciteit verkoopt (0,02 €/kW per uur).

Figuur 20 – De jaarduurkromme van de SHIFT-prijs voor het snelle elektrificatiescenario, met op de achtergrond de prijsbepalende assets



In beide jaarduurkrommes zijn vijf verschillende categorieën te zien die de prijs bepalen:

1. Vraagafschakeling: de SHIFT-prijs stijgt stapsgewijs doordat er stapsgewijs bedrijven worden afgeschakeld die steeds duurdere kosten van afschakeling hebben.
2. Vraagvervanging EVs, hybride warmtepompen en inzet batterij: de prijs verandert dynamisch. Binnen deze categorie wisselen de drie verschillende assets zich vaak af.
3. Aggregaat: het aggregaat wordt ingezet voor de constante leveringsprijs en door de inzet hiervan wordt er aan de elektriciteitsvraag voldaan.
4. Netafname: er is genoeg netcapaciteit beschikbaar om in de elektriciteitsvraag te voorzien.
5. Zon-pv: er is genoeg opwek uit zon-pv om alle in vraag te kunnen voorzien en er wordt ingevoerd aan het net.

In de SHIFT-prijs is duidelijk terug te zien wanneer de netcapaciteit voor het bedrijventerrein bereikt is. Dit zijn de momenten dat de prijs hoger wordt dan het aanbod van de netbeheerder. In het normale elektrificatiescenario geldt dat voor 2.260 uren per jaar en in het snelle elektrificatiescenario voor 3.200 uren per jaar. De genuanceerdere verdeling van de prijsbepalende assets is te vinden in Tabel 5. In deze tabel is ook te zien dat de extra uren met hoge SHIFT-prijs voornamelijk veroorzaakt worden door de EVs en vraagafschakeling.

Tabel 5 – Overzicht van de prijsbepalende assets en het aandeel dat ze hebben in de SHIFT-prijs per jaar

| Prijsbepalende assets                    | Normale elektrificatie |                         | Snelle elektrificatie |                         |
|------------------------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
|                                          | Uren per jaar          | Percentage van het jaar | Uren per jaar         | Percentage van het jaar |
| Zon-pv                                   | 210                    | 2,4%                    | 177                   | 2,0%                    |
| Netaansluiting (afname)                  | 6.286                  | 71,8%                   | 5.383                 | 61,4%                   |
| Aggregaat                                | 703                    | 8,0%                    | 753                   | 8,6%                    |
| Batterij                                 | 16                     | 0,2%                    | 45                    | 0,5%                    |
| Elektrische voertuigen - vraagvervanging | 216                    | 2,5%                    | 725                   | 8,3%                    |
| Hybride warmtepomp - vraagvervanging     | 511                    | 5,8%                    | 545                   | 6,2%                    |
| Standaardverbruik - vraagafschakeling    | 818                    | 9,3%                    | 1.132                 | 12,9%                   |

# 5 Wat is de impact op kosten voor klanten en netbeheerder?

Via SHIFT worden additionele partijen toegelaten op het elektriciteitsnet. Vervolgens wordt vrije netcapaciteit verhandeld, ingekocht door partijen die meer transport nodig hebben en verkocht door partijen die minder transportrecht nodig hebben. In dit hoofdstuk onderzoeken we de transportkosten per bedrijf, oftewel voor hun reguliere nettarieven, de transportrechten die zij additioneel inkopen boven het netbudget voor hun bedrijfsvoering én de verkoop van vast netbudget op momenten dat zij het zelf niet nodig hebben of kiezen voor verkoop van hun netbudget.

## 5.1 Wat zijn de jaarlijkse kosten per klant?

De kosten die aangesloten bedrijven hebben aan het netgebruik in de SHIFT-scenario's bestaan uit twee componenten:

- De netbeheerkosten voor: vastrecht, het kW max-tarief, kW-gecontracteerde tarief, kWh-tarief en de periodieke aansluitvergoeding. Deze kosten worden berekend over het verbruik binnen het vaste netbudget van de aangeslotenen. We hanteren hiervoor gelijke tarieven in alle scenario's.
- De SHIFT-kosten: de kosten en inkomsten die gemaakt worden om extra vermogen op de SHIFT-markt te (ver)kopen. Deze kosten worden betaald aan de netbeheerder én aan andere aangeslotenen op het bedrijventerrein.

De gemaakte SHIFT-kosten door bedrijven komen tot stand door de marktwerking. De bedrijven bieden zelf in op de waarde die het transport van elektriciteit voor hun bedrijfsvoering heeft. De realisatie van deze bieding leidt tot de kosten die in rekening worden gebracht.

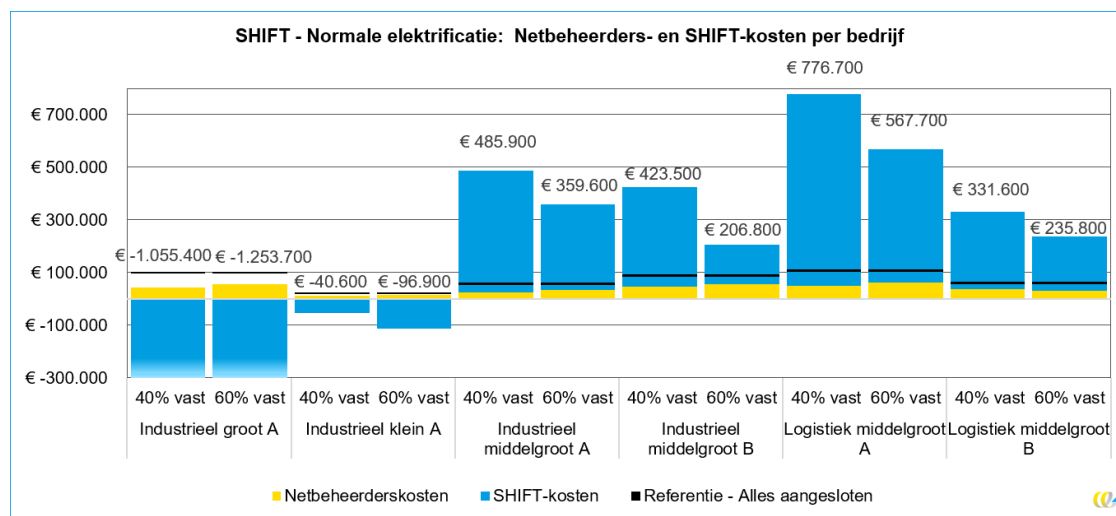
In Figuur 21 worden deze kosten uitgelicht voor zes bedrijven. Tussen de bedrijven is een sterke kostendifferentiatie te zien tussen de SHIFT-markt in vergelijking met de huidige tariefssystematiek, in zwart zijn de netkosten opgenomen bij een volledig GTV met de

huidige nettarietstructuur. De totale netkosten bij SHIFT verschillen sterk, van grote SHIFT-inkomsten tot aan significant hogere kosten.

- Industrieel groot A levert veel elektriciteit met een aggregaat en past daarnaast vraagafschakeling toe op momenten dat netcapaciteit zeer schaars is, het verkoopt dan SHIFT-rechten aan andere bedrijven. Over het hele jaar kent het bedrijf daardoor SHIFT-inkomsten (negatieve kosten).
- Industrieel klein A kent relatief lage economisch toegevoegde waarde per MWh, dit bedrijf kiest snel om haar productieproces stop te zetten of te reduceren. Omdat het dan minder produceert, kan het SHIFT-rechten verkopen. Over het hele jaar kent het bedrijf daardoor SHIFT-inkomsten (negatieve kosten).
- De overige vier bedrijven dienen veel SHIFT-rechten in te kopen, ook op dure momenten. Hiermee maken ze wel bedrijfsvoering mogelijk die in de referentie voor 55% van de bedrijven niet mogelijk is, zij zouden op de wachtlijst blijven staan. De netkosten nemen toe, maar daardoor blijft hun bedrijfsvoering wel mogelijk.
- Industrieel middelgroot B en Logistiek middelgroot B hebben beiden een batterij. Zij zijn vergelijkbaar in grootte met Industrieel middelgroot A en Logistiek middelgroot A. Echter hebben ze door inzet van de batterij significant lagere SHIFT-kosten.

Aan de hand van deze selectie aan bedrijven kan het effect van de actoren op de SHIFT-markt en de vorming van de kostendifferentie verder toegelicht worden, zoals gedaan in Paragraaf 5.1.1 tot 5.1.4. De kosten voor alle bedrijven zijn opgenomen in Bijlage D.2.

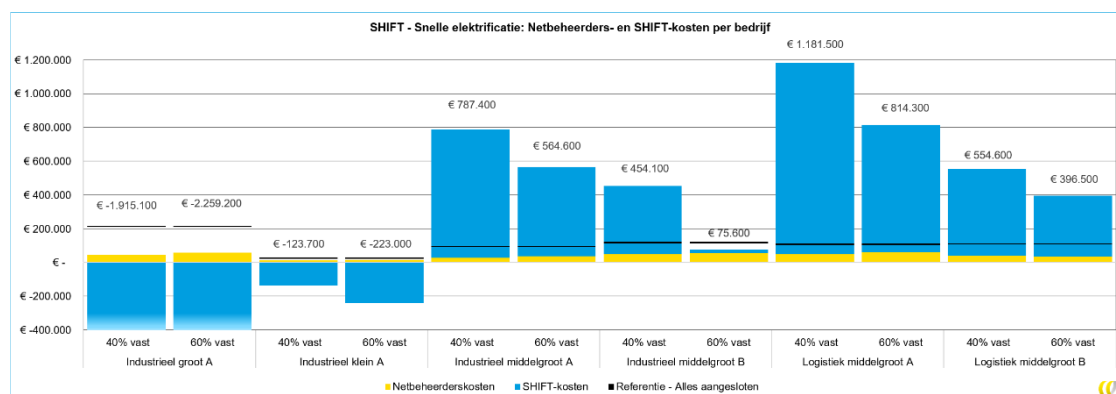
Figuur 21 – De netbeheerderskosten en SHIFT-kosten voor zes bedrijven op het bedrijventerrein in het SHIFT - Normale elektrificatiescenario. De kosten zijn weergegeven voor zowel het 40 en 60% vast netbudget. De zwarte lijnen geven de kosten per bedrijf weer uit het alles aangesloten referentiescenario.



Het snelle elektrificatiescenario wordt gekarakteriseerd door meer elektriciteitsvraag en meer vraagvervanging en -afschakeling. In Figuur 22 staan voor het snelle elektrificatiescenario dezelfde zes bedrijven als in Figuur 21 de netbeheerders- en SHIFT-kosten opgenomen. De figuur laat zien dat voor alle bedrijven met netto SHIFT-kosten de kosten stijgen door de competitievere SHIFT-markt. Deze kostenstijging geldt voor beide scenario's van het vaste netbudget. Hier is echter één uitzondering op, Industrieel middelgroot B in het 60% vast netbudgetscenario. Voor dit bedrijf verminderen de kosten juist. Dit bedrijf heeft lage kosten van afschakeling en wordt in het snelle elektrificatiescenario vaker afgeschakeld dan in het normale elektrificatiescenario. Door deze afschakeling maakt het bedrijf minder SHIFT-kosten. In de 60% vast netbudget-casus levert dit het bedrijf dus een vermindering in SHIFT-kosten op.

Daarnaast zien we ook dat de bedrijven die al SHIFT-inkomsten hadden in het normale elektrificatiescenario een groei in verdiensten zien. Deze bedrijven worden vaker afgeschakeld dan in het normale elektrificatiescenario en tegen een doorgaans hogere prijs.

Figuur 22 – De netbeheerderskosten en SHIFT-kosten voor zes bedrijven op het bedrijventerrein in het SHIFT - Snelle elektrificatiescenario. De kosten zijn weergegeven voor zowel het 40 en 60% vast netbudget. De zwarte lijnen geven de kosten weer per bedrijf uit het alles aangesloten referentiescenario.



### 5.1.1 Hoe verschillen de SHIFT-kosten per bedrijf?

In Figuur 21 worden onder andere de kosten tussen het verbruik onder het SHIFT-markt-mechanisme en het verbruik uit het alles aangesloten referentiescenario vergeleken. We zien dat in SHIFT de kosten per bedrijf significant verschillen, er vindt een sterke verschuiving plaats ten opzichte van de reguliere nettarieven (weergegeven in de zwarte lijn).

Voor bedrijven die een stijging in de kosten ervaren ligt de stijging tussen de 240% (Industrieel middelgroot B, 60% vast) en 930% (Industrieel middelgroot A, 40% vast) hogere kosten ten opzichte van reguliere nettarieven. Deze partijen kopen veel SHIFT-rechten in om in hun energievraag te voorzien. Voor de bedrijven met SHIFT-winsten ligt de stijging tussen de 230% (Industrieel klein A, 40% vast) en 1.300% (Industrieel groot A,

60% vast) ten opzichte van reguliere nettariëfssystematiek. Dit komt voornamelijk doordat deze bedrijven veel afschakelen of beschikken over een aggregaat, wat verder toegelicht wordt in Paragraaf 5.1.2.

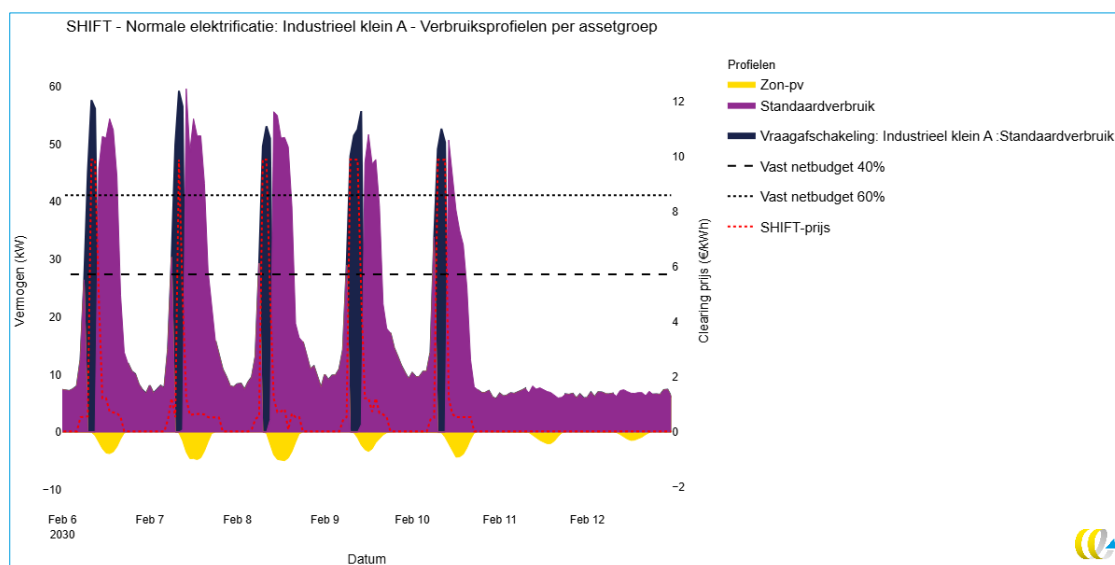
Hoeveel de kosten stijgen, en of een bedrijf juist winst kan maken op de SHIFT-markt is afhankelijk van het vaste netbudget, type bedrijfsvoering, groei in elektriciteitsvraag ten opzichte van het huidige GTV en de beschikbaarheid van flexibele assets.

## 5.1.2 Hoe komen bedrijven tot SHIFT-inkomsten?

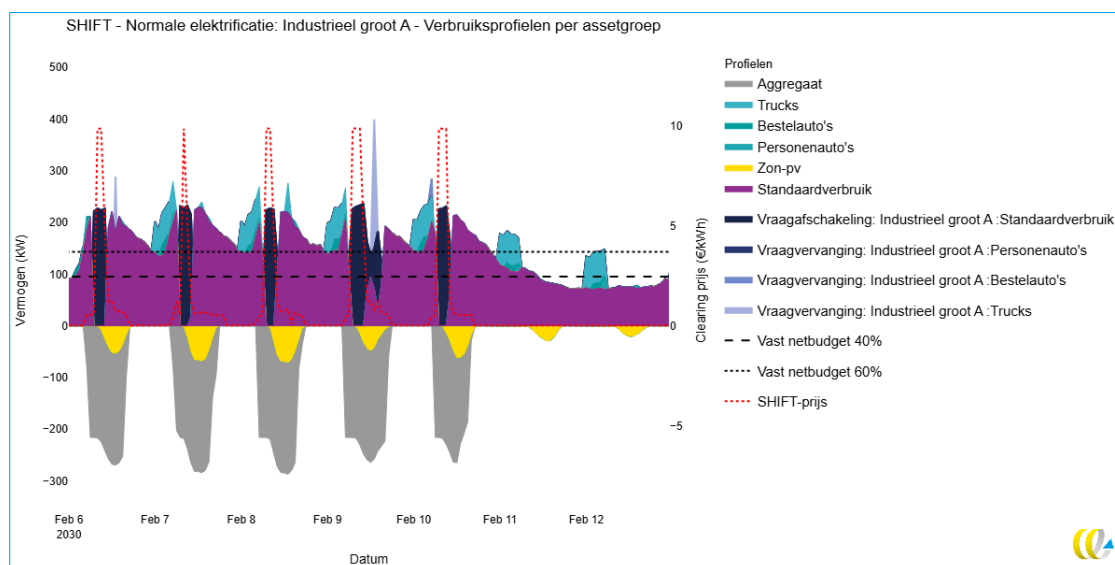
In Figuur 21 zijn er twee bedrijven met SHIFT-inkomsten: Industrieel klein A en Industrieel groot A. Zoals ook geobserveerd bij Figuur 8, verkopen deze twee bedrijven netto rechten op de SHIFT-markt. In deze paragraaf brengen we in kaart hoe deze bedrijven SHIFT-inkomsten genereren en wat dit betekent voor hun elektriciteitsverbruik.

In Figuur 23 en Figuur 24 wordt voor beide bedrijven het gedrag in een winterweek getoond. Hier kunnen twee elementen gezien worden die bijdragen aan de SHIFT-inkomsten. De eerste is dat Industrieel klein A en Industrieel groot A de goedkoopste kosten van afschakeling hebben en daardoor ook als eerste zullen kiezen om vraag af te schakelen. Bedrijven worden daarvoor dan wel gecompenseerd, zij krijgen immers SHIFT-inkomsten omdat zij netbudget verkopen. Op sommige momenten krijgen partijen een hogere vergoeding dan hun kosten, en kunnen ze nettowinst maken door verkoop van SHIFT-rechten. Het tweede element is het aggregaat dat Industrieel groot A heeft geplaatst. Dit aggregaat verkoopt alleen als de waarde van de elektriciteit hoog genoeg is om de kosten ervan te verantwoorden.

Figuur 23 – Het verbruik van bedrijf Industrieel klein A in een typische winterweek



Figuur 24 – Het verbruik van bedrijf Industrieel groot A in een typische winterweek



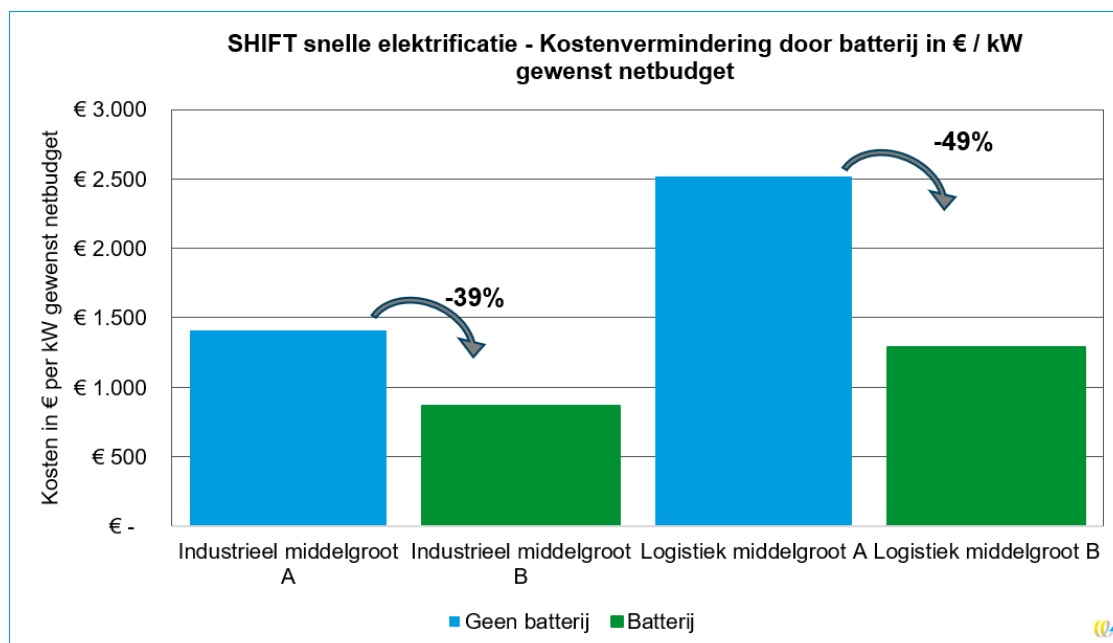
### 5.1.3 Wat is effect van batterij op SHIFT-kosten?

In de SHIFT-doorrekening is aangenomen dat bij twee bedrijven een batterij geplaatst is: Industrieel middelgroot B en Logistiek middelgroot B. Door bedrijven in dezelfde sector met batterij en zonder batterij te vergelijken, is het mogelijk iets te zeggen over het effect van een batterij op de SHIFT-kosten.

In het normale elektrificatiescenario hebben de bedrijven Industrieel middelgroot A en B een gewenst GTV van 214 en 417 kW respectievelijk. De kosten voor beide bedrijven reflecteren dit echt niet. Met 40% vast netbudget heeft Industrieel middelgroot A € 485.900 aan kosten terwijl Industrieel middelgroot B slechts € 423.500 aan kosten heeft, ondanks een piekvermogen dat 195% hoger is.

Om het effect van de batterijen te kwantificeren, vergelijken we de bedrijven Industrieel middelgroot A en B en Logistiek middelgroot A en B in het snelle elektrificatiescenario. In dat scenario liggen de gewenste netbudgetten dicht bij elkaar, namelijk 558 en 524 kW voor de industriële bedrijven, en 470 en 431 kW voor de logistieke bedrijven. Voor beiden sectoren hebben de bedrijven B een batterij. Onder deze vergelijkbare gewenste netbudgetten kunnen de kosten voor de bedrijven met batterij en zonder batterij vergeleken worden. Voor deze vergelijking worden de kosten uitgedrukt in €/kW (gewenst netbudget). De resultaten van deze vergelijking zijn getoond in Figuur 25 en laten een sterke kostenreductie zien in het geval er een batterij aanwezig is: 39% voor de industriële bedrijven, en 49% voor de logistieke bedrijven.

Figuur 25 – Vergelijking van kosten tussen bedrijven met en bedrijven zonder batterij in het snelle elektrificatiescenario met 40% vast netbudget. Bedrijven Industrieel middelgroot B en Logistiek middelgroot B hebben een batterij.



### 5.1.4 Wat is het effect van aggregaat op SHIFT-kosten?

Bedrijf Industrieel groot A heeft hoge SHIFT-inkomsten, deels doordat het de opgewekte stroom door het aggregaat kan verkopen op de SHIFT-markt. De extra verdiensten aan het aggregaat moeten wel afgezet worden tegen de kosten voor het opereren van het aggregaat. Daar wordt in deze paragraaf verder naar gekeken. Een businesscaseanalyse is buiten scope van deze studie, hiervoor zouden meerdere zichtjaren doorgerekend moeten worden en veel casusspecifieke informatie vastgesteld moeten worden.

Het aggregaat dat is aangesloten bij het bedrijf Industrieel groot A en heeft een vermogen van 217 kW. Voor deze aggregaat worden de operationele kosten (verbruikte diesel \* waarde van de diesel) met de baten van het aggregaat (geleverde elektriciteit \* waarde van de elektriciteit) vergeleken.

De kosten en baten zijn opgenomen in Tabel 6. In deze tabel is voor beide elektrificatiescenario's een winst door het aggregaat te zien, wat makkelijk verklaarbaar is doordat het aggregaat pas ingezet wordt als het opwekken van stroom geld op gaat leveren. Ook zien we wel een significante kostenpost door het opereren van het aggregaat. In het normale elektrificatiescenario betekent dit een reductie van 17-21% in de winsten die gemaakt zijn op de SHIFT-markt. In de kosten voor het aggregaat zijn de aanschaf en het onderhoud van het aggregaat niet meegenomen. Tussen het normale en snelle elektrificatiescenario groeien de kosten van het aggregaat met 38% en de baten met 73%. Deze hogere groei in baten impliceert dat de waarde van de elektriciteit die het aggregaat produceert hoger

wordt in het snelle elektrificatiescenario. Deze observatie is consistent met de trend die we zien in de SHIFT-prijs.

Tabel 6 – De kosten en baten van het aggregaat

| Scenario               | Kosten aggregaat | Baten aggregaat | Winst door aggregaat |
|------------------------|------------------|-----------------|----------------------|
| Normale elektrificatie | € 221.000        | € 889.000       | € 668.000            |
| Snelle elektrificatie  | € 306.000        | € 1.538.000     | € 1.233.000          |

## 5.2 Inkomsten van de netbeheerder

De netbeheerder brengt voor het vaste netbudget, volgens onze aannames, de normale tarieven in rekening. Deze tariefstelling is gebaseerd op de huidige tariefstructuur, met de verwachte groei van de netkosten. De overige inkomsten bestaan uit de SHIFT-inkomsten. Het uitgangspunt van SHIFT is dat de netbeheerinkomsten gelijk blijven: geen additionele winst, maar wel kostendekkend voor de benodigde netbeheerkosten. De inkomsten zijn gereguleerd en zullen altijd gestaafd worden met de daadwerkelijke kosten door de ACM als toezichthouder. Hoe de SHIFT-inkomsten landen binnen de kosten- en tariefsystematiek maakt geen onderdeel uit van deze studie.

De SHIFT-inkomsten van de netbeheerder worden bepaald door de hoeveelheid rest-capaciteit die de netbeheerder inbrengt, en de uurlijkse prijs. In het scenario met 40% netbudget heeft de netbeheerder 0,35 MW om aan te bieden, bij een 60% vast netbudget slechts 0,04 MW van de in totaal 0,96 MW netcapaciteit. Bij een hoger vast netbudget hoeven er logischerwijs minder rechten ingekocht te worden, waardoor ook de netbeheerdersinkomsten lager uitvallen.

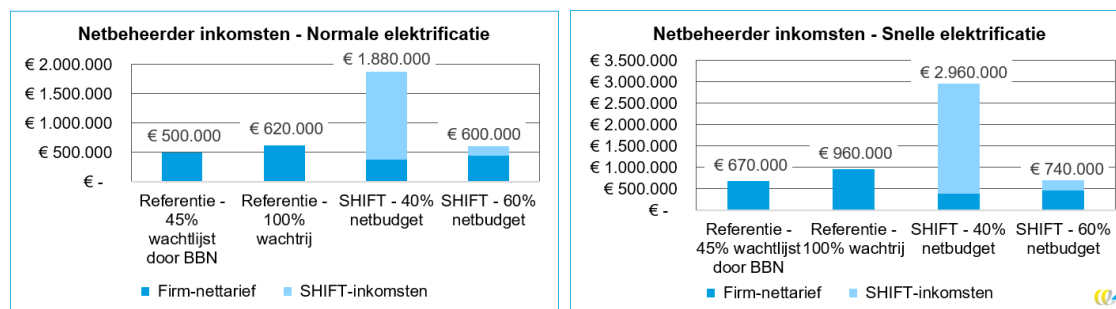
De netbeheerder verkoopt deze vrije netcapaciteit altijd. Dus ook bij zeer hoge prijzen waarbij er onvoldoende netcapaciteit beschikbaar is, en bijvoorbeeld vraagafschakeling nodig is. Dit betekent dus dat een krappere netcapaciteit leidt tot hogere prijzen (ook meer vraagafschakeling) en hogere inkomsten bij de netbeheerder. Een netverzwaring leidt dan ook tot lagere prijzen én minder inkomsten bij de netbeheerder. Als er minder vast netbudget is, heeft de netbeheerder zelf meer vrij netcapaciteit en krijgt het meer vergoeding. Daarbij geldt er dus een perverse prikkel voor de netbeheerder: netverzwaring leidt tot lagere inkomsten.

De resultaten van de totale netbeheerdersinkomsten zijn opgenomen in Figuur 26. De nettatariefinkomsten bij firm-nettarieven zijn € 500.000 in het normale elektrificatiescenario en € 670.000 in het snelle elektrificatiescenario, de groei in elektriciteitsvraag is groter dus meer GTV-aanvragen waarvan een gedeelte aangesloten is. Als 100% van de wachtrij aangesloten zou kunnen worden stijgen de nettatariefinkomsten logischerwijs verder.

In de situatie van normale elektrificatie zien we dat er minder vaste netinkomsten (firm-nettarief) zijn voor de netbeheerder, logisch want de nettarieven worden voor 40 of 60% in rekening gebracht, gekoppeld aan het netbudget. Bij een netbudget van 40% heeft de netbeheerder veel vrij netcapaciteit dat aangeboden kan worden, dat betekent dat er hoge SHIFT-inkomsten gegenereerd kunnen worden door het verhandelen van rechten. Daarnaast is 26% van de tijd de SHIFT-prijs hoger dan het aanbod van de netbeheerder. Daarmee nemen de totale netbeheerinkomsten voor dit ene bedrijventerrein toe tot € 1,8 miljoen. Bij een 60% netbudget heeft de netbeheerder veel minder vrij netcapaciteit. De vaste nettariëfinkomsten zijn hoger dan bij 40% vast netbudget, maar de SHIFT-inkomsten zijn zeer beperkt. Hierdoor zijn de totale inkomsten € 600.000. Dit is ongeveer gelijk aan de inkomsten bij het 100% aansluiten van de wachtrij met firm-nettarieven.

Bij het snelle elektrificatiescenario zien we dat de totale inkomsten bij 40% netbudget ook sterk stijgen. De SHIFT-prijzen zijn significant hoger dan bij het normale elektrificatiescenario. De netbeheerdersinkomsten stijgen daardoor naar bijna € 3 miljoen. De inkomsten bij 60% zijn dan weer lager, opnieuw zien we hoge firm-nettariëfinkomsten dan bij 40%, maar zeer beperkte SHIFT-inkomsten.

Figuur 26 – Totale netbeheerderinkomsten voor één jaar met referentie en SHIFT



Binnen de wet- en regelgeving zal de netbeheerder haar daadwerkelijke kosten terugverdienen. Hoe de SHIFT-baten (eventueel lager of hoger dan reguliere nettarieven) onderdeel worden van deze systematiek valt buiten de scope van deze studie. De SHIFT-baten zouden kunnen leiden tot lagere nettarieven, maar het lijkt nu alsof de inkomsten zo significant stijgen dat ze groter zijn dan de hoogte van de firm-nettarieven. De SHIFT-baten zijn daarnaast meer situatieafhankelijk, bijvoorbeeld door netverzwaring. De resultaten van dit ene bedrijventerrein zijn daarom niet representatief voor heel Nederland, of voor de situatie enkele jaren eerder of later.

# 6 Conclusies en aanbevelingen

## 6.1 Wat is het effect van SHIFT?

**SHIFT maakt het mogelijk om binnen de huidige infrastructuur aan de extra verwachte elektriciteitsvraag te voldoen, mits bedrijven flexibiliteit inzetten.** In de referentie wordt door de maatregelen van de netbeheerder 45% van de wachtrij mogelijk gemaakt. Daardoor kan 22 of 27% van de gewenste elektriciteitsvraag niet gerealiseerd worden op het voorbeeld-bedrijventerrein. Met SHIFT wordt 100% van de wachtrij toegelaten op het net. In het normale elektrificatiescenario is in SHIFT 3% vraagvervanging, en 3% vraagafschakeling vereist. Vraagvervanging omvat het overschakelen op gas door de hybride warmtepompen en het extern laden van voertuigen. Door de sterke groei bij snelle elektrificatie is er veel meer vraagvervanging, ongeveer 60% van alle laadvraag dient extern tegen een hogere prijs te worden voorzien. De extra mogelijke elektriciteitsvraag op het bedrijventerrein door SHIFT neemt hierdoor af. Bij een zeer schaarse netcapaciteit vindt er vraagafschakeling plaats. De SHIFT-prijs wordt dan zo hoog dat het voor partijen aantrekkelijker wordt om geen stroom af te nemen en niet te produceren. 5% van de elektriciteitsvraag in SHIFT wordt voorzien door een back-upaggregaat die in de referentie nauwelijks gebruikt wordt. Zonder deze back-upaggregaat zou er in SHIFT minder elektriciteitsvraag voorzien kunnen worden.

**Door SHIFT wordt de infrastructuur beter benut door de piekbelasting te beperken terwijl de gemiddelde netbelasting stijgt.** In de referentie met het aansluiten van 45% van de wachtrij neemt de netbelasting toe tot 1.580 kW (normale elektrificatie) en 2.190 kW (snelle elektrificatie). In SHIFT blijft de netbelasting beperkt tot 960 kW, gebaseerd op de toegekende netcapaciteit.

**SHIFT-prijzen worden bepaald door aanwezigheid van flexibiliteit, lokale netcapaciteit en prijzen van vraagafschakeling.** De uurlijkse prijzen zijn opgebouwd uit de prijs van verschillende bronnen:

- Als er voldoende netcapaciteit is zijn de prijzen laag en worden die bepaald door de prijs van resterend netcapaciteit bij de netbeheerder (0,02 €/kW per uur). Deze prijs komt bij 70% van de uren voor in het normale elektrificatiescenario en 60% in het snelle elektrificatiescenario.

- Als de netcapaciteit onvoldoende is bepalen flexibele bronnen de prijs: de laadkosten van de batterij en kosten voor het uitstellen van de laadsessie (0,1 tot 1 €/kWh) of de productiekosten van het aggregaat (0,5 €/kWh). Dit komt bij 16% voor in het normale elektrificatiescenario en bij 23% in het snelle elektrificatiescenario.
- Als de flexibiliteitsbronnen ook onvoldoende zijn, moet elektriciteitsvraag vervangen worden of afgeschakeld. De prijzen lopen dan op van 1,2 tot 10 €/kWh. Partijen krijgen via SHIFT dus de gewenste vergoeding om niet te produceren. Dit omvat 9% van de uren bij normale elektrificatie en 13% bij snelle elektrificatie.

### **SHIFT leidt tot grotere verschillen in kosten per bedrijf voor gebruik van het net.**

Door SHIFT ontstaat een grotere spreiding in totale netkosten. Partijen met veel resterend netbudget, flexibele apparaten of de mogelijkheid om tegen lage kosten elektriciteitsvraag af te schakelen, kunnen SHIFT-netbudget verkopen. Deze klanten krijgen dus inkomsten voor hun flexibiliteit: we zien dat partijen met een batterij tot 50% lagere SHIFT-kosten betalen, en ook productie met een aggregaat leidt tot significante netto-inkomsten. Partijen die sterk elektrificeren, zoals de logistieke sector, kopen veel SHIFT-budget in en betalen daarvoor de prijs. Zij zullen significant meer betalen dan in een referentie met regulier transportvermogen. Daar staat tegenover dat SHIFT de groei van elektriciteitsvraag wel mogelijk kan maken. Bij een 40% vast netbudget zijn de kostenverschillen tussen bedrijven groter dan bij 60% vast netbudget. Bij 40% dienen bedrijven meer netbudget in te kopen om in hun energievraag te voorzien, of kunnen bedrijven dus meer verkopen die bijvoorbeeld een lage energievraag, flexibele energievraag of aggregaat hebben. Een hoger netbudget (60%) biedt meer zekerheid en minder grote verschillen in jaarlijkse kosten, maar vermindert de prikkel tot flexibiliteit. Een lager netbudget (40%) leidt tot meer marktinteractie, maar verhoogt kosten en risico's voor bedrijven.

**Netbeheerderinkomsten hangen sterk af van de ontwerpkeuze van vast netbudget én worden volatieler.** De netbeheerder verkoopt op de SHIFT-markt de resterende netcapaciteit die overblijft naast het vaste netbudget. De netbeheerder krijgt daardoor ook SHIFT-inkomsten, naast de reguliere nettarieven die in rekening gebracht worden voor het vaste netbudget. Bij een 40% netbudget is er meer resterend netbudget, waardoor de jaarlijkse inkomsten van de netbeheerder sterk toenemen ten opzichte van de referentie. Bij een 60% netbudget is er zeer weinig resterend netbudget, waardoor de SHIFT-inkomsten voor de netbeheerder beperkt zijn. Voor de effecten op de totale inkomsten van de netbeheerder is een veel bredere en nationale analyse nodig. Deze verkenning leert ons dat de hoeveelheid vast netbudget en groei van de elektriciteitsvraag direct invloed heeft op de inkomsten van de netbeheerder. Bij een eventuele implementatie zullen de SHIFT-inkomsten landen binnen de geldende wetgeving. Daarin is geborgd dat de netbeheerder geen bovenmatige winst maakt, maar alleen de kosten gedekt worden. Hoe SHIFT effect heeft op de baten of tarieven van klanten is gebaseerd op één casus niet te zeggen.

**Effect op investeringszekerheid en gedrag bedrijven onzeker.** Deze studie is een theoretische verkenning. Hoe bedrijven zich exact gaan gedragen is nog onzeker en onbekend. Hetzelfde geldt voor welke invloed SHIFT heeft op de investeringszekerheid: het geeft meer waarde aan flexibiliteit, maar kent ook onzekerheid voor zowel de inkomsten voor flexibiliteit als de reguliere bedrijfsvoering.

## 6.2 Aanbevelingen ontwerp SHIFT

Deze studie is een eerste kwantitatieve analyse van de SHIFT-markt op één bedrijventerrein. Er zijn echter wel al een aantal globale aanbevelingen voor het ontwerp van SHIFT vast te stellen:

- De range van 40 tot 60% netbudget lijkt behoorlijk passend. We zien in het normale elektrificatiescenario rond 2030 dan al veel marktinteractie ontstaan. Dat is wel ook mede afhankelijk van de lokale netcapaciteit. Deze keuze beïnvloedt in sterke mate de kosten voor bedrijven en de inkomsten van de netbeheerder. Bij een hoger vast netbudget hoeft er minder netbudget ingekocht te worden, de prikkel is minder sterk maar daardoor zijn de jaarlijkse totale kosten ook lager.
- Als netcapaciteit klemmend wordt, heeft SHIFT verdergaande consequenties. We zien dat terug bij bijvoorbeeld bedrijven die het goedkoopst kunnen afschakelen, dat heeft echter wel behoorlijke bedrijfsmatige consequenties. Er zal naar verwachting een verantwoord maximum zijn aan 'overplanting' van elektriciteitsvraag, dit kan gereguleerd worden door eventueel een gedeelte van de wachtrij toe te laten.
- Voor een verder ontwerp van SHIFT kan het nuttig zijn om analyses uit te breiden naar meer gebieden, een andere verhouding tussen elektriciteitsvraag en netcapaciteit en andere beschikbaarheid van type en vermogen flexibiliteitsbronnen. In het programma zal daarnaast naar verwachting verder gewerkt worden aan de juridische en organisatorische vormgeving en verwachte gedragsverandering.

## 6.3 Reflectie: Hoe robuust zijn de SHIFT-uitkomsten?

Deze conclusies zijn gebaseerd op de doorrekening van één bedrijventerrein en enkele scenario's over het niveau van elektrificatie en de SHIFT-markt. Op de robuustheid van de conclusies zijn daarom een aantal dingen aan te merken:

- Er is een back-upaggregaat aangenomen bij één bedrijf en twee batterijsystemen. Deze hebben een grote invloed op de energievraag die voorzien kan worden, als op de SHIFT-prijzen. Het aggregaat is bijvoorbeeld verantwoordelijk voor 5% van

de elektriciteitsvraag, waarvan een groot gedeelte anders niet voorzien had kunnen worden. Dit had dan tot veel meer uren met hoge prijzen geleid.

- Grote verschillen in de inzet van flexibiliteit en kosten afhankelijk van snelle of normale elektrificatie laten zien dat de verhouding tussen de elektriciteitsvraag en netcapaciteit bepalend is. De resultaten kunnen dus ook per bedrijventerrein verschillen, en verschuiven door bijvoorbeeld een netverzwaring of vestiging van nieuwe partijen.
- Inkomsten netbeheerder en kosten bedrijven zijn sterk afhankelijk van hoeveelheid vast netbudget, deze studie geeft daarmee mooi inzicht in hoe ontwerpkeuzes de impact van SHIFT vormgeven.
- Biedgedrag van bedrijven is onzeker, zij zullen wellicht soms een hoger bedrag vragen dan aangenomen in deze studie en additionele of andere investeringen doen. SHIFT zal een systeem in ontwikkeling zijn waarbij ook het bedrijventerrein zich ontwikkelt en aanpast aan de nieuwe prikkels.

Deze studie biedt daarmee interessante inzichten over het functioneren van de SHIFT-markt en relatief robuuste resultaten voor dit bedrijventerrein. Het toont echter ook nog dat specifieke ontwerpkeuzes en eigenschappen van het onderzochte gebied grote invloed hebben op de uitkomsten, zowel energetisch als financieel.

# A Methode en aannames

## A.1 SHIFT-marktmodellering met CEnergie

Om de werking van de SHIFT-markt te analyseren, maken we gebruik van het CEnergie-model. CEnergie is een agent-based model dat complexe energiesystemen simuleert, waarbij energieaanbod en -vraag dynamisch op elkaar worden afgestemd. Het model werkt met een eenmalig veilingmechanisme: per uur worden het aanbod en de vraag van alle deelnemers in het netwerk geregistreerd, elk met een eigen prioriteit. Voor afnemers is deze prioriteit uitgedrukt als een willingness-to-pay (de prijs die zij bereid zijn te betalen per kWh), terwijl voor aanbieders de prioriteit wordt bepaald door de willingness-to-sell (de kosten per kWh om energie te leveren). Vervolgens koppelt CEnergie de duurste vraag aan het goedkoopste aanbod, waardoor een optimale verdeling van energiestromen ontstaat. Dit proces zorgt voor een realistische weergave van hoe flexibiliteit in energiesystemen kan worden ontsloten, waarbij elke agent (zoals voertuigen, batterijen of warmtepompen) lokaal beslissingen neemt op basis van prijsinformatie.

In de modellering van de SHIFT-markt passen we dit principe toe door ieder apparaat op het bedrijventerrein een dynamische prijs te laten inbrengen op de lokale markt voor transportvermogen. Elke deelnemer, zoals een elektrisch voertuig, batterij, hybride warmtepomp of aggregaat, bepaalt op basis van zijn eigen economische afwegingen een willingness-to-pay (voor vraag) of willingness-to-sell (voor aanbod). Voorbeeld: een elektrisch voertuig bepaalt de prijs die het bereid is te betalen om op een specifiek moment te laden, gebaseerd op de kosten van uitstel. Door deze prijsinformatie in CEnergie te integreren, ontstaat een lokaal marktmechanisme waarin schaarse netcapaciteit dynamisch wordt toegewezen aan verschillende toepassingen. Op deze manier ontstaat er een marktmechanisme voor de beperkte netcapaciteit en kunnen we realistische prijsvorming modelleren.

### A.1.1 SHIFT-prijs

In de SHIFT-markt wordt de SHIFT-prijs bepaald door de dynamische interactie tussen vraag en aanbod op basis van de ingebrachte biedprijzen. De SHIFT-prijs ontstaat op het moment dat de laagste willingness-to-pay van de vraagkant en de hoogste willingness-to-accept van de aanbodkant elkaar ontmoeten. Wanneer de netcapaciteit wordt overschreden, dat wil zeggen de totale vraag is groter dan de beschikbare netcapaciteit, wordt de SHIFT-prijs bepaald door de marginale vraag: de laagste willingness-to-pay onder de actieve vraagpartijen die nog wel bediend worden. Dit weerspiegelt de prijs die de minst urgente, maar nog wel bediende vraag bereid is te betalen. In situaties waarin er sprake is

voldoende beschikbare netcapaciteit, wordt de SHIFT-prijs juist bepaald door het marginale aanbod: de hoogste willingness-to-sell onder de actieve aanbieders. Op deze manier zorgt het marktmechanisme ervoor dat de prijs de schaarste of overvloed op het net accuraat weerspiegelt.

## A.2 Het gemengde bedrijventerrein

Het bedrijventerrein dat we in deze studie gebruiken om het SHIFT-marktmechanisme te onderzoeken is het 'Gemengde bedrijventerrein – Elektrificatie' zoals opgesteld in [Mkba energiehubs](#).

### A.2.1 Beschrijving bedrijventerrein

Dit archetype betreft een gemengd bedrijventerrein waarbij de verduurzaming voornamelijk wordt gerealiseerd door elektrificatie. Op basis van een ruimtelijke analyse (zie Paragraaf 3.2 van studie over [energiehubs](#)) is een gemiddelde casus van dit archetype opgesteld. De analyse van gemengde bedrijventerreinen is gebaseerd op de IBIS-bedrijventerreinendataset. Deze dataset is aangevuld met informatie over typologie en energieverbruik, CBS-data over woningen en bedrijven, CBS-data over gasaansluitingen, de verrijkte BAG 1.0 van TNO, gegevens over beschikte SDE++-projecten, windturbine-locaties en prognoses van Elaad over elektrisch vervoer.

De resulterende casus betreft een bedrijventerrein die bestaat uit een mix van ondernemingen, variërend van kleine industriële spelers in de voedingsmiddelen- en auto-industrie tot middelgrote logistieke bedrijven en kleinere dienstverleners zoals ingenieurs- en marktonderzoeksbureaus. Deze diversiteit leidt tot verschillende energiebehoeften: industriële bedrijven hebben een relatief hoge elektriciteits- en warmtevraag, terwijl de dienstensector en logistieke bedrijven juist een lagere energievraag hebben.

In de huidige situatie voorzien de bedrijven individueel in hun warmte- en elektriciteitsvraag, vaak met conventionele technieken zoals gasketels. Naar de toekomst toe is een transitie voorzien richting warmtepompen en hybride systemen, waarbij de vraag naar elektriciteit toeneemt. Daarnaast vindt er elektrificatie van mobiliteit plaats.

Het aantal aanwezige bestelauto's (n=66), trucks (n=17) en personenauto's (n=143) is gebaseerd op Elaad-data. De elektrificatie van deze voertuigen verschilt per scenario.

Geleidelijk neemt het aantal geïnstalleerde zonnepanelen toe, tot in 2050 het maximale potentieel van het dakoppervlak benut is. Het ingroeipad van zon-pv is gelijk tussen de referentiesituatie en de energiehub.

Tabel 7 – Overzicht van bedrijven op het bedrijventerrein

| ID | Unieke naam               | Beschrijving aansluiting     | SBI    | Grootte     |
|----|---------------------------|------------------------------|--------|-------------|
|    | Industrieel groot A       | Voedingsmiddelen overig      | C10    | Groot       |
| 2  | Industrieel middelgroot A | Auto-industrie               | C29    | Middelgroot |
| 3  | Industrieel middelgroot B | Meubelfabriek                | C30    | Middelgroot |
| 4  | Industrieel klein A       | Grafische industrie          | C18    | Klein       |
| 5  | Industrieel klein B       | Overige industrie            | C32    | Klein       |
| 6  | Logistiek middelgroot A   | Autohandel                   | G45    | Middelgroot |
| 7  | Logistiek middelgroot B   | Groothandel voeding          | G46    | Middelgroot |
| 8  | Logistiek klein A         | Detailhandel algemeen        | G47    | Klein       |
| 9  | Logistiek klein B         | Detailhandel overige winkels | G47    | Klein       |
| 10 | Logistiek klein C         | Groothandel bloemen          | G46    | Klein       |
| 11 | Logistiek middelgroot C   | Opslag                       | H52    | Middelgroot |
| 12 | Diensten middelgroot A    | Verzekeraars                 | K65    | Middelgroot |
| 13 | Diensten klein A          | Overig financieel            | K66    | Klein       |
| 14 | Diensten middelgroot B    | Overig professioneel         | M74-75 | Middelgroot |
| 15 | Diensten klein B          | Marktonderzoek               | M73    | Klein       |
| 16 | Diensten klein C          | Ingenieursbureau             | M71    | Klein       |
| 17 | Diensten middelgroot C    | Verhuur roerende goederen    | N77    | Middelgroot |
| 18 | Diensten middelgroot D    | Overig zakelijk              | N80-82 | Middelgroot |

## A.2.2 Normale en snelle elektrificatie

Er zijn twee scenario's gedefinieerd voor de groei van elektriciteitsvraag. Historisch zien we geen groei in de elektriciteitsvraag van bedrijfsprocessen; gemiddeld wordt economische groei gedempt door energiebesparing en -efficiëntie.

Tabel 8 – Beschrijving van het elektrificatiescenario

| Scenario               | Toelichting                                                                                                                                                                                                                           |
|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Huidig                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektriciteitsvraag bedrijfsproces blijft gelijk 2025-2050.</li> <li>• Gasketel als warmtevoorziening.</li> </ul>                                                                            |
| Normale elektrificatie | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Warmtetechniek mix van gasketel, hybride- en all-electricwarmtepomp.</li> <li>• Groei elektrische voertuigen in lijn met Elaad-prognose voor 2030.</li> <li>• Ingroei van zon-pv.</li> </ul> |
| Snelle elektrificatie  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hybride- en all-electricwarmtepomp.</li> <li>• Groei elektrische voertuigen in lijn met Elaad-prognose voor 2040.</li> <li>• Ingroei van zon-pv.</li> </ul>                                  |

## A.2.3 Technieken per bedrijf

Per bedrijf is gebaseerd op nationale prognoses de warmtetechniek gekozen. De bedrijven op dit terrein hebben alleen ruimteverwarming, en dus geen proceswarmte. Daarnaast is in Tabel 9 ook het aantal voertuigen opgenomen, de elektrificatie hangt af van het elektrificatiescenario gebaseerd op Elaad-data.

Tabel 9 – Overzicht van technieken per bedrijf

| ID | Warmtetechniek – Normale elektrificatie | Warmtetechniek – Snelle elektrificatie | Aantal trucks | Aantal bestelauto's | Aantal werkauto's | Zon-pv-potentieel (kW) |
|----|-----------------------------------------|----------------------------------------|---------------|---------------------|-------------------|------------------------|
| 1  | Gasketel                                | Hybride warmtepomp                     | 5             | 10                  | 18                | 111                    |
| 2  | Gasketel                                | Hybride warmtepomp                     | 0             | 4                   | 9                 | 56                     |
| 3  | Hybride warmtepomp                      | Hybride warmtepomp                     | 2             | 4                   | 9                 | 56                     |
| 4  | Gasketel                                | Luchtwarmtepomp                        | 1             | 3                   | 3                 | 19                     |
| 5  | Gasketel                                | Luchtwarmtepomp                        | 1             | 3                   | 3                 | 19                     |
| 6  | Hybride warmtepomp                      | Hybride warmtepomp                     | 0             | 4                   | 15                | 95                     |
| 7  | Hybride warmtepomp                      | Hybride warmtepomp                     | 4             | 11                  | 15                | 95                     |
| 8  | Hybride warmtepomp                      | Luchtwarmtepomp                        | 1             | 4                   | 5                 | 32                     |
| 9  | Gasketel                                | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 5                   | 5                 | 32                     |
| 10 | Hybride warmtepomp                      | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 5                   | 5                 | 32                     |
| 11 | Hybride warmtepomp                      | Luchtwarmtepomp                        | 3             | 6                   | 12                | 78                     |
| 12 | Luchtwarmtepomp                         | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 0                   | 12                | 78                     |
| 13 | Gasketel                                | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 0                   | 4                 | 26                     |
| 14 | Hybride warmtepomp                      | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 0                   | 10                | 62                     |
| 15 | Luchtwarmtepomp                         | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 1                   | 3                 | 21                     |
| 16 | Luchtwarmtepomp                         | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 0                   | 3                 | 21                     |
| 17 | Gasketel                                | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 3                   | 6                 | 35                     |
| 18 | Gasketel                                | Luchtwarmtepomp                        | 0             | 3                   | 6                 | 35                     |

## A.2.4 Regelbaar vermogen bij bedrijven

Om de interactie van batterijen en aggregaten te modelleren is aangenomen dat een aantal bedrijven een aggregaat of batterij heeft. Deze bedrijven zijn subjectief gekozen. Voor het aggregaat is aangenomen dat het grootste licht-industriële bedrijf een back-upvoorziening heeft van de elektriciteitsvraag in 2026. Het aggregaat groeit niet mee met de piekvraag. Voor de batterij is aangenomen dat twee bedrijven een batterij nemen van 50% van hun piekvraag, als investering voor het verlagen van hun energiekosten.

Tabel 10 – Opgesteld vermogen per techniek per bedrijf

| ID | Bedrijf                   | Techniek          | Vermogen –<br>Normale elektrificatie | Vermogen –<br>Snelle elektrificatie |
|----|---------------------------|-------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 1  | Industrieel groot A       | Aggregaat         | 217                                  | 217                                 |
| 3  | Industrieel middelgroot B | Batterij (4-uurs) | 208                                  | 262                                 |
| 7  | Logistiek middelgroot B   | Batterij (4-uurs) | 108                                  | 216                                 |

## A.2.5 Transformatorcapaciteit van het bedrijventerrein

Voor de transformatorcapaciteit wordt aangenomen dat de beschikbare netcapaciteit 160% van de som van het GTV van alle bedrijven is.

Tabel 11 – De grootte van de aansluiting op het bedrijventerrein

|                 | Som GTV (MW) 2026 | Netcapaciteit (MW)<br>Aangenomen dat GTV 160% is van netcapaciteit |
|-----------------|-------------------|--------------------------------------------------------------------|
| Totaal vermogen | 1,54              | 0,96                                                               |

In de scenario's wordt de aansluiting van het bedrijventerrein niet verhoogd. De vraag naar elektriciteit door de bedrijven groeit wel. Dit heeft een effect op het volume van de vrije ruimte die verhandeld kan worden op de SHIFT-markt. Hierdoor zien we in het scenario van een vast netbudget 60% een significant kleinere vrije ruimte dan in het scenario met 40% netbudget wat, naar verwachting, vaker gaat leiden tot meer netcongestie en een competitievere markt.

Tabel 12 – Overzicht van het vaste en vrije netbudget voor scenario's

| Scenario               | 40% netbudget                                        |                                  | 60% netbudget                                        |                                  |
|------------------------|------------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------------------------|----------------------------------|
|                        | Vast netbudget totaal<br>op bedrijventerrein<br>(MW) | Niet vergeven<br>capaciteit (MW) | Vast netbudget totaal<br>op bedrijventerrein<br>(MW) | Niet vergeven<br>capaciteit (MW) |
| Huidig                 | 0,61                                                 | 0,35                             | 0,92                                                 | 0,04                             |
| Normale elektrificatie | 0,61                                                 | 0,35                             | 0,92                                                 | 0,04                             |
| Snelle elektrificatie  | 0,61                                                 | 0,35                             | 0,92                                                 | 0,04                             |

# B Biedprijs per techniek

## B.1 Netbeheerder

De netbeheerder biedt het 'resterende vrije netbudget' aan voor een prijs gebaseerd op de kWh-tarieven voor aansluitingen onder de 2 MVA. Dit komt overeen met een prijs van € 0,0226/kW per uur.

## B.2 Vraagafschakeling

Voor de prijs waarbij bedrijven bereid zijn hun elektriciteitsvraag af te schakelen, gebruiken we als *proxy* de economische toegevoegde waarde per verbruikte MWh elektriciteit (€ bbp per MWh). Het gaat hierbij nadrukkelijk om een benadering en niet om een empirisch gemeten bereidheid tot afschakelen. In hoeverre deze benadering een over- of onderschatting zal per sector verschillen. De rechtvaardiging voor deze keuze en een reflectie op mogelijke onder- en overschatting lichten we in de volgende paragraaf verder toe.

Aangezien de 'willingness-to-buy' voor verschillende type bedrijven zal variëren, is het belangrijk onderscheid te maken tussen de gemiddelde toegevoegde waarde van verschillende sectoren. Doordat CBS zowel voor energieverbruik als voor toegevoegde waarde (bbp) op bedrijfstakniveau rapporteert, is dit onderscheid mogelijk. Zoals te zien in Tabel 13 onderscheiden we voor de bedrijven op het bedrijventerrein drie hoofdgroepen: productie en industrie; handel, logistiek en opslag; en zakelijke diensten (hoofdzakelijk kantoren). De mogelijkheden om elektriciteitsvraag af te schakelen en de economische gevolgen daarvan verschillen sterk tussen en binnen deze groepen:

- Bij **productiebedrijven** hangt de afschakelbaarheid onder meer af van het type productieproces, de aanwezigheid van tussenvorraden en de mogelijkheid om productie later in te halen.
- Bij **handel, logistiek en opslag** kan flexibiliteit bijvoorbeeld zitten in koeling, laden, intern transport of de planning van logistieke processen. Ook hier verschilt per activiteit of afschakeling leidt tot definitief productieverlies of slechts tot uitstel.
- Voor **zakelijke diensten** zijn de effecten weer anders. Wanneer een kantoor bijvoorbeeld een volledige dag gesloten blijft, kunnen werknemers mogelijk thuiswerken, waardoor het verlies aan toegevoegde waarde beperkt blijft. Wanneer een kantoor daarentegen enkele uren eerder sluit, bijvoorbeeld om 15:00 uur in plaats van

18:00 uur, is het minder aannemelijk dat alle gemiste werkzaamheden later worden ingehaald. De gederfde toegevoegde waarde kan in dat geval relatief hoger zijn. De relatie tussen elektriciteitsverbruik en economische productie is voor deze bedrijfstypen daarom minder direct dan voor veel industriële processen.

Tabel 13 – Overzicht geschatte willingness-to-sell van bedrijven/sectoren op het bedrijventerrein

| Categorie                   | Bedrijf/sector                        | SBI-code | €/MWh  |
|-----------------------------|---------------------------------------|----------|--------|
| Productie/industrie         | Voedingsmiddelen overig               | C10      | 1.224  |
|                             | Grafische industrie                   | C18      | 4.977  |
|                             | Auto-industrie                        | C29      | 12.505 |
|                             | Meubelfabriek                         | C30      | 9.884  |
|                             | Overige industrie                     | C32      | 27.362 |
| Handel, logistiek en opslag | Autohandel                            | G45      | 11.393 |
|                             | Groothandel voeding                   | G46      | 23.979 |
|                             | Detailhandel algemeen/overige winkels | G47      | 10.995 |
|                             | Opslag                                | H52      | 9.873  |
| Zakelijke dienstverlening   | Verzekeraars                          | K65      | 23.463 |
|                             | Overig financieel                     | K66      | 30.252 |
|                             | Ingenieursbureau                      | M71      | 43.691 |
|                             | Marktonderzoek                        | M73      | 45.900 |
|                             | Overig professioneel                  | M74-75   | 44.796 |
|                             | Verhuur roerende goederen             | N77      | 40.806 |
|                             | Overig zakelijk                       | N80-82   | 60.301 |

#### Toelichting kengetallen

De gebruikte kengetallen (€ bbp/MWh elektriciteitsverbruik) zijn jaargemiddelden gebaseerd op CBS<sup>2</sup> en zijn bruto waarden. Ze houden geen rekening met mogelijkheden om de gevolgen van afschakeling te beperken, bijvoorbeeld door productie te verschuiven, andere productiemiddelen in te zetten of productie later in te halen. Daarnaast kan de gemiddelde toegevoegde waarde per MWh (sterk) verschillen van de marginale toegevoegde waarde van de MWh die daadwerkelijk wordt afgeschakeld.

Verder nemen we aan dat de vergoeding voor het beschikbaar houden van flexibiliteit (zoals gebruikelijk, zie voorbeelden in de volgende paragraaf) impliciet in deze proxy is verwerkt. Deze aanname is nodig omdat de kengetallen geen afzonderlijk onderscheid maken tussen een beschikbaarheidsvergoeding (vergoeding per MW/jaar) en een vergoeding voor daadwerkelijke afschakeling (vergoeding per MWh).

<sup>2</sup> [CBS Statline - Productie- en inkomenscomponenten bbp; bedrijfstak; nationale rekeningen](#) en [CBS Statline - Aanbod en gebruik energie; energiedragers, huishoudens en bedrijven \(NR\)](#)

## B.2.1 Rechtvaardiging van de gekozen proxy

Empirische praktijkgegevens over de prijs waartegen bedrijven bereid zijn elektriciteitsvraag af te schakelen, zijn zeer beperkt beschikbaar. De meest relevante praktijkcasus is een (voormalige) Duitse regeling voor afschakelbare lasten. Binnen deze regeling konden grote industriële afnemers via aanbestedingen activeringsprijzen van € 100 tot € 400 per MWh aanbieden. De regeling was gericht op industriële bedrijven met een minimale afschakelbare capaciteit van 5 MW. Daarbij gold een beschikbaarheidsvergoeding van € 2.500 per MW per jaar (Bundesnetzagentur, z.d.).

De partijen die deel hebben genomen aan de regeling waren actief in de chemische industrie, de aluminiumindustrie en de papierindustrie (50Hertz Transmission GmbH et al., 2018). Dit zijn sectoren met een relatief lage toegevoegde waarde per MWh elektriciteitsverbruik. Op basis van Nederlandse kengetallen bedraagt deze circa € 675 bbp/MWh voor de chemische industrie, € 640 bbp/MWh voor aluminium en € 1.600 bbp/MWh voor de papierindustrie. Deze waarden liggen wel boven de Duitse bandbreedte van € 100 tot € 400 per MWh. Alhoewel deze casus beperkt representatief is (het omvat uitsluitend grote, energie-intensieve en technisch afschakelbare industriële processen) laat het in ieder geval voor deze type bedrijven zien dat marginale kostenderving waarschijnlijk lager ligt dan het jaargemiddelde. Onze proxy betekent voor deze sectoren dus mogelijk een overschatting van de prijs waarvoor ze bereid zijn vraag af te schakelen.

Voor redispatch en bredere flexibiliteitsdiensten zijn meer praktijkgegevens beschikbaar. Deze zijn echter minder geschikt als directe maat voor de prijs van vraagafschakeling, omdat zij ook andere flexibiliteitsopties omvatten, zoals extra productie, opslag en verschuiving van elektriciteitsvraag. Deze flexibiliteitsopties zullen doorgaans goedkoper zijn dan het daadwerkelijk stilleggen van productie. De gevonden prijzen zien we daarom vooral als harde ondergrens. Voorbeelden zijn een kengetal van € 200 per MWh dat TenneT gebruikt (TenneT, 2024) en de gemiddelde uitgaven voor GOPACS-transacties van circa € 300 per MWh in de afgelopen jaren (GOPACS, 2026). Deze kengetallen zijn echt beperkt bruikbaar, aangezien in Nederland nog hoofdzakelijk batterijen en gascentrales worden ingezet. Afgeleide gemiddelde kosten van flexibiliteitsdiensten van SSN in het Verenigd Koninkrijk bedragen circa € 500 per MWh (SSN, 2022) (SSN, 2026). Bij dit type regelingen kan daarnaast een afzonderlijke beschikbaarheidsvergoeding gelden. Voor bepaalde SSN-producten bedraagt deze bijvoorbeeld circa € 175 per MW per beschikbaarheiduur. Deze vergoeding wordt alleen betaald voor specifieke tijdvensters waarin een partij zich beschikbaar moet houden, bijvoorbeeld iedere maandag tussen 17:00 en 19:00 uur. De totale vergoeding kan daardoor aanzienlijk hoger zijn dan alleen de activeringsvergoeding.

Tot slot bestaan er ook onderzoeken die met enquêtes of stated-preference-methoden de kosten van ongeplande stroomonderbrekingen of de minimale vereiste vergoeding voor flexibiliteit ramen. Voorbeelden zijn onderzoeken naar de Value of Lost Load (Ecorys, 2022) en een enquête van Ofgem onder industriële en commerciële afnemers (Ofgem,

2016). De gevonden bedragen liggen doorgaans aanzienlijk hoger dan de prijzen uit flexibiliteitsmarkten (respectievelijk tot ruim € 100.000 en € 50.000 per MWh) en zijn van eenzelfde ordergrootte als de proxy die wij gebruiken.

## B.3 Elektrische voertuigen

De laadvraag van elektrische voertuigen is gemodelleerd door dagelijkse laadsessies te definiëren voor de voertuigen van ieder bedrijf. Er zit een kleine spreiding in deze dagelijkse sessies van dag tot dag, maar volgen grofweg dezelfde laadschema's.

De biedprijs (willingness-to-pay) van de voertuigen op de SHIFT-markt volgt uit de kosten die het bedrijf moet maken door de laadvraag uit te stellen. Hierbij wordt het verschil in totale kosten tussen het laden op het huidige tijdstip en het laden op één uur later in kaart gebracht. Hierbij gaan we ervan uit dat de elektrische voertuigen prijsgestuurd laden, waardoor bij laadvraag uitstel een deel van de laadvraag dus naar een duurder moment verplaatst moet worden. Onvervulde vraag, dat wil zeggen energie die niet binnen de geplande laadsessie kan worden opgeslagen, wordt hierbij gewaardeerd tegen een vooropgestelde maximale prijs voor extern laden (zie Bijlage C.1.4). Op deze manier wordt de economische impact van vertraagde laadactiviteiten meegenomen in de berekening. Dit biedt een realistisch beeld van de prikkel die voertuigeigenaren ervaren om al dan niet op een bepaald moment te laden.

## B.4 Hybride warmtepomp

In onze analyses wordt een hybride warmtepomp gemodelleerd als een systeem dat dynamisch schakelt tussen gas en elektriciteit op basis van prijsverschillen. De warmtepomp levert warmte door middel van elektriciteit, waarbij de efficiëntie afhangt van de buitentemperatuur (uitgedrukt in de Coefficient of Performance, of COP). Wanneer de prijs van gas per kWh warmte lager is dan de prijs van elektriciteit per kWh warmte, schakelt het systeem over op gas om de warmtevraag te dekken. Hierbij wordt aangenomen dat de gasboiler de volledige warmtevraag kan leveren als gas goedkoper is.

De biedprijs (willingness-to-pay) op de SHIFT-markt voor de hybride warmtepomp volgt uit het verschil in kosten tussen het gebruik van elektriciteit of gas om de warmtevraag in te vullen.

## B.5 All-electricwarmtepomp zonder vraaguitstel

De all-electricwarmtepomp levert warmte door middel van elektriciteit, waarbij de efficiëntie afhangt van de buitentemperatuur (uitgedrukt in de Coefficient of Performance, of COP).

Omdat de levering van de warmtevraag als noodzakelijk wordt beschouwd voor de bedrijfsvoering, wordt voor de biedprijs (willingness-to-pay) dezelfde waarde gehanteerd als voor de vraagafschakeling.

## B.6 Batterij

In onze analyses gaan we ervan uit dat een batterij in eerste instantie optimaal wordt ingezet om de energiekosten van het bedrijf zelf te verminderen. Dat betekent dat doorgaans op momenten dat de elektriciteitsprijs laag is en/of als er sprake is van lokale energieoverschotten, de batterij laadt, en op dure momenten ontladaat voor eigen verbruik.

Voor de SHIFT-marktmodellering is daar een extra optie aan toegevoegd waardoor de batterij additioneel kan ontladen op deze momenten om andere bedrijven ook te voorzien van energie wanneer dit economisch voordelig is. De willingness-to-sell voor de batterij wordt bepaald door een afweging tussen de opbrengsten van het nu leveren van energie (aan andere bedrijven) en de verwachte winst door toekomstige dure vraag te compenseren met goedkope stroom uit de batterij. Als de prijs die de batterij kan ontvangen voor het leveren van energie op een bepaald moment hoger ligt dan de verwachte winst door dure toekomstige vraag te compenseren, zal de batterij deze extra energie aanbieden op de markt.

## B.7 Dieselaggregaat

In de analyse fungeert het dieselaggregaat als een flexibele back-up voor elektriciteit, aangedreven door diesel. Het aggregaat kan op elk moment worden ingezet om extra elektriciteit te leveren, met een maximaal vermogen dat is gedefinieerd in kilowatt (kW). De inzet van het aggregaat is met name relevant op momenten waarop de vraag naar elektriciteit hoger is dan het beschikbare aanbod uit andere bronnen, en wanneer de marktprijzen voor capaciteit op de SHIFT-markt hoog zijn.

De verkoopprijs (willingness-to-sell) voor de geleverde elektriciteit wordt bepaald door de kosten van dieselomzetting. Deze kosten worden berekend op basis van de prijs van diesel per liter en de efficiëntie van het aggregaat. Het aggregaat zal alleen elektriciteit aanbieden als de marktprijs hoger is dan deze kosten.

# C Kostenkengetallen

## C.1 Energiekosten

### C.1.1 Gaskosten

Voor de gaskosten wordt 1,55 €/m<sup>3</sup> gehanteerd.

### C.1.2 Elektriciteitskosten

Voor deze studie hebben we gerekend met de day-aheadprijs van jaar 2030 uit het KEV2025-scenario (PBL, 2025).

### C.1.3 Dieselkosten

Voor de prijs van diesel in 2030 is er in deze studie 2,15 €/liter gehanteerd.

### C.1.4 Externe laadkosten

Voor het extern laden van EVs wordt een prijs van 0,85 €/kWh gehanteerd voor personen-auto's en bestelwagens. Voor trucks wordt een prijs van 0,90 €/kWh gehanteerd.

## C.2 Netbeheerkosten firm-nettarief

De netbeheerderskosten die in het rapport zijn gehanteerd bestaan uit de transporttarieven en de periodieke aansluitvergoeding. In Tabel 14 zijn de transporttarief componenten en in Tabel 15 zijn de periodieke aansluitvergoeding opgenomen voor het jaar 2025 (Liander, 2025). In 2030 zullen de tarieven hoger liggen, daarom worden deze tarieven verhoogd met een factor 1,6.

Tabel 14 – De transporttarieven gehanteerd voor de bedrijven. De waarden zijn gepresenteerd exclusief btw.

| Transporttariefcomponenten | Afnemers trafo MS/LS | Afnemers MS     |
|----------------------------|----------------------|-----------------|
| Vermogensbereik            | 50 tot 500 kW        | 500 kW tot 1 MW |
| Vastrecht                  | 18,00 €/jaar         | 441,00 €/jaar   |
| kW gecontracteerd per jaar | 16,92 €/kW/jaar      | 43,92 €/kW/jaar |
| kW max per maand           | 0,00 €/kW/maand      | 3,46 €/kW/maand |
| kWh-tarief normaal         | 0,0581 €/kWh         | 0,0220 €/kWh    |

Tabel 15 – De periodieke aansluitvergoedingen gehanteerd voor deze studie. De waarden zijn gepresenteerd exclusief btw.

| Transporttarief-componenten   | 3*80A t/m 100 kVA | 100 kVA en t/m 160 kVA | 160 kVA en t/m 630 kVA met LS-meting | 630 kVA en t/m 1.000 kVA met LS-meting | 1.000 kVA en t/m 2 MVA |
|-------------------------------|-------------------|------------------------|--------------------------------------|----------------------------------------|------------------------|
| Periodieke aansluitvergoeding | 254,16 €/jaar     | 283,68 €/jaar          | 1.013,88 €/jaar                      | 1.013,88 €/jaar                        | 1.926,84 €/jaar        |

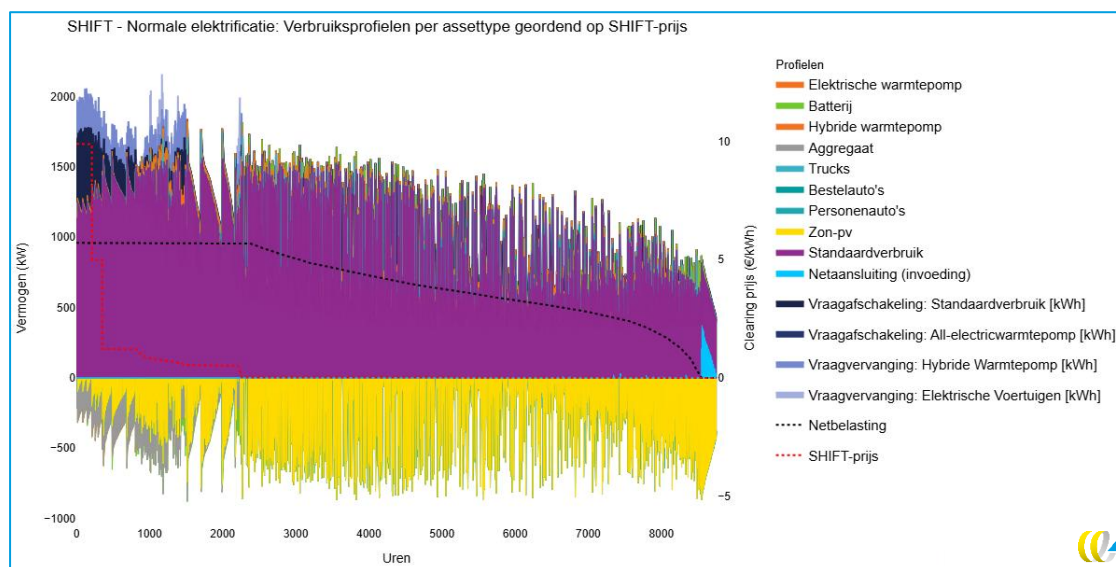
# D Detailfiguren

## D.1 Verbruiksprofielen

Het uurlijkse verbruik van het bedrijventerrein onder de SHIFT-markt zijn, voor het normale en snelle elektrificatiescenario, in Figuur 27 en Figuur 28 getoond en gepresenteerd naast de SHIFT-prijs op dat moment.

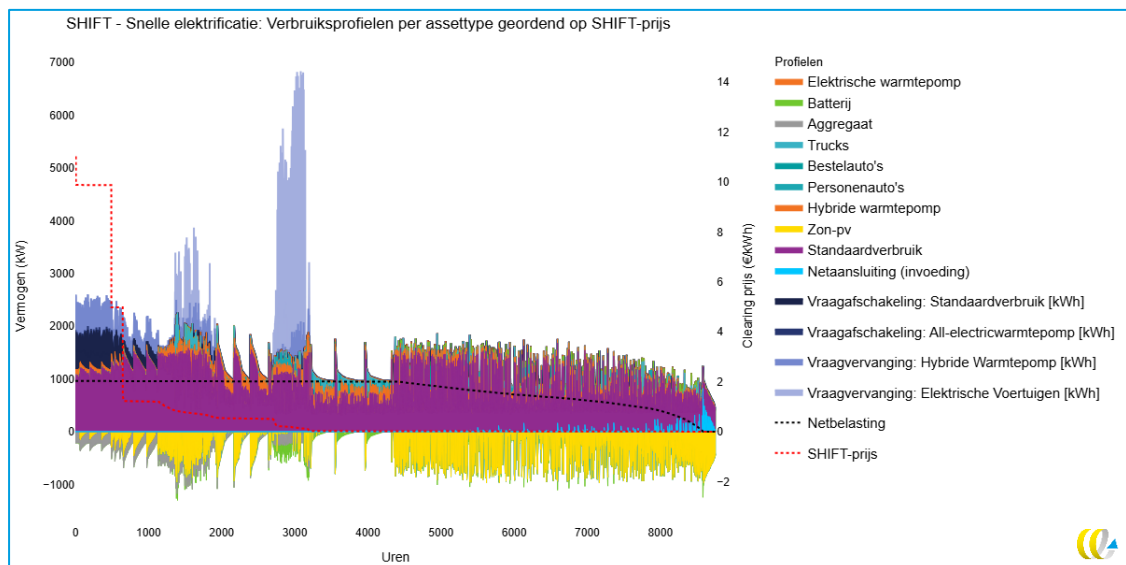
Figuur 27 – SHIFT – Normale elektrificatie.

De SHIFT-prijs (rood gestippeld) is van hoog naar laag geordend, samen met de netbelasting en het verbruik per assettype op dat moment. De achterliggende data zijn eerst geordend op de SHIFT-prijs, vervolgens op de netbelasting en als laatste op het totaalverbruik (zonder vraagafschakeling en vraagvervanging).



Figuur 28 – SHIFT – Snelle elektrificatie.

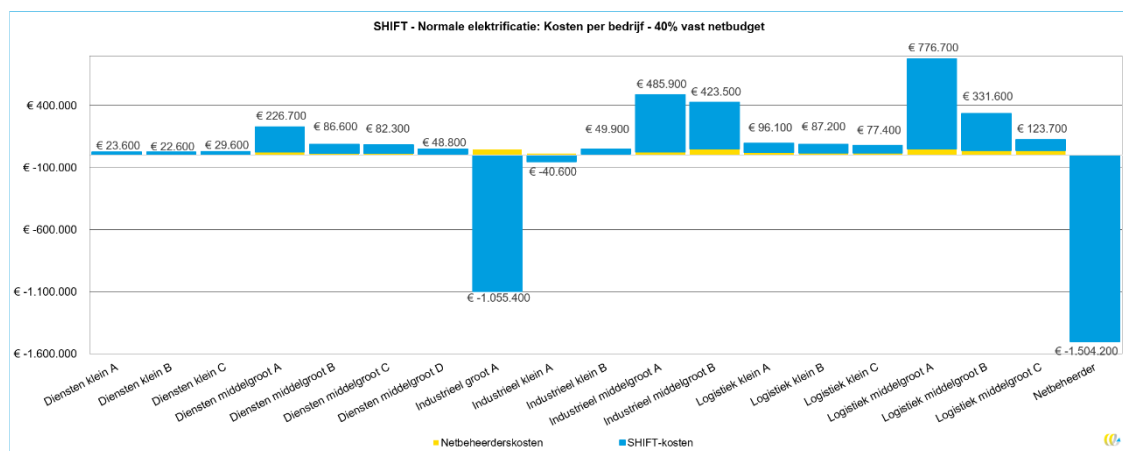
De SHIFT-prijs (rood gestippeld) is van hoog naar laag geordend, samen met de netbelasting en het verbruik per assettype op dat moment. De achterliggende data zijn eerst geordend op de SHIFT-prijs, vervolgens op de netbelasting en als laatste op het totaalverbruik (zonder vraagafschakeling en vraagvervanging).



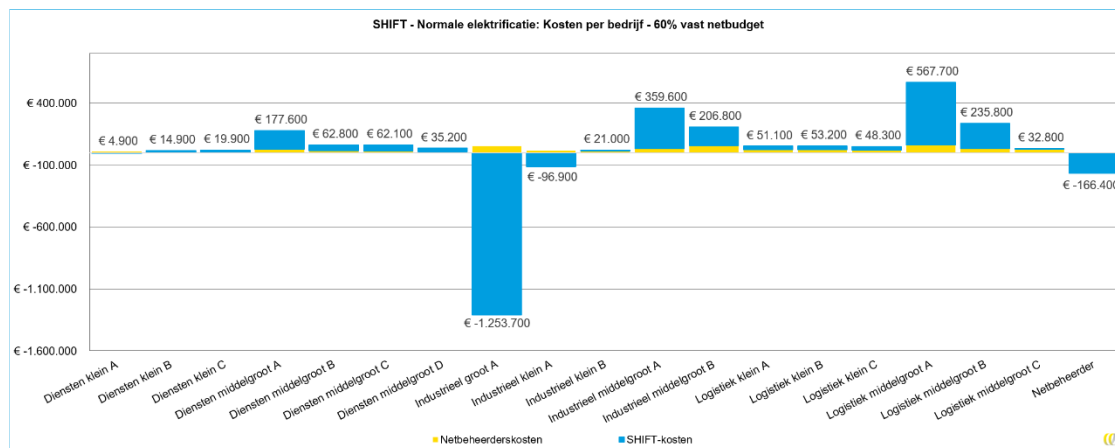
## D.2 SHIFT-kosten en -inkomsten

In deze paragraaf zijn, voor de vier SHIFT-scenario's, de netbeheerders- en SHIFT-kosten voor alle bedrijven opgenomen naar de netbeheerders SHIFT-inkomsten.

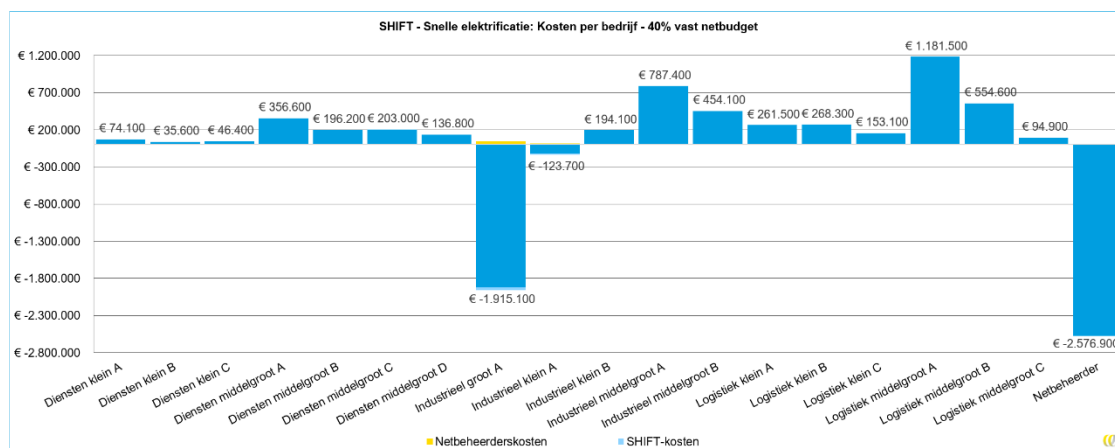
Figuur 29 – SHIFT – Normale elektrificatie. Netbeheerders- en SHIFT-kosten voor alle bedrijven met 40% vast netbudget en de SHIFT-inkomsten voor de netbeheerder.



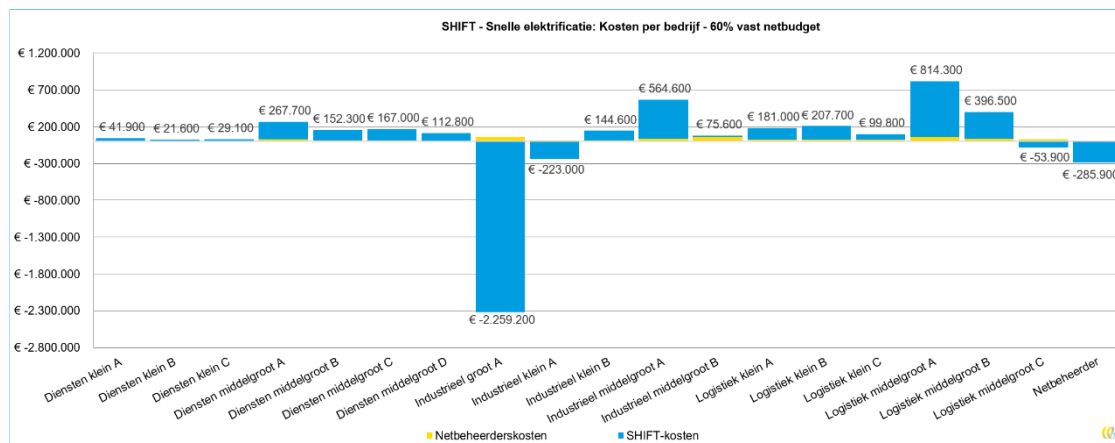
Figuur 30 – SHIFT – Normale elektrificatie. Netbeheerders- en SHIFT-kosten voor alle bedrijven met 60% vast netbudget en de SHIFT-inkomsten voor de netbeheerder.



Figuur 31 – SHIFT – Snelle elektrificatie. Netbeheerders- en SHIFT-kosten voor alle bedrijven met 40% vast netbudget en de SHIFT-inkomsten voor de netbeheerder.



Figuur 32 – SHIFT – Snelle elektrificatie. Netbeheerders- en SHIFT-kosten voor alle bedrijven met 60% vast netbudget en de SHIFT-inkomsten voor de netbeheerder.



# Literatuur

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & GmbH, T. (2018). *Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zu abschaltbaren Lasten gem. § 8 Abs. 3 AbLaV. Bundesnetzagentur.*
- Bundesnetzagentur. (z.d.). *Abschaltbare Lasten.*  
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzenpassmanagement/Engpassmanagement/AbLaV/start.html>
- Ecorys. (2022). *The value of lost load for electricity in the Netherlands.*
- GOPACS. (2026, n.d.). *Resultaten.* GOPACS. <https://app.gopacs.eu/public/performance-metrics?>
- Liander. (2025). *Tarieven voor aansluiting en transport elektriciteit 2025.*
- Ofgem. (2016). *Industrial & Commercial demand-side response in GB: barriers and potential.*
- PBL. (2025). *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2025.*
- SSEN. (2022). *SSEN Flexibility Services - An Introductory Guide for Providers.*
- SSEN. (2026, n.d.). *Flexibility services procurement.* Scottish & Southern Electricity Networks (SSEN). <https://www.ssen.co.uk/about-ssn/dso/flexibility/flexibility-services/flexibility-services-procurement/?sf168602456=1>
- TenneT. (2024). *HVDC in de Delta Rhine Corridor.*