
Voka Energie Benchmarkstudie



Inhoud

Voorwoord	3
Leeswijzer	4
1. Inleiding	5
1.1. Algemeen.....	5
1.2. Profiel deelnemers	7
2. Technisch	9
2.1. Inleiding.....	9
2.2. Analyses – 26-1 kV & Trans-HS deelnemers.....	10
2.2.1. Profielanalyse	10
2.2.2. Impact piekvermogen.....	15
2.2.3. Benutting	20
2.2.4. Reactieve energie	22
3. Aankoop en contractueel	26
3.1. Inleiding.....	26
3.2. Forward	26
3.2.1. Doelstelling en uitdaging	27
3.2.2. Resultaten.....	28
3.3. Spot.....	30
3.3.1. Doelstelling en uitdaging	32
3.3.2. Resultaten.....	32
3.4. Groene stroom en WKK certificaten	33
4. Tips & tricks	34
Grafieken en figuren overzicht.....	35

Voorwoord

Energiekosten winnen steeds meer aan belang bij de Vlaamse ondernemingen. Voka zet dan ook sterk in op dit thema, om een stabiele, duurzame én competitieve energievoorziening voor onze ondernemingen tot stand te helpen brengen. In dit kader vragen we al geruime tijd naar een langetermijnvisie voor het energiebeleid, met daarin begrepen de invoering van een energienorm. Deze norm moet (zoals bij de loonnorm) de energiekosten voor Vlaamse ondernemingen structureel beoordelen, en terug in lijn brengen met de kosten in de landen waarmee onze ondernemingen concurreren.

Naast de uitdagingen op het macroniveau, stellen we echter vast dat er nog veel mogelijkheden bestaan om kosten te besparen op het niveau van de ondernemingen zélf. We ontbraken echter een detailanalyse hiervan gebaseerd op de reële praktijk van ondernemingen. Daarom werd vanuit Voka besloten om samen met een gespecialiseerde partner – PowerPulse – een benchmarkstudie tot stand te brengen. Via deze studie wilden we de werkelijke energiekosten van een dertigtal ondernemingen analyseren en bekijken welke besparingsmogelijkheden er op bedrijfsniveau beschikbaar zijn. Deze lessen willen we delen met andere ondernemers en energiemanagers, die zich vaak met gelijkaardige uitdagingen geconfronteerd zien.

De samenwerking is absoluut een succes gebleken. Samen met 30 enthousiaste deelnemers uit heel Vlaanderen, heeft PowerPulse via een “Energy Health Check” een analyse gemaakt van de belangrijkste aspecten waar mogelijke besparingen konden gerealiseerd worden. Ze bekeken daarbij de bestaande energiecontracten, de gehanteerde aankoopstrategieën voor elektriciteit/gas en mogelijkheden tot kostenoptimalisaties binnen het productieproces. Op vraag van sommige bedrijven werd ook de mogelijkheid voor eigenproductie geanalyseerd. Elke check leverde nieuwe en waardevolle inzichten op voor alle partners.

Dat dit project een succes mag genoemd worden, is dan ook voor een groot deel te danken aan de “energieke” inzet van alle deelnemende bedrijven, en de zeer deskundige opvolging via PowerPulse. De energiefactuur van alle 18.000 leden van Voka individueel gaan analyseren is helaas geen haalbare kaart. Maar via deze studie hopen we alvast voor veel van hen een praktische leidraad te kunnen bieden voor het bewaken van hun energiefactuur, en finaal, hun concurrentiepositie.



Hans Maertens,
Gedelegeerd bestuurder Voka

Leeswijzer

De energiemarkt staat bekend om zijn uitgebreide terminologie. De studie bevat vanwege zijn karakter ook een heel aantal technische termen en afkortingen. Elke afkorting wordt steeds verduidelijkt.

Voor iedere analyse wordt er daarnaast ook een specifieke inleiding gegeven om wegwijs te geraken in het onderwerp.

De auteurs van deze studie geven de toelating deze studie aan te wenden voor persoonlijk gebruik. Elk ander gebruik valt onder de bepalingen van het auteursrecht.

De auteurs van deze studie dragen geen aansprakelijkheid voor het verdere gebruik van de gegevens, opgenomen in deze studie. De gebruiker blijft eindverantwoordelijke voor het eventuele verder gebruik ervan.

Vertrouwelijkheid

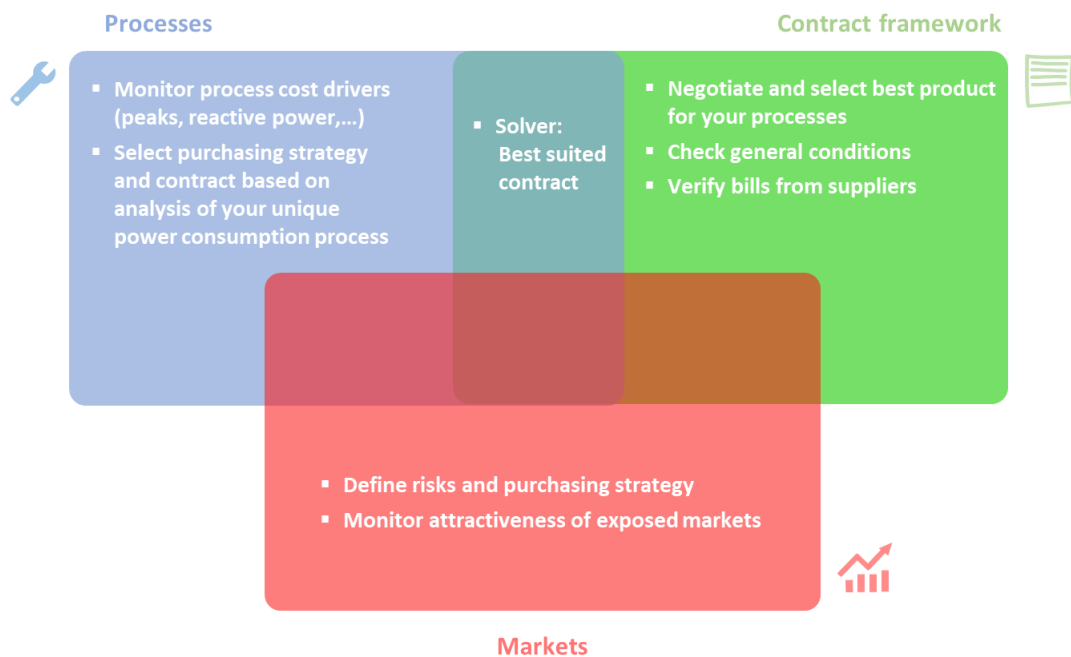
De resultaten van de individuele deelnemers werden voor deze studie statistisch verwerkt waarbij de volledige anonimiteit van elke individuele deelnemer is verzekerd. De individuele informatie werd na validatie op anonieme wijze in een Excel bestand verzameld.

1. Inleiding

1.1. Algemeen

Vlaanderen is een zeer energie-intensieve regio met een hoog aandeel aan productie-industrie, die instaat voor onze economische welvaart. Voor heel wat bedrijven in Vlaanderen is energie een top 3 kost naast lonen en grondstoffen. Voor Voka is het belangrijk dat de Vlaamse industrie op een performante en competitieve manier kan functioneren in een gemondialiseerde markt. We willen onze ondernemingen daarom middelen aanreiken om proactief om te gaan met de uitdagingen die op hen afkomen, waaronder hoge energieprijzen. De afgelopen jaren is er terecht zeer intensief ingezet op energie-efficiëntie in de industrie. Een kWh-reductie kan echter niet los staan van een energiekost-reductie. PowerPulse biedt in deze studie meer inzichten in de verschillende mogelijkheden die de industrie kan benutten om energiekosten verder te gaan reduceren. Op die manier krijgt ze meer controle op de kost kan gestreefd worden naar budgetstabiliteit.

Deze studie heeft als doel om voor alle deelnemende bedrijven de verschillende kosten in kaart te brengen. Daarnaast reiken we “*tips & tricks*” aan om de verschillende kosten te helpen reduceren. Onderstaande figuur geeft een mooi inzicht in de verschillende *cost drivers* en hoe deze met elkaar interfereren.



Figuur 1 Cost drivers

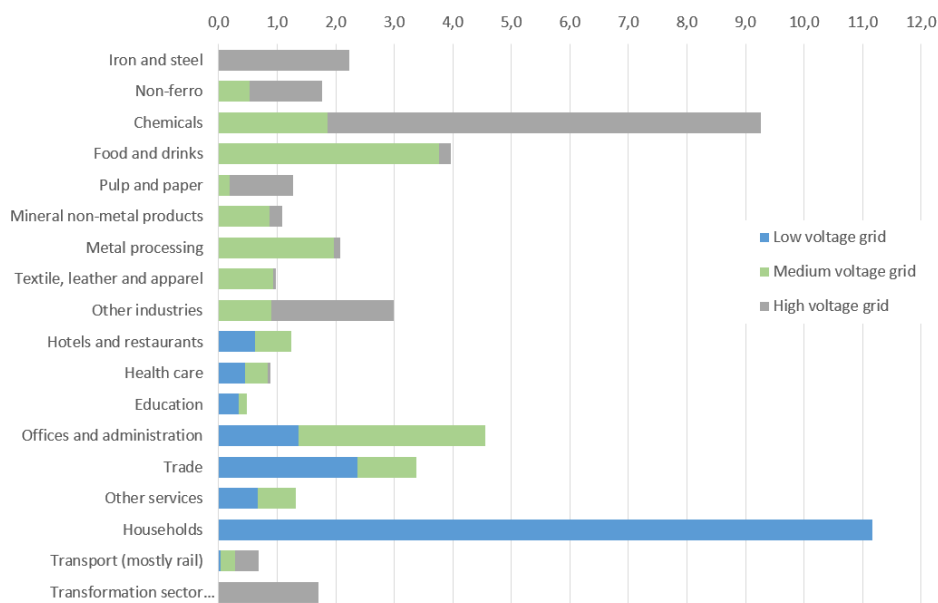
In de studie zal een uitgebreide analyse van elke kostencomponent aan bod komen en wordt er voor alle kosten nagegaan hoe bedrijven er momenteel reeds mee omgaan en welk potentieel er nog aanwezig is om deze kosten verder te reduceren.

Eerst gaan we dieper in op de technische aspecten van het verbruiksproces. Elke verbruiker heeft immers een uniek profiel dat op verschillende manieren kosten kan genereren. Zonder voldoende inzicht in het eigen verbruiksprofiel is het moeilijk om op de meest efficiënte manier energie aan te kopen op de meest optimale momenten. Beter inzicht in het verbruiksproces zal bedrijven ook helpen om op een proactieve manier te kunnen omgaan met toekomstige wijzigingen van de netkosten tariefstructuur. Bepaalde maatregelen kunnen daarbij genomen worden om hogere kosten te vermijden.

Naast een uitgebreide analyse van de technische karakteristieken van een industrieel verbruiksprofiel wordt er dieper ingegaan op de wijze waarop de deelnemende bedrijven vandaag energie inkopen. De huidige aankoopstrategie wordt vanuit verschillende invalshoeken getoetst door de typologie van de aankoopcontracten alsook de momenten waarop bedrijven energie aankopen van naderbij te bekijken.

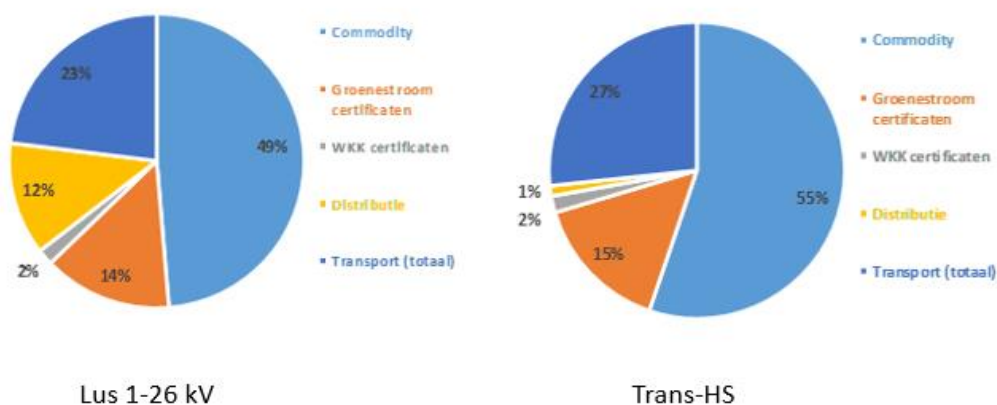
Contractuele aspecten worden in de studie doorgelicht om na te gaan of bedrijven in het algemeen marktconforme condities aangeboden krijgen en of er nog optimalisatiepotentieel aanwezig is om betere voorwaarden te bekomen.

Grafiek 1 geeft een inschatting gebaseerd op cijfers van 2014 van de elektriciteitsverbruiken per sector en spanningsniveau in Vlaanderen.



Grafiek 1 Verbruik in Vlaanderen

De totale kost wordt samengesteld uit energiekost (*commodity*), netkosten, taksen en heffingen. Afhankelijk van het spanningsniveau waarop de deelnemende bedrijven aangesloten zijn, kan de onderlinge kostenverhouding verschillend zijn. Als voorbeeld wordt in Grafiek 2 de kostenverhouding getoond voor een industriële verbruiker (40 GWh) met een aansluiting op het 26-1 kV net en eenzelfde verbruiker op het Trans-HS net.



Grafiek 2 Kostenverhouding

1.2. Profiel deelnemers

Alle deelnemers aan deze studie zijn bedrijven gevestigd in Vlaanderen. Om te bepalen welke bedrijven konden deelnemen zijn er door Voka en PowerPulse enkele criteria gedefinieerd:

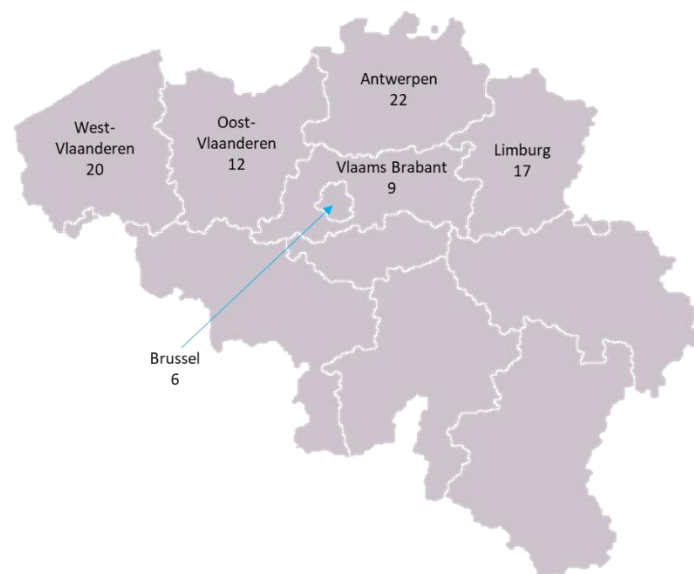
- Bedrijf moet lid zijn van Voka
- Vertegenwoordiging van diverse sectoren (NACE)
- AMR-gemeten aansluitingen. AMR staat daarbij voor “automatic meter reading” –dit is een meter die elke vijftien minuten op afstand wordt gelezen
- Type aansluiting (Lus 26-1 kV, Trans-HS, rechtstreeks op het ELIA net)
- Monosite / Multisite (max 5 aansluitingen per deelnemer)
- Verbruik per EAN (het identificatienummer van een aansluiting) per jaar, minimum 1.000 MWh / maximum 350.000 MWh
- Bereidheid tot deelname – confidentialiteit van gegevensoverdracht

In totaal werd er een verbruik van 1.337 GWh geanalyseerd voor het leveringsjaar van 2015 waaronder

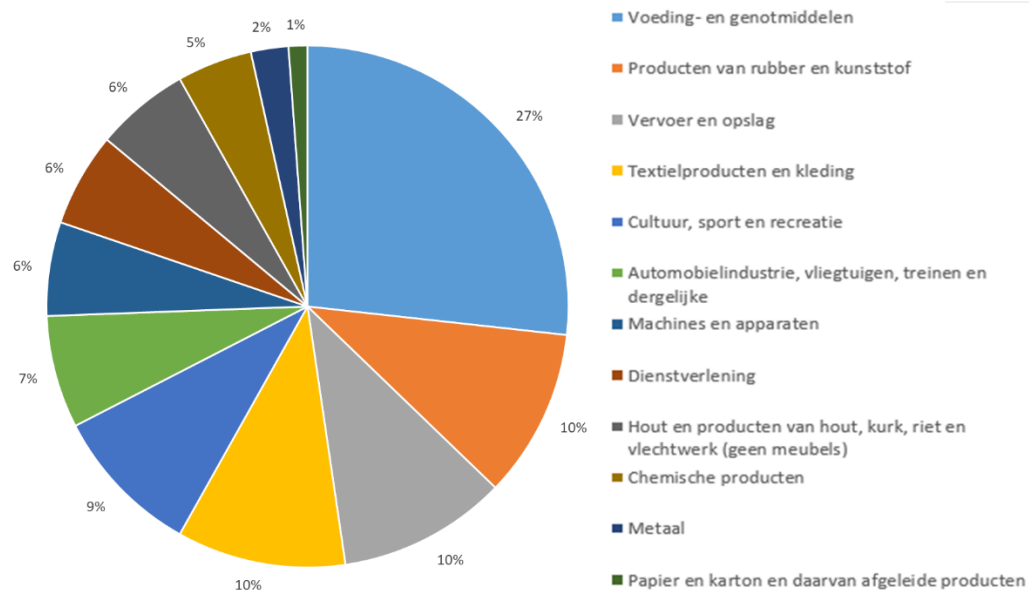
- Elia : 166 GWh
- Trans-HS : 776 GWh
- 26-1 kV : 395 GWh

Twee deelnemers aangesloten op het Trans-HS net werden om meettechnische redenen niet meegenomen in de technische onderdelen van de studie. Voor het aankoop en contractuele gedeelte worden deze echter wel in rekening gebracht.

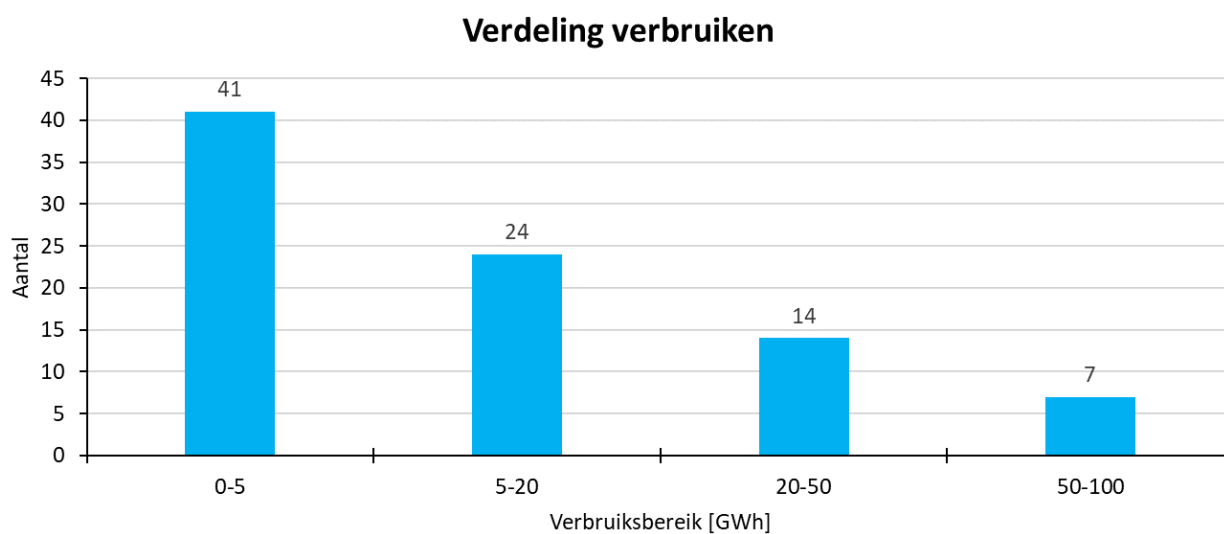
Figuur 2 geeft de verdeling weer van de 86 aansluitpunten per provincie voor iedere deelnemer en Grafiek 3 op de volgende pagina toont de procentuele verdeling van de deelnemende sectoren. Daaronder toont Grafiek 4 een overzicht van de totale verbruiken van de 86 aansluitpunten, onderverdeeld in bereiken van verbruiken.



Figuur 2 Deelnemers aansluitpunten overzicht per provincie



Grafiek 3 Procentuele verdeling aansluitpunten per sector; 100% = 86 aansluitpunten



Grafiek 4 Verdeling verbruiken

2. Technisch

2.1. Inleiding

Er bestaan verschillende spanningsniveaus op het Belgische elektriciteitsnet. Onderstaande zijn de meest courante spanningsniveaus waarop industriële verbruikers aangesloten zijn:

- Elia – Transmissienet. 30 kV tot en met 380 kV
- Trans-HS – Rechtstreeks aangesloten op hoogspanningspost van de distributienetbeheerder (> 26 kV)
- 26-1 kV – Lusverbonden verbruiker die aangesloten is op de middenspanning van de distributienetbeheerder (spanning tussen 1 en 26 kV)

De volgende eenheden worden gehanteerd in de studie; kW is de eenheid voor vermogen terwijl kWh de eenheid voor energie is in functie van de tijd. Een verbruik van 1kW gedurende 1 uur = 1kWh.

Enkele aannames en simplificaties werden gebruikt in de technische analyses:

- De werkelijke distributiekosten voor elke verbruiker werden toegepast. Er zijn significante verschillen tussen deze tarieven, maar hier wordt niet verder op ingegaan. De benchmark wenst te focussen op de kostenstructuur van de bedrijven, niet deze van de netbeheerders.
- Ieder industrieel proces is specifiek. Een perfecte vergelijking kan nooit gemaakt worden en sommige kosten zijn inherent aan een specifiek proces en kunnen niet of niet eenvoudig geoptimaliseerd worden.

De technische analyse gaat in op de deelnemers aangesloten op het Trans-HS net en 26-1 kV. Daarbij zijn er in totaal 74 aansluitpunten, waarvan 14 op Trans-HS en 60 op 26-1 kV. Zoals eerder gezegd zijn er 2 deelnemers die niet verwerkt zitten in de technische analyse (goed voor 7 aansluitpunten).

Er zijn 5 aansluitpunten rechtstreeks aangesloten op het transmissienet van Elia. Een benchmark op basis van een steekproef van 5 aansluitpunten is te beperkt om duidelijke conclusies te trekken. Daarnaast hebben bedrijven aangesloten op het transmissienet vaak een complexer proces met grote productie-eenheden die het energieprofiel beïnvloeden.

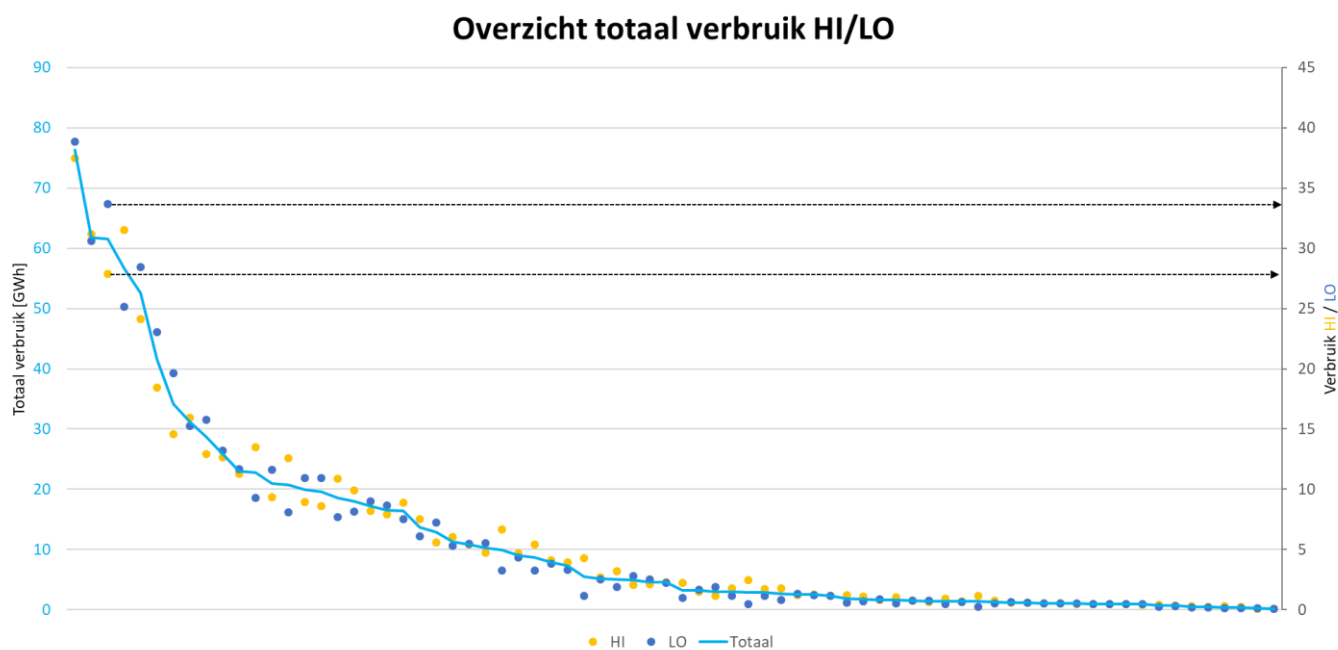
2.2. Analyses – 26-1 kV & Trans-HS deelnemers

2.2.1. Profielanalyse

Elk type industrie heeft zijn eigen productieproces met unieke eigenschappen die zich vertalen in een uniek verbruiksprofiel. Een verbruiksprofiel geeft veel informatie over de manier waarop een industrieel proces in mekaar zit. Regelmatig terugkerende zaken zoals een vaste opstart op maandag of onverwachte profielafwijkingen op een warme zomerdag die zorgen voor meer koeling in een bedrijf zijn hier concrete voorbeelden van.

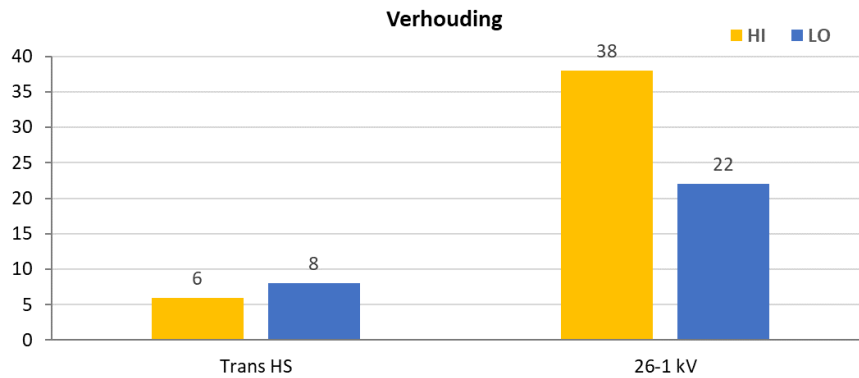
Dit hoofdstuk gaat dieper in op het energieverbruik van alle deelnemers met het bijbehorende profiel en karakteristieken.

Zoals reeds werd getoond in de inleiding bestaat de studie uit een breed gamma van deelnemers. Grafiek 5 toont het totale verbruiksoverzicht van deelnemende bedrijven per aansluiting van groot naar klein met een opsplitsing van dal- en normale uren. Voor de vereenvoudiging zijn de normale uren tussen 7 – 22 uur, de daluren daarbuiten en tijdens weekends en feestdagen. Concreet voorbeeld: indien de gele stip boven de blauwe curve ligt dan verbruikt de deelnemer meer tijdens de normale uren.



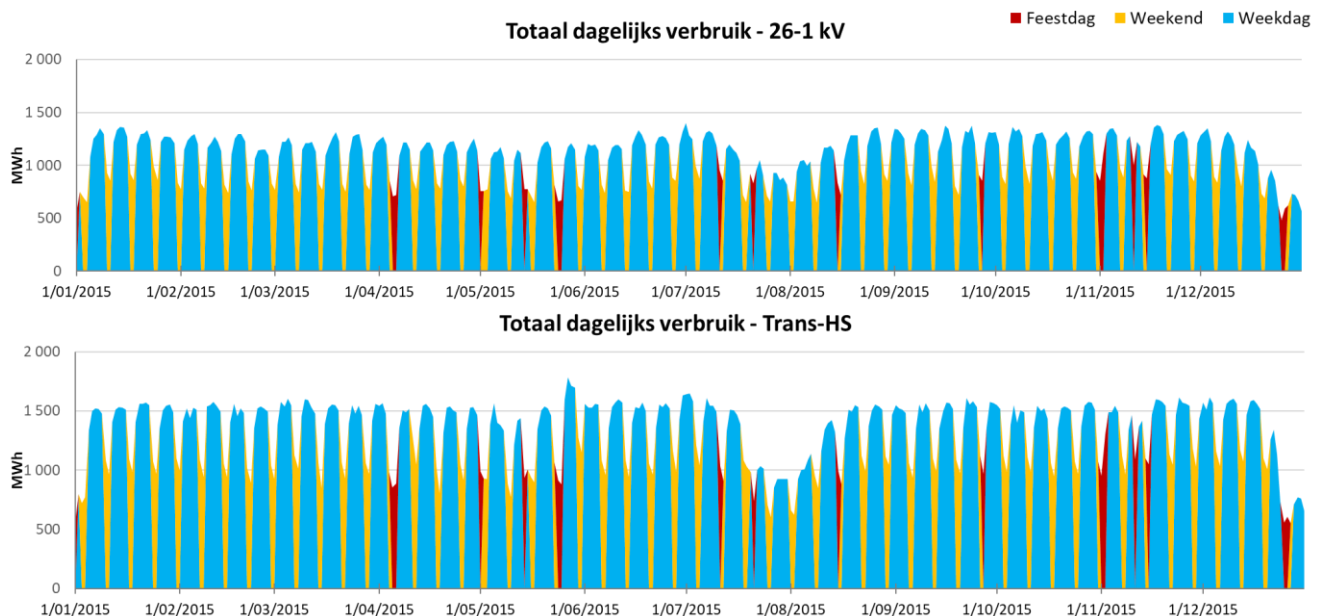
Grafiek 5 Overzicht totaal verbruik HI/LO

Uit Grafiek 6 volgt een verhouding van het aantal aansluitpunten waarbij meer tijdens de normale uren versus meer tijdens de daluren wordt gewerkt. De gele balken tonen het aantal aansluitpunten waarbij meer wordt verbruikt tijdens de normale uren dan tijdens de daluren. De blauwe balken tonen het tegenovergestelde. We merken op dat deelnemers aangesloten op het Trans-HS spanningsniveau meer verbruiken tijdens de daluren. Deelnemers aangesloten op 26-1 kV niveau hebben een proces dat vooral actief is tijdens de normale uren.



Grafiek 6 Verhouding HI/LO per aansluitingsniveau

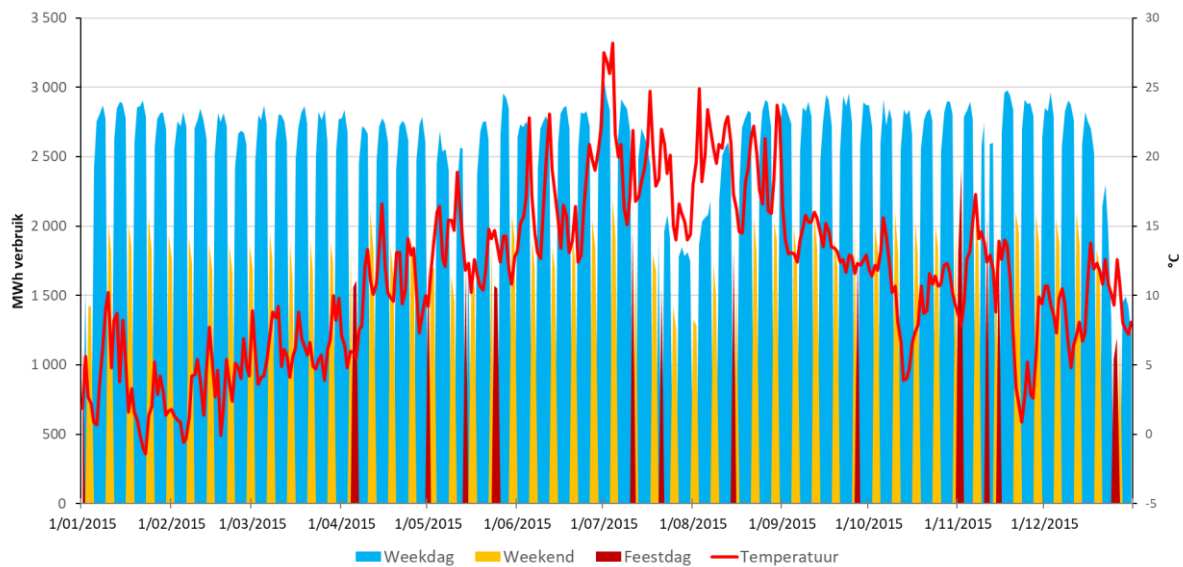
Van iedere deelnemer werd het verbruik gecumuleerd en geanalyseerd op het totale gemiddelde verbruik per dag. Dit geeft een overzicht van de evolutie van het verbruik doorheen het jaar. Bij beide profielen aangesloten op de verschillende spanningsniveaus is duidelijk dat er een terugval tijdens weekends en op feestdagen. Deelnemers op Trans-HS niveau hebben een grotere terugval in de zomervakantie.



Grafiek 7 Gesommeerd verbruik per aansluitingsniveau

In de vorige grafieken viel een terugval in de zomervakantie op. Wanneer het volledige verbruik van beide spanningsniveaus wordt gecumuleerd zien we dat er geen correlatie is met hoge temperaturen.

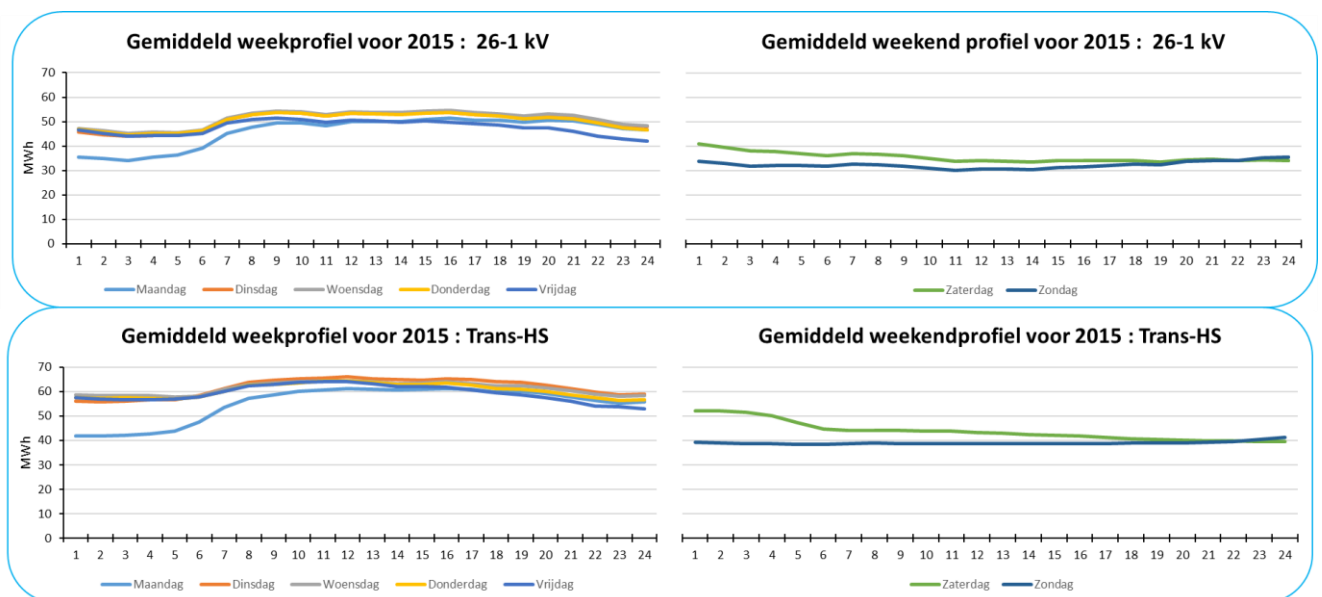
Totaal dagelijks verbruik versus temperatuur



Grafiek 8 Totaal dagelijks verbruik versus temperatuur

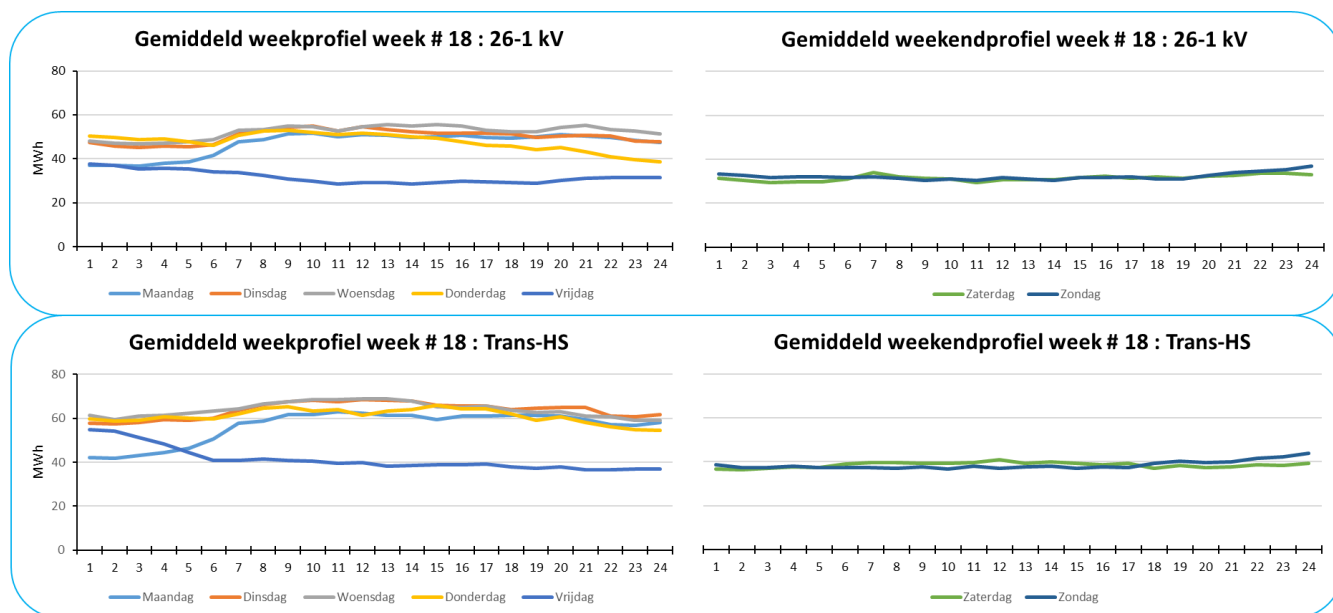
Wanneer er gekeken wordt naar het gemiddelde verbruik per uur voor de verschillende week- en weekenddagen in Grafiek 9, komen we tot onderstaande conclusies:

- Frequente opstart op maandagochtend
- Bij 26-1 kV deelnemers begint deze opstart later dan bij Trans-HS
- Het verbruik van Trans-HS deelnemers heeft een verloop naar *baseload* op zaterdag rond 6u 's ochtends, dit terwijl 26-1 kV op vrijdag reeds verlaagt in vermogen rond 15u
- Trans-HS deelnemers hebben een frequenter volcontinu productie proces



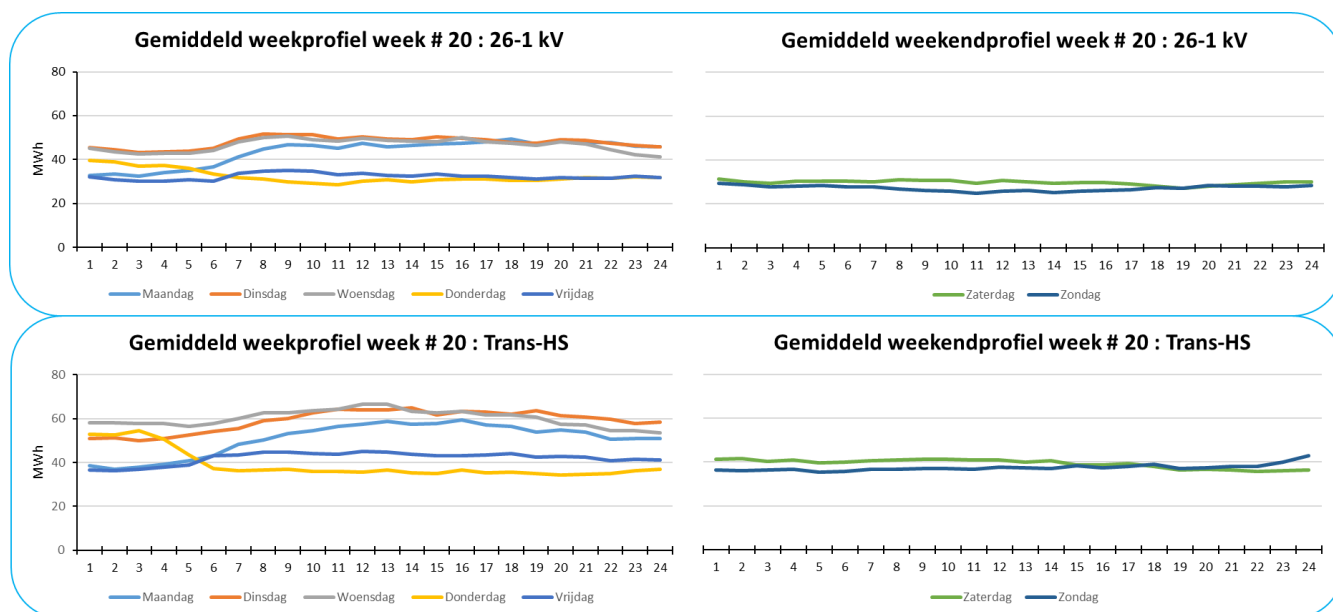
Grafiek 9 Week/weekendprofiel per aansluitingsniveau

De weken met feestdagen vormen een interessant gegeven voor een diepere analyse. Bijvoorbeeld in week 18 met als feestdag 1 mei op vrijdag stellen we vast dat bij 26-1 kV het vermogen verlaagd rond 15u, maar dan reeds op donderdag. Bij Trans-HS gebeurt dit pas om middernacht van donderdag op vrijdag. Op vrijdag zitten beide aansluitingsniveaus op *baseload* niveau.



Grafiek 10 Week/weekendprofiel weeknummer 18 per aansluitingsniveau

Week 20 had als feestdag donderdag 14 mei. Beide aansluitingsniveaus blijven gemiddeld op *baseload* van donderdag tot einde weekend.



Grafiek 11 Week/weekendprofiel weeknummer 20 per aansluitingsniveau

Over het algemeen kunnen we concluderen dat Trans-HS bedrijven vaker een proces hebben dat volcontinu is waar bedrijven aangesloten op het 26-1 kV eerder een klassiek weekprofiel hebben met weinig tot geen verbruik tijdens het weekend. Het verbruik van Trans-HS deelnemers ligt verhoudingsgewijs ook veel hoger met 5 keer het verbruik van de 26-1 kV deelnemersgroep. De Trans-HS groep heeft een gemiddeld jaarverbruik van 34 GWh, terwijl 26-1 kV een gemiddeld jaarverbruik heeft van 6,6 GWh. Trans-HS deelnemers produceren over het algemeen ook meer tijdens de stille uren, dit resulteert ook in een besparing op *commodity* kosten.

2.2.2. Impact piekvermogen

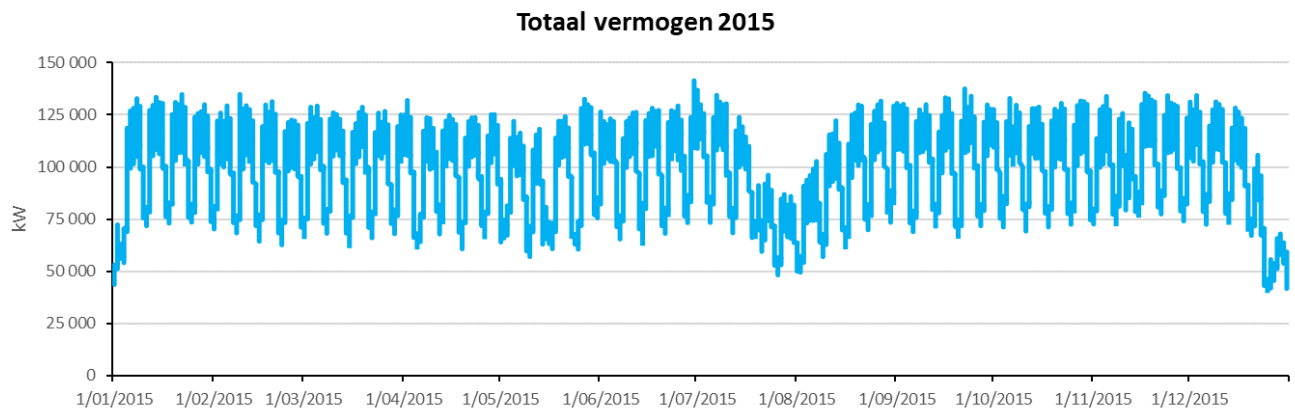
Dit onderdeel van de studie gaat dieper in op de piekvermogens die deelnemers genereren en hoe deze worden gereflecteerd in de netkosten.

Het elektriciteitsnet heeft geen oneindige capaciteit beschikbaar voor iedere netgebruiker. De beperkingen kunnen worden toegewezen aan de infrastructuur - die al dan niet kan uitgebreid worden - en door de technische installaties. Iedere afnemer heeft een transformator waarvan de primaire zijde gekoppeld is aan het net om deze dan te converteren naar het gewenste spanningsniveau aan de secundaire zijde. Iedere transformator heeft een geïnstalleerd vermogen dat bepaald wordt volgens de vraag van de klantside.

Het geïnstalleerd vermogen bepaalt hoeveel vermogen een transformator aankan. Het contractuele vermogen is afgesproken met de distributienetbeheerder. In het aansluitingscontract tussen netbeheerder en klant staat vermeld welke de maximale belasting is die opgenomen mag worden.

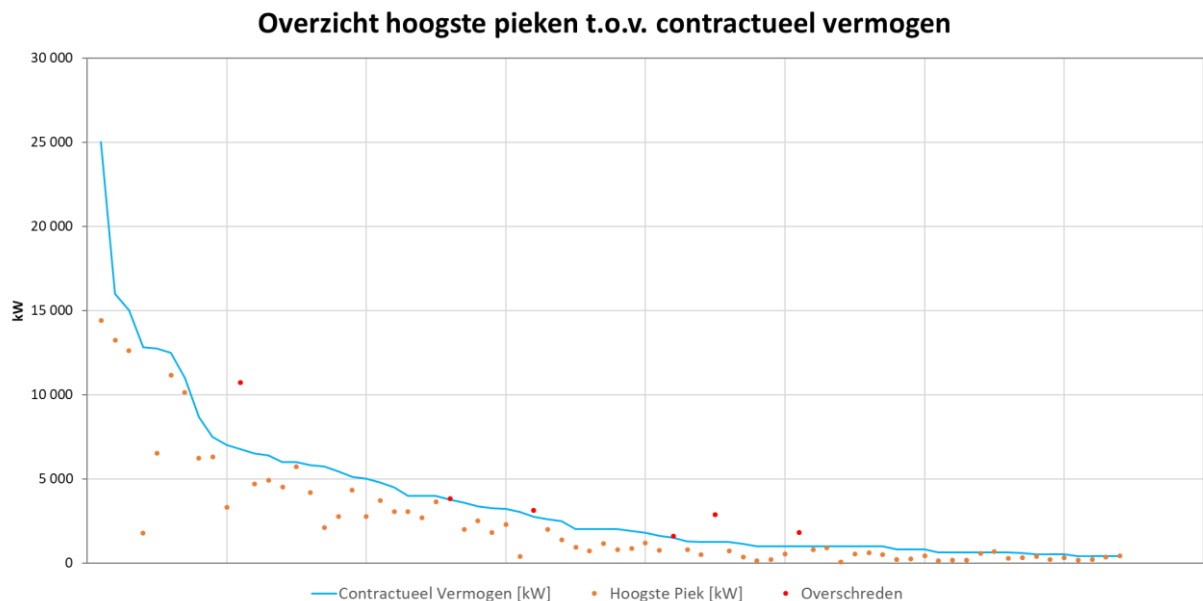
Overbelasting van het net kan voor congestie zorgen. Indien dit zich bij een toegangspunt voordoet, zal de distributienetbeheerder het bedrijf hierover aanspreken. Een verzwaring van de aansluitcapaciteit kan dan aangevraagd worden. Het bedrijf in kwestie kan echter ook interne maatregelen nemen om dit probleem aan te pakken. Het vermogenscomponent is een onderdeel dat in de nettarieven doorgerekend wordt om de hoogste piek waarde van de afgelopen 12 maand te berekenen. Een eenmalige hoge piek door de uitval van een installatie of een niet sequentiële opstart van een proces heeft een directe impact op deze component.

Grafiek 12 geeft het overzicht van de gesommeerde vermogens weer. Dit is een gelijkaardig profiel zoals getoond in het hoofdstuk van profielanalyse.



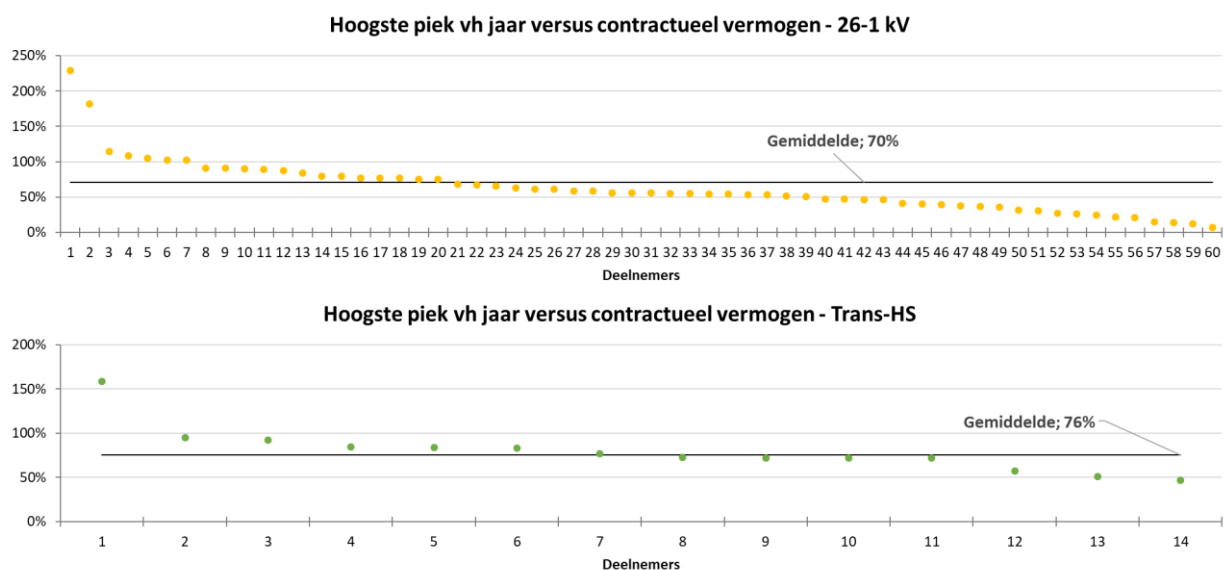
Grafiek 12 Totaal vermogen 2015

Grafiek 13 geeft de verhouding weer van de jaarpiek ten opzichte van het contractuele vermogen. Alle deelnemers worden hier getoond zonder onderscheid te maken in spanningsniveau. De oranje stippen duiden de hoogste pieken aan. Indien de blauwe curve van het contractuele vermogen wordt overschreden, is de stip rood.



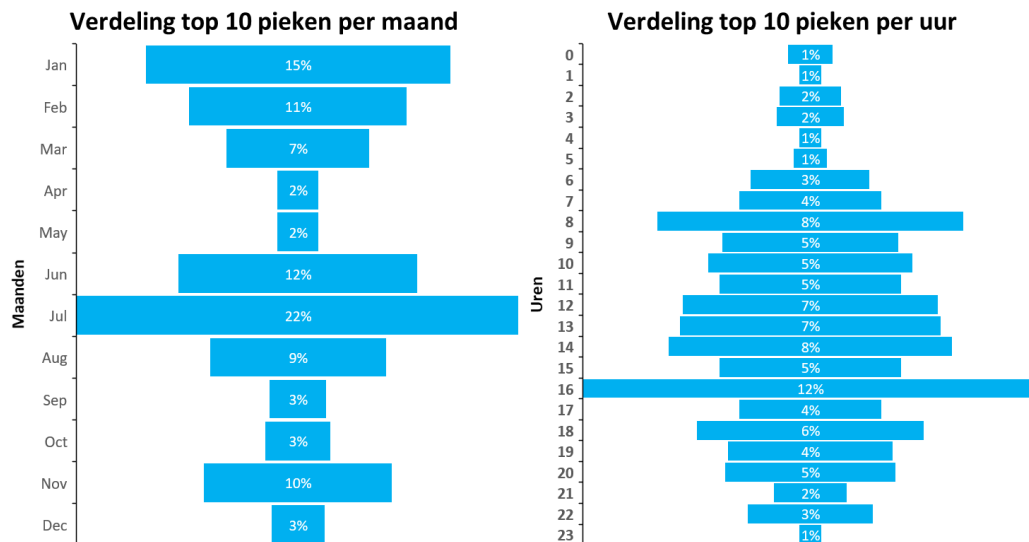
Grafiek 13 Overzicht hoogste pieken

Deze verhouding zichtbaar op Grafiek 14 geeft de benutting weer van de jaarpiek ten opzichte van het contractuele vermogen op procentuele basis. Trans-HS deelnemers hebben een hogere contractuele benuttingsgraad dan de op 26-1 kV aangesloten deelnemers. Om de gemiddelde contractuele benuttingsgraad te berekenen hebben we de waarden afgetoet op 100%. Hiermee vermijden we dat de overschrijdingen een impact hebben op het gemiddelde. Momenteel wordt het contractuele vermogen nog niet getarifeerd. De toekomst brengt mogelijk een tariefstructuur waarbij deze wel betaald zal moeten worden. Op dat ogenblik moet de verhouding zeker goed bekeken worden en het vermogen teruggebracht worden naar het niveau dat het bedrijf werkelijk nodig heeft.



Grafiek 14 Hoogste piek versus contractueel vermogen per aansluitingsniveau

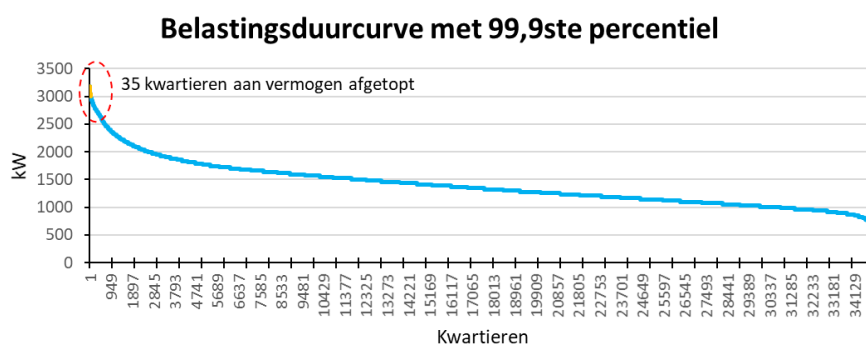
Grafiek 15 schetst een beeld van de maanden en uren wanneer de 10 hoogste pieken van iedere deelnemer plaats hebben gevonden. De meeste pieken vinden plaats in de winter- en zomerperiode, wat erop duidt dat extreem hoge en lage temperaturen een impact hebben op het piekverbruik bij de bedrijven in de benchmark. In de tussenseizoenen wordt slechts een laag aandeel van de hoogste pieken getrokken. De verdeling van de pieken op uur basis toont aan dat de uren tussen 8 en 18 het hoogste aandeel van de pieken representeren.



Grafiek 15 Verdeling top 10 pieken op maand en uur basis

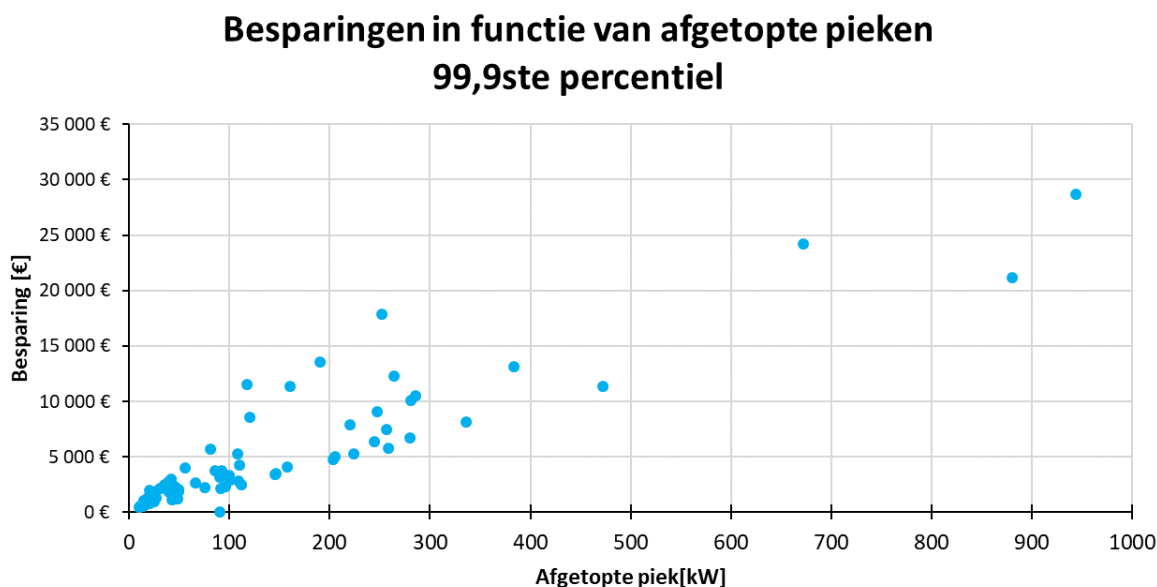
Indien de 10 hoogste pieken uit Grafiek 15 voor ieder aansluitingspunt worden vermeden, levert dit een totale **jaarlijkse besparing op van € 187.911** voor de deelnemersgroep. Deze besparing wordt bepaald aan de hand van de hoogste piek van het jaar ten opzichte van de 10^{de} hoogste piek. Voor beide scenario's van hoogste piek wordt de jaarlijkse kost berekend aan de hand van de methodiek bepaald door de netbeheerder. Hierbij wordt een kWmax tarief gehanteerd met een coëfficiënt die vastgelegd wordt door Eandis/Infrax. Het verschil in kosten tussen beide scenario's levert de jaarlijkse besparing op.

Volgende analyses duiden aan wat de jaarlijkse besparingen kunnen zijn indien de hoogste pieken zouden afgetopt worden naar een lager niveau. Dit niveau wordt bepaald aan de hand van percentielen. Een standaardjaar bestaat uit 8.760 uren of 35.040 kwartieren met kW-vermogens. Het 99,9^{ste} percentiel zorgt ervoor dat 35 van deze kwartieren met de hoogste piekwaarden worden afgetopt. Dit wordt voorgesteld aan de hand van een jaarduratiecurve zoals weergegeven in Grafiek 16.



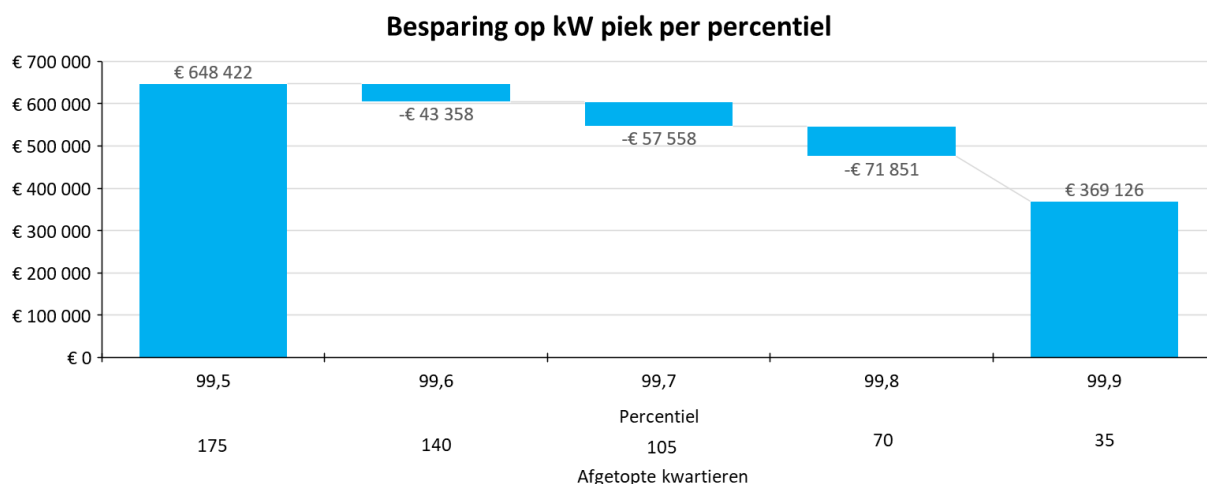
Grafiek 16 Voorbeeld aftopping

In Grafiek 17 worden de besparingen en afgetopte pieken getoond indien het 99,9^{ste} percentiel genomen wordt voor iedere aansluiting. Bij bepaalde aansluitingen zien we dat pieken met magnitude van 600 – 1000 kW vermeden kunnen worden. Dit geldt in het algemeen voor aansluitingen met een hoge volatiliteit in het profiel. Het aftoppen van deze pieken vertaalt zich onmiddellijk in een netto jaarlijkse besparing. Het grootste aandeel van de afgetopte pieken ligt in de grootorde van 0 – 100 kW en **dit levert een besparing tussen de € 0 – 5000 op**. Samen brengt dit een **totale jaarlijkse besparing op van € 369.126**.



Grafiek 17 Besparingen op 99,9ste percentiel

Wanneer naar de andere percentielen gekeken wordt om pieken af te toppen krijgen we de totale besparingen voor alle deelnemers. Op de x-as in Grafiek 18 worden de percentielen getoond samen met het equivalent in kwartieren die afgetopt worden. Voor sommige processen is het aftoppen van 175 kwartieren een mogelijkheid. Maar voor processen die reeds in *baseload* (basislast) draaien is dit vrijwel onmogelijk. De extra besparing bij elke additionele 35 kwartieren (0.1 percentiel) die afgetopt worden neemt telkens af. De opbrengst bij het aftoppen van de eerste 35 kwartieren (€ 369.126) is meer dan vijf keer groter dan de daaropvolgende 35 kwartieren die worden afgetopt.



Grafiek 18 Besparingen bij aftoppen op percentiel basis

Ieder industrieel proces is verschillend. Voor een bedrijf met een proces gekenmerkt door een hoge volatiliteit kan het beheer van het piekvermogen relatief eenvoudig zijn. Voor een proces dat vooral *baseload* werkt, kan dit complexer zijn omdat het voordeel hier kleiner gaat zijn. Piekvermogen management heeft een *incentive* nodig opdat bedrijven hier in willen investeren. Afhankelijk van de hoogte van de vermogensreductie bepaalt dit het al dan niet actief aanpakken ervan. *Incentives* zijn vooral de vermogenskost in de netkosten, beperkingen in de technische installatie ...

De meest courante oorzaken van hoge piekvermogens kunnen vermeden worden:

- Gelijktijdig opstarten van grote vermogens (vb. motoren met grote aanloopstromen)
 - Oplossen met frequentiesturing
 - Sequentieel opstarten van productie processen (indien toelaatbaar)
 - Sensibilisering op werkvloer
 - Piek-monitoringsysteem installeren
- Mogelijke anticipatie van hoge pieken in een repetitief proces
 - Gebruik maken van een (lokale) productie-eenheid zoals een batterij

Opgelet: het installeren van een lokale productie-eenheid voor het opwekken van energie is geen garantie om het piekvermogen te verlagen. Windturbines en zonnepanelen worden geplaatst om het energieverbruik te doen dalen, maar kunnen een grillig productieprofiel vertonen. Dit zorgt voor extra volatiliteit. Naast hernieuwbare energie kan er ook een WKK-installatie (warmtekrachtkoppeling) aanwezig zijn. Zelfs een WKK met uiterst hoge betrouwbaarheidsfactor kan uitschakelen door een storing. Indien er tijdens een storing net een grote afname is in het productieproces, dan veroorzaakt dit een hoog piekvermogen die getarifeerd kan worden.

2.2.3. Benutting

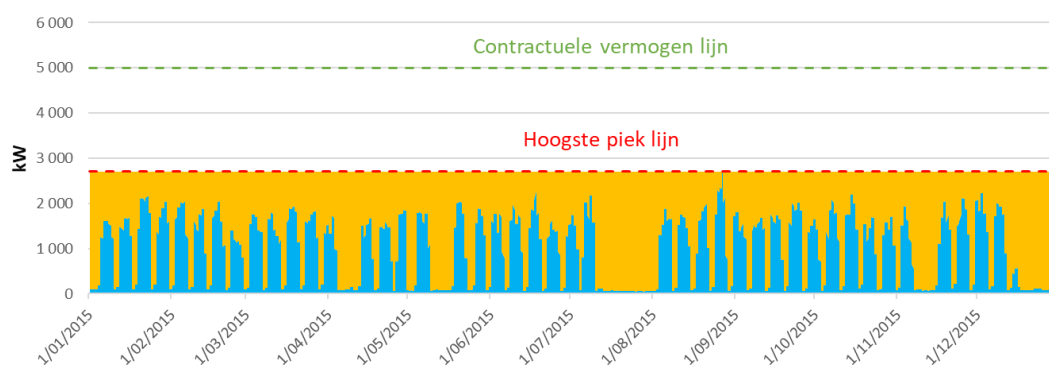
Het vorig hoofdstuk besprak de impact van piekvermogens op de netkosten en hoe deze gerelateerd zijn aan het contractuele vermogen. Dit hoofdstuk geeft inzicht in de benutting van de piekvermogens ten opzichte van het normale *baseload* verbruik.

De *load factor* of benutting kan berekend worden voor het volledige jaar. Hierbij wordt rekening gehouden met de hoogste piek van het jaar vergeleken met het totale jaarverbruik. Deze wordt berekend als volgt:

$$\text{Benutting} = \frac{\text{kWh jaarverbruik}}{\text{kW hoogste jaarpiek} * \text{Aantal uren in jaar}}$$

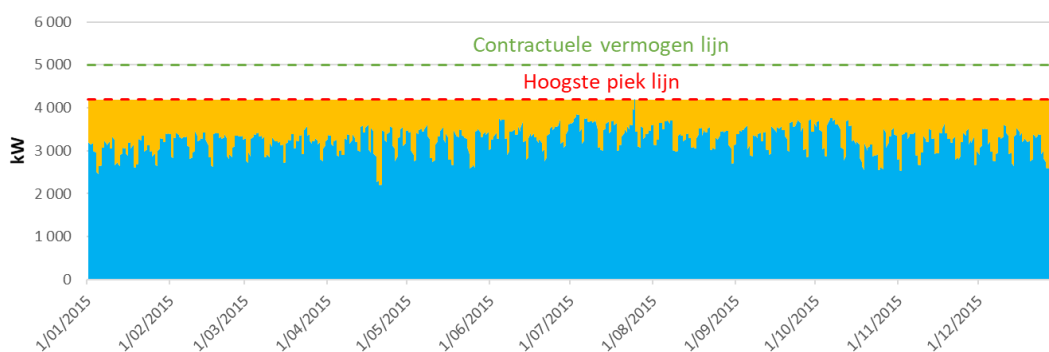
Indien deze benuttingsfactor 100% is (hypothetisch), betekent dit dat er een heel jaar aan dezelfde hoogste jaarpiek afgenomen werd van het net. Indien deze waarde heel laag is, dan is er gedurende het jaar een heel hoge piek getrokken ten opzichte van het normale verbruik. Benutting geeft niet altijd weer of er een goede verhouding is tussen energie en vermogen. De voorspelbaarheid van afname wordt in rekening gebracht door de energieleverancier bij het berekenen van opslagen op aankoop van elektriciteit.

Volgende grafieken geven een voorbeeld van een lage en hoge benutting. Grafiek 19 vertoont een intermitterend profiel met een hoge variantie aan pieken. De hoogste piek van het jaar zet de grens voor de benutting. Dit profiel heeft een benutting van 36% met een volatiliteit van 81%.



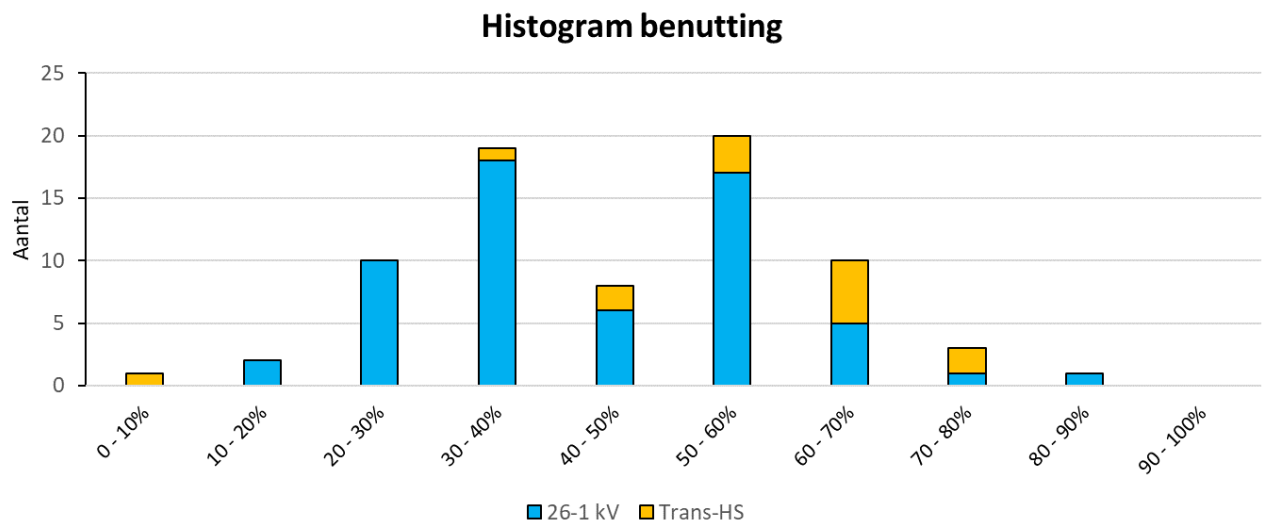
Grafiek 19 Lage benutting

Grafiek 20 toont een profiel met hoge benutting van 78% met een volatiliteit van 10%. Er is een voorspelbaar profiel zichtbaar waarbij de hoogste piek van het jaar niet te veel afwijkt van het normale verbruiksprofiel.



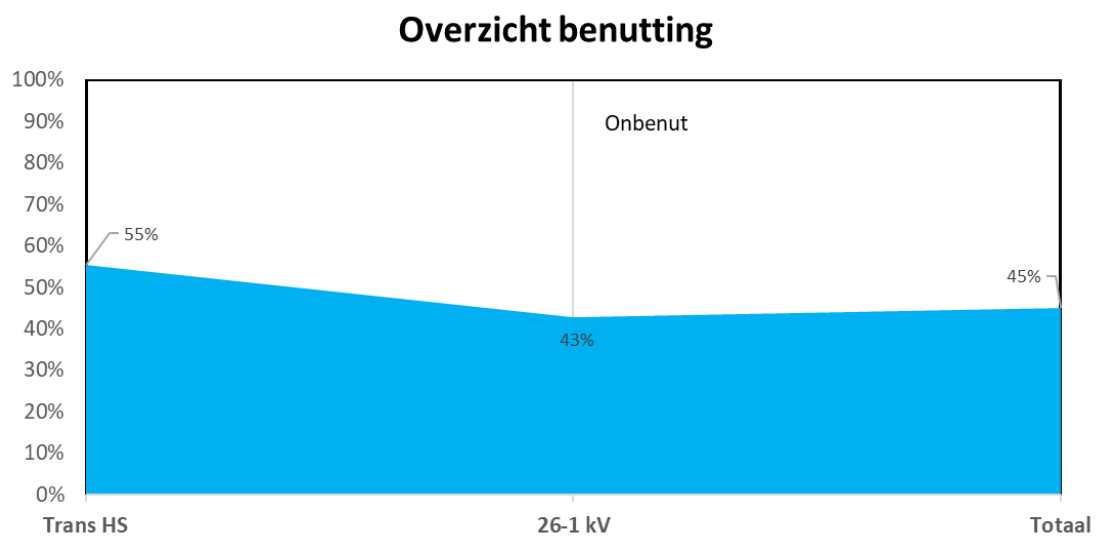
Grafiek 20 Hoge benutting

Benutting is dus een factor die sterk gerelateerd is aan het type proces. Een volcontinu proces heeft doorgaans een hogere benuttingsfactor dan een *batch* gedreven proces. Dit wordt ook duidelijk met onderstaande Grafiek 21. De meeste aansluitingen zitten in een benuttingsbereik van 30-60%.



Grafiek 21 Verdeling benutting per aantal aansluitingen

De deelnemers met een Trans-HS aansluiting hebben gemiddeld een benutting van 55% en deze van 26-1 kV ligt iets lager met 45%. Zoals eerder gezegd hebben continue processen vaker een hogere benuttingsduur. Trans-HS aansluitingen zijn vaker geconnecteerd aan een proces dat continu loopt met minder variatie.

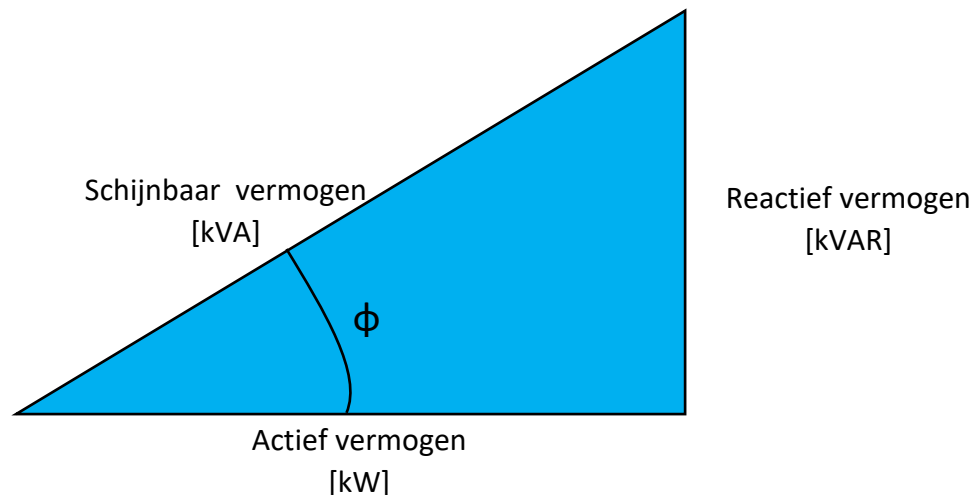


Grafiek 22 Benutting overzicht

2.2.4. Reactieve energie

Reactieve energie komt voor bij ieder bedrijf en afhankelijk van het type proces kan dit een probleem vormen. Een hoog reactief vermogen veroorzaakt hogere stromen in kabels waardoor er een nadelig hoge dissipatie van warmte ontstaat in kabels, en dus een verlies van "nuttige" energie. De oorzaak is een faseverschuiving veroorzaakt door een lage Cos Phi.

Volgende figuur geeft de vermogensdriehoek weer met de verschillende vermogens die er bestaan en hoe deze gerelateerd zijn aan de Cos Phi.



Figuur 3 Vermogensdriehoek

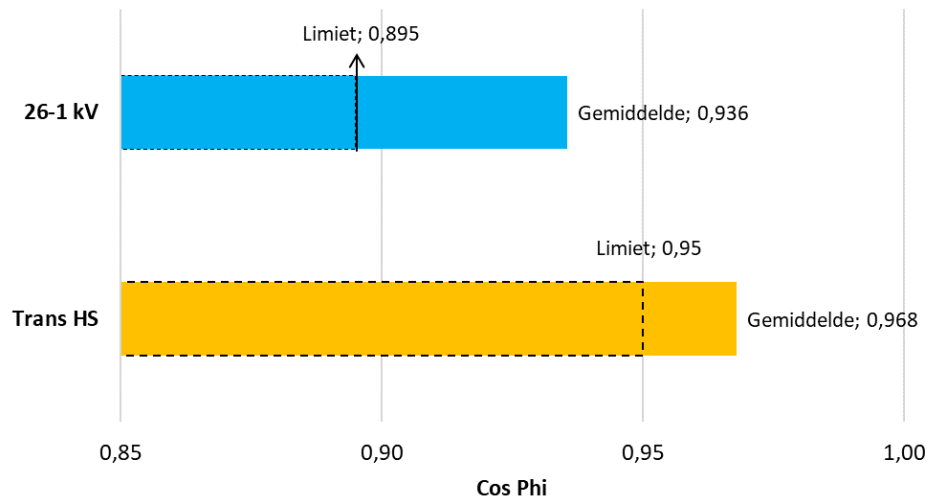
Actief vermogen is het vermogen dat werkelijk wordt afgenomen van het net via de secundaire zijde van de transformator. Dit vermogen wordt benut in de installatie. Daarnaast bestaat reactief vermogen, welke bestaat uit inductief en capacitief vermogen. Inductieve energie ontstaat bij toestellen met spoelen zoals motoren, transformatoren, TL lampen... terwijl capacitieve energie ontstaat bij toepassingen zoals batterijen en vermogenselektronica. Een voorbeeld van het ontstaan van reactieve energie is de toepassing van een inductiemotor. Negentig procent van het afgenomen vermogen van het net wordt werkelijk benut en het residu, de inductieve energie, wordt gebruikt om een magnetisch veld te onderhouden in de motor.

Schijnbaar vermogen is de combinatie van het actief en reactief vermogen.

De verhouding tussen actief vermogen en schijnbaar vermogen noemen we de arbeidsfactor of Cos Phi wat de maatstaf vormt voor reactieve energie. Indien deze perfect 1 is dan overlapt het schijnbaar vermogen met het actieve vermogens omdat er geen reactief vermogen is en dus geen faseverschuiving.

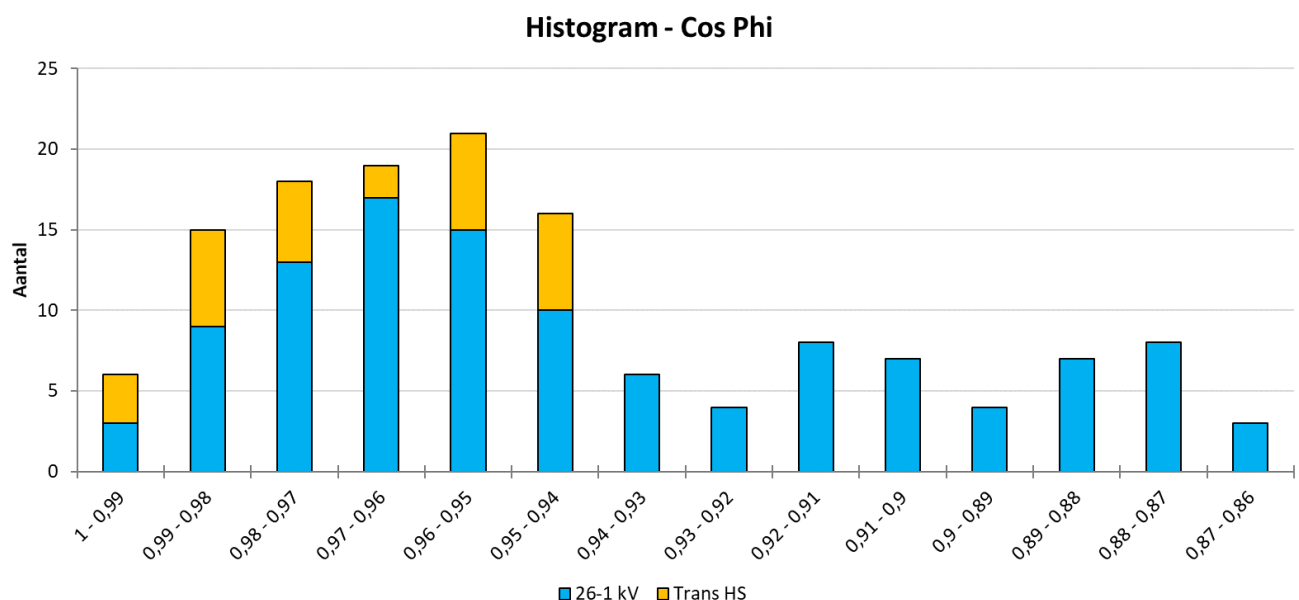
De minimale Cos Phi waarde voor Trans-HS aansluitingen bedraagt 0,95 en voor lus-aansluitingen is deze 0,895. Iedere maand wordt een forfaitair reactief verbruik berekend aan de hand van het totale actief verbruik vermenigvuldigd met een coëfficiënt die afhankelijk is van het aansluitingsniveau. Bij Trans-HS deelnemers wordt hun actief verbruik vermenigvuldigd met 0,329. Bij een lus aangesloten deelnemer ligt deze factor op 0,484. Deze laatste heeft dus een groter forfaitaire hoeveelheid ter beschikking. Wanneer het totale reactief verbruik dit forfaitair verbruik overschrijdt, betaalt men hiervoor een bedrag op basis van een tarief in €/kVARh dat wordt aangerekend door de netbeheerder.

Het gemiddelde van de Cos Phi waarden van alle deelnemers per aansluitingsniveau wordt weergegeven in Grafiek 23. Er wordt een vergelijking gemaakt met de limiet opgelegd door de netbeheerders. Indien deze limiet overschreden wordt, is dit het signaal dat er mogelijks een reactief probleem is en dat er extra kosten aan verbonden zijn.



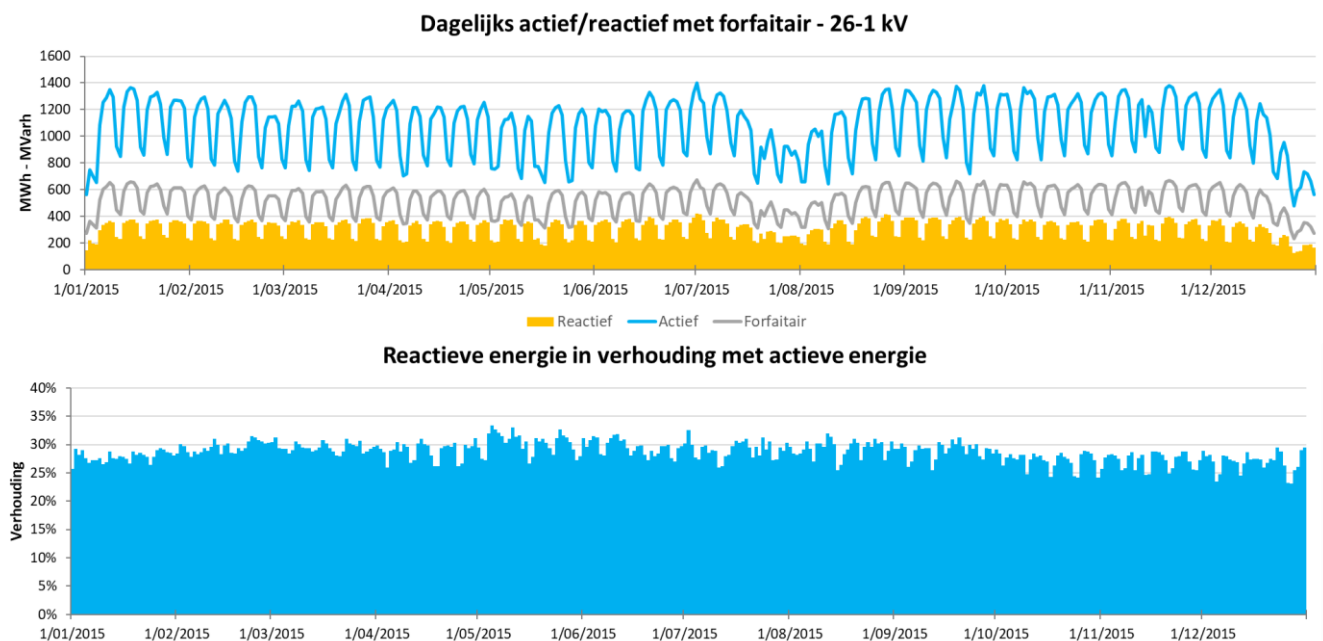
Grafiek 23 Gemiddelde Cos Phi per aansluitingsniveau

De histogram van Grafiek 24 geeft de verdeling aan van het aantal aansluitingen die in een bepaald bereik van Cos Phi zitten. Hieruit blijkt dat de meeste aansluitingen hun Cos Phi onder controle hebben. Een aantal bedrijven zitten daarentegen onder de limiet van de netbeheerder en betalen hiervoor extra kosten.



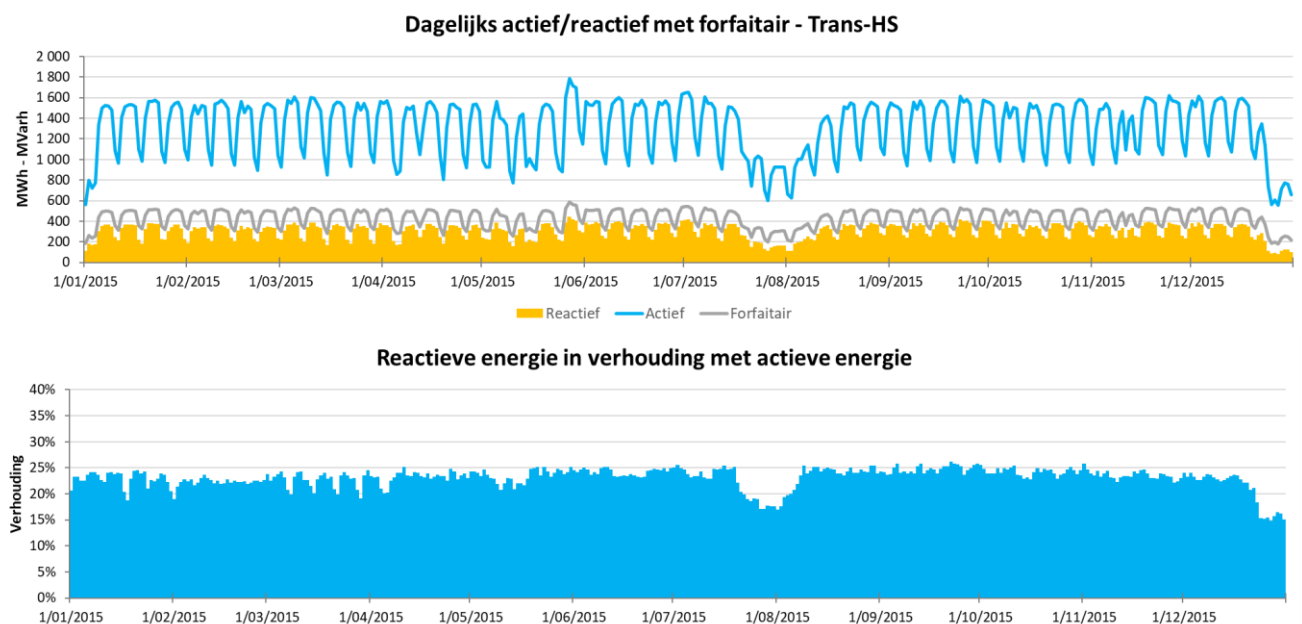
Grafiek 24 Verdeling Cos Phi

Grafiek 25 geeft een overzicht van het dagelijkse actief en reactief verbruik van alle deelnemers aangesloten op het 26-1 kV niveau. Daarnaast werd de forfaitaire hoeveelheid berekend. Een belangrijke oorzaak van kosten aan reactieve energie is de verhouding tussen reactief en actief. We zien bij 26-1 kV dat deze gelijk lopen.



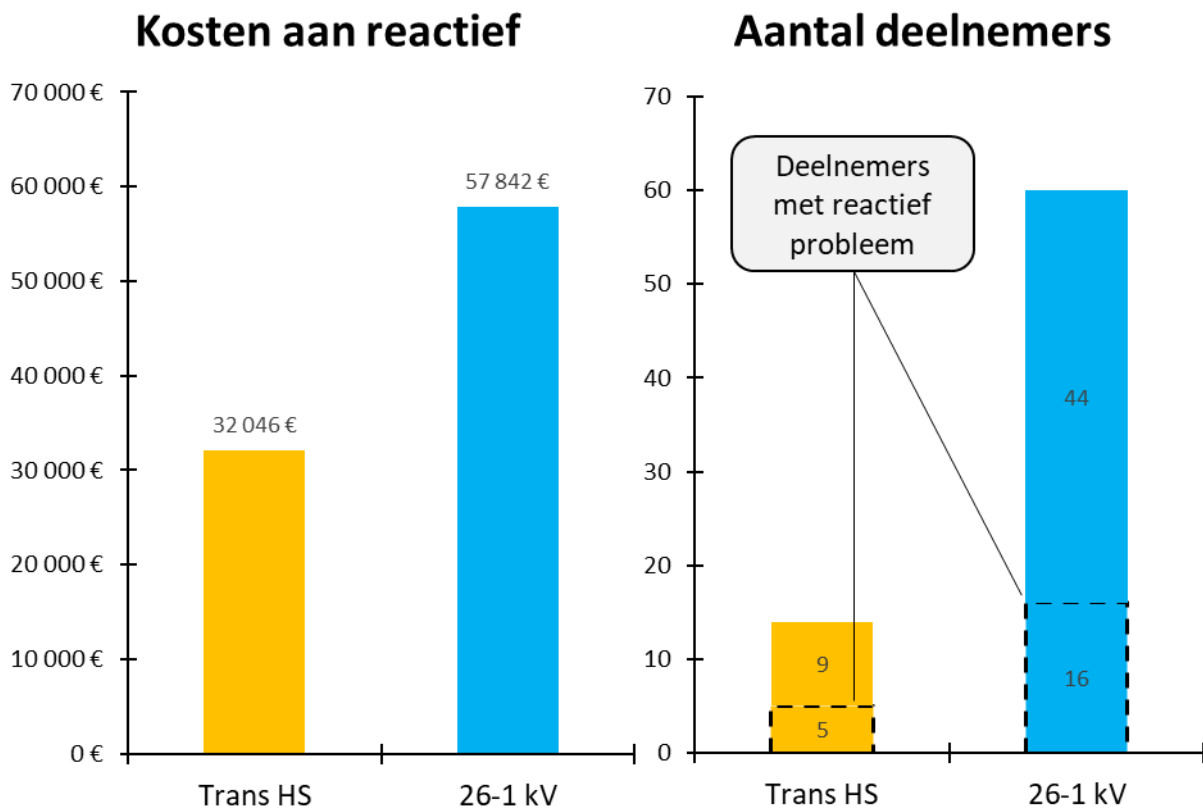
Grafiek 25 Overzicht reactief versus actief (26-1 kV)

Bij Trans-HS aansluitingen zien we een daling in het actief vermogen tijdens de zomer samen met het reactief. Indien het actief verbruik daalt in een bepaalde maand dan is er een lagere forfaitaire hoeveelheid reactieve energie en wordt deze limiet makkelijk overschreden. Voor dit spanningsniveau zijn er vaak processen met veel inductiemotoren waarbij het reactief verbruik sterk gerelateerd is aan het actief verbruik.



Grafiek 26 Overzicht reactief versus actief (Trans-HS)

Bovenstaande grafieken gaven een beeld over de opgewekte reactieve energie van de deelnemers. Grafiek 27 geeft meer inzicht in het financieel aspect van reactieve energie. We zien dat bij het Trans-HS aansluitingsniveau 5 van de 14 deelnemers problemen hadden met de reactieve energie en dit in een kost van € 32.046 resulteerde. Bij de deelnemers met een 26-1 kV aansluiting waren er 16 van de 60 met teveel reactief wat resulteert in een kost van € 57.842. Bij Trans-HS is er proportioneel een veel hogere kost voor reactief. Dit is te wijten aan het feit dat er op een kleiner aantal aansluitingen een grotere afname is. Daarnaast komen er ook veel meer inductieve toepassingen voor bij Trans-HS deelnemers en worden ze ook sneller beboet door de distributienetbeheerder, in vergelijking met het 26-1 kV niveau.



Grafiek 27 Reactieve kosten

Een oplossing om de faseverschuiving als gevolg van reactieve energie teniet te doen is een Cos Phi compensatie via condensatoren. Bij een maandelijks terugkerende kost voor reactief op de elektriciteitsfactuur kan een condensatorbatterij een goede investering zijn met een snelle terugverdientijd. Deze bedraagt soms minder dan 2 jaar. Dergelijke investering is niet enkel financieel voordelig, maar heeft eveneens een positieve impact op de levensduur van de installatie.

Er bestaan condensatorbatterijen met vaste en variabele vermogensstappen. Een lokale compensatie kan ook voorzien worden indien een algemene condensatorbatterij niet voldoet.

3. Aankoop en contractueel

3.1. Inleiding

De aankoop van energie is niet eenvoudig en maakt vaak geen deel uit van de *core business* van bedrijven. Dit ondanks het feit dat het vaak een top-3 kost is. Energie kan op verschillende markten met zeer verschillende karakteristieken ingekocht worden en bedrijven moeten rekening houden met hun uniek verbruiksprofiel om het juiste contract af te sluiten. De contractuele complexiteit vormt een extra uitdaging voor energiemanagers.

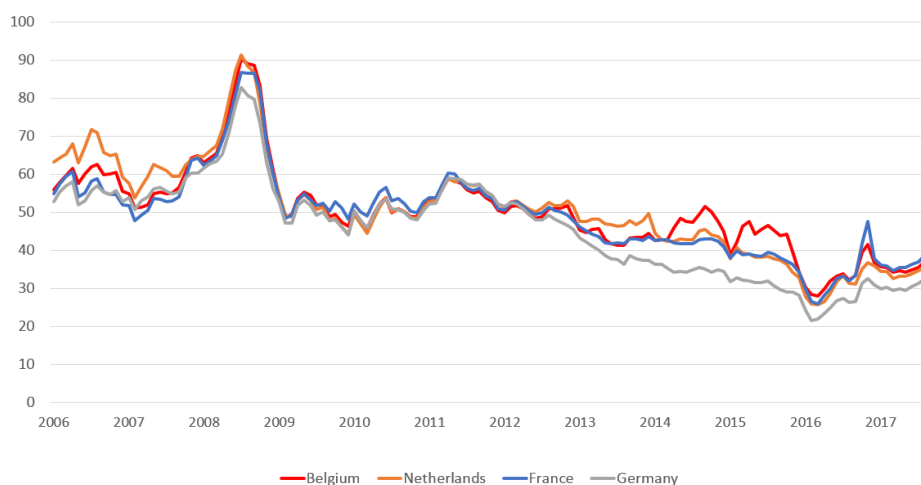
Vandaag bestaat de elektriciteitsfactuur voor een klassieke B2B eindverbruiker aangesloten op het distributienet (26-1kV) uit ongeveer 50% commoditykost, de werkelijke kostprijs voor de verbruikte elektriciteit afgenomen van het leveringsnet. Elk bedrijf, ongeacht de netaansluiting, dient een leveringscontract af te sluiten met een leverancier om de kostprijs en de leveringsmodaliteiten te bepalen. Energie kan via forward en/of spot aangekocht worden. Een minderheid van de bedrijven in België betreft ook de onbalansmarkt in het aankoopbeleid. De deelnemers van deze benchmarkstudie betrekken de onbalansmarkt niet in het aankoopbeleid.

In dit onderdeel wordt de performantie van de aankoopstrategie van de deelnemers doorgelicht. De resultaten van de groep worden vergeleken met de gemiddelde marktprijs over de gedefinieerde leveringsperiode.

3.2. Forward

Vanaf 3 jaar voor start van levering kan er elektriciteit aangekocht worden via de forwardmarkt Endex. Afwijkend kan er via bilaterale transacties met een leverancier voor een alternatieve periode energievolumes aangekocht worden. De forwardmarkt wordt gevormd en beïnvloed door een aantal specifieke prijsdrijvers (aardgasprijs, beschikbaarheid nucleaire centrales, CO₂-kost), productiecapaciteit CWE-regio...) waardoor de marktprijs onderhevig is aan fluctuaties. Historisch gezien wordt elk leveringsjaar gekenmerkt door voordelige en minder voordelige prijsnoteringen. Onderstaande grafiek toont voor leveringsjaar 2008 t.e.m. 2016 aan dat de 10% laagste prijzen verschillende keren terugkomen tijdens de noteringsperiode van 3 jaar voorafgaande aan het leveringsjaar. Deze cijfers staven de redenering om voor het forwardgedeelte dat ingekocht moet worden ruim op voorhand een leveringscontract af te sluiten om deze momenten.

Onderstaande grafiek geeft de evolutie van de Year + 1 forwardprijzen weer in de CWE-regio.



Grafiek 28 Evolutie van de Year + 1 forward prijzen in de CWE regio

Onderstaande grafiek toont voor leveringsjaar 2008 tem 2016 aan dat de 10% laagste prijzen verschillende keren terugkomen tijdens de noteringsperiode van 3 jaar voorafgaande aan het leveringsjaar. Deze cijfers staven de redenering om voor het forwardgedeelte dat ingekocht moet worden ruim op voorhand een leveringscontract af te sluiten om deze momenten te kunnen capteren

EUR/MWh; Bottom prices defined as lowest 10% of prices during a trading period
(ALL CALs included that traded at least during two years)



Grafiek 29 Overzicht forward per leveringsjaar – 10% prijs percentiel

3.2.1. Doelstelling en uitdaging

Eindverbruikers kunnen door het betrekken van de forwardmarkt in hun aankoopbeleid risico's beperken indien ze voldoende tijd vooraf hebben om de markt goed te kunnen monitoren. Door zijn positie volledig of gedeeltelijk op de forwardmarkt aan te kopen kan de eindverbruiker een hogere budgetstabiliteit garanderen omdat de commodityprijzen op voorhand bekend zijn. Het is aangewezen om vanuit een defensieve strategie ook geen te grote posities op hetzelfde moment in te nemen. Bij verdere marktdalingen kan dit zich immers vertalen in hogere energieprijzen die de concurrentiepositie kan verzwakken. Het is ook aan te raden om steeds de afweging te maken interessant kan zijn om een gedeelte van het verbruik in te kopen via de spotmarkt. Dit gebeurt dan i.f.v. verbruiks- en risicoprofiel. Bij het aankopen van forwardposities is het een uitdaging voor de eindverbruiker om ervoor te zorgen dat het gemiddelde prijsniveau onder het marktgemiddelde van de leveringsperiode komt te liggen om zo de concurrentiepositie t.o.v. sectorgenoten te garanderen.

De opvolging van de forwardmarkt is niet evident omdat deze beïnvloed wordt door diverse parameters die op zeer korte tijd significant kunnen wijzigen. In het begin van dit jaar waren de primaire prijsdrijvers voor de Belgische elektriciteitsprijs helemaal anders dan de huidige prijsdrijvers. Dat maakt het niet makkelijk voor eindverbruikers om altijd een correcte inschatting te kunnen maken. Sommige parameters zijn eerder lokaal, zoals de beschikbaarheid van de Belgische nucleaire centrales. Andere prijsdrijvers daarentegen - zoals elektriciteitsproductie o.b.v. gas en steenkool - maken deel uit van een internationale markt die door economische of geopolitieke elementen zeer kwetsbaar is voor een hoge volatiliteit.

Ook beleid heeft een zeer grote impact op de evolutie van de energieprijzen. In bepaalde situaties ontstaat er een discrepantie tussen de door het beleid gekozen strategie en de dynamiek van de markt. Dat vormt een uitdaging om op middellange termijn te kunnen inschatten hoe de markt zal evolueren. De markt wordt ook beïnvloed door sentiment wat niet objectiveerbaar is.

Om die reden is het belangrijk om een goed onderbouwde aankoopstrategie op te zetten. Deze moet in staat zijn om risico's in hoge mate te monitoren en te reduceren en anderzijds ook om opportuniteiten te capteren en valoriseren.

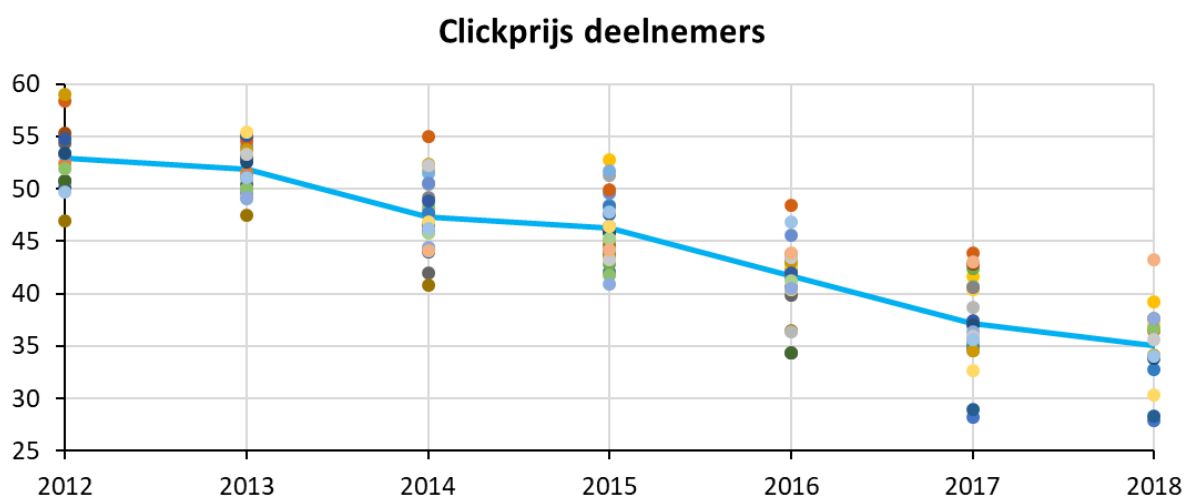
Het tijdig afsluiten van een contract ondersteunt het volgen van een solide aankoopstrategie omdat er voldoende tijd is voor marktopvolging. Het is ook voor elke individuele eindverbruiker van primordiaal belang een strategie te volgen die afgestemd is op de eigen specifieke situatie. Een forwardstrategie van een bedrijf met volcontinu profiel en de mogelijkheid om energieprijzen door te rekenen in de eindproducten zal er helemaal anders uitzien dan een bedrijf dat enkel produceert tijdens de week en mogelijke energieprijsschokken volledig zelf moet absorberen. Voor de meeste bedrijven is de aankoop van energie geen *core business* waardoor de tijdsbesteding erg beperkt is en er dus ook te weinig mogelijkheden bestaan om een doorgedreven marktkennis op te bouwen. Voor deze bedrijven is het nuttig om een heldere strategie uit te werken die rekening houdt met het risicoprofiel en de manier waarop met budgetten wordt omgegaan.

3.2.2. Resultaten

Onderstaande grafiek geeft de gemiddelde clickprijzen weer per deelnemer per leveringsjaar, van 2012 tot en met 2018. Leveringsjaren 2019 en 2020 werden niet mee opgenomen in deze analyse wegens een gebrek aan voldoende data: slechts een beperkt aantal deelnemers had op het tijdstip van de uitvoering van de analyse een contract afgesloten voor deze leveringsperiode.

De blauwe curve is het gemiddelde van de clickprijzen van alle deelnemers. Een positieve trend is merkbaar over de verschillende leveringsjaren heen. De deelnemers slagen er in om samen het groepsgemiddelde te doen dalen van 52,93 €/MWh in 2012 naar 35,09 €/MWh in 2018. Per leveringsjaar kunnen er grote verschillen vastgesteld worden tussen de laagste en hoogste aankoopsprijs gerealiseerd door de deelnemers.

Iedere deelnemer heeft contractueel de mogelijkheid om op de termijnmarkt aan te kopen. 28 van de 30 deelnemers (94%) kopen ook effectief op de termijnmarkt aan.

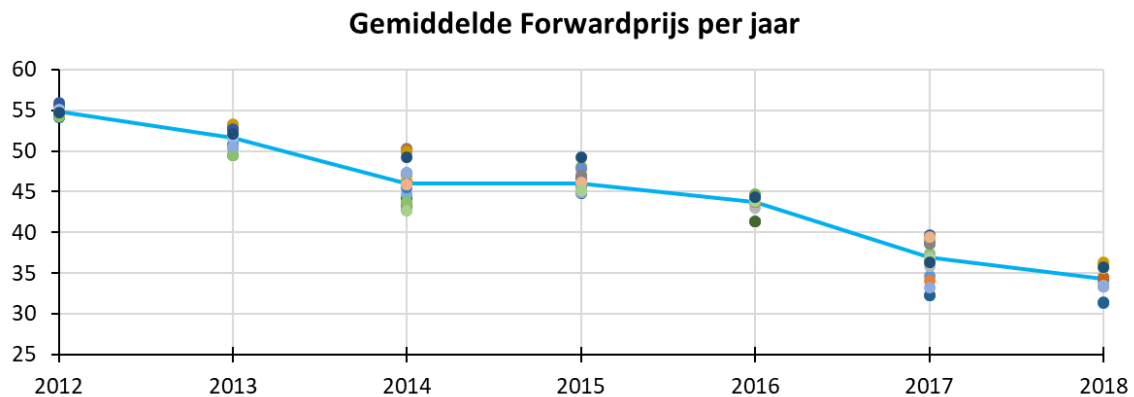


Grafiek 30 Overzicht clickprijs

De gemiddelde marktprijs over de leveringsperiode (periode tussen contractdatum en start van levering) werd in deze benchmarkstudie als objectief criterium gehanteerd om de performantie van de clickstrategie van de deelnemers te toetsen.

Onderstaande grafiek geeft de gemiddelde forward prijs weer per deelnemer over de looptijd van een contract per leveringsjaar ten opzichte van de ongewogen gemiddelde forwardprijs per leveringsjaar van de groep (blauwe curve).

Op basis van dit criterium is de conclusie dat er slechts 3 deelnemers slagen om ieder leveringsjaar lager aan te kopen dan het marktgemiddelde.

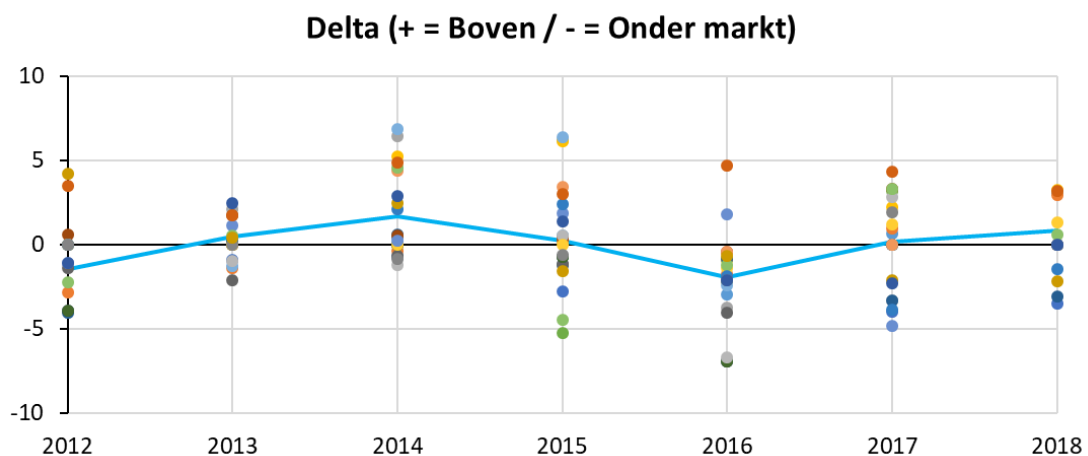


Grafiek 31 Clickprijs deelnemers versus gemiddelde forward prijs per jaar

Over de gehele leveringsperiode van 2012 tot 2018 kopen klanten gemiddelde 0,06 €/MWh onder de markt aan. Er is wel een grote variabiliteit van jaar tot jaar:

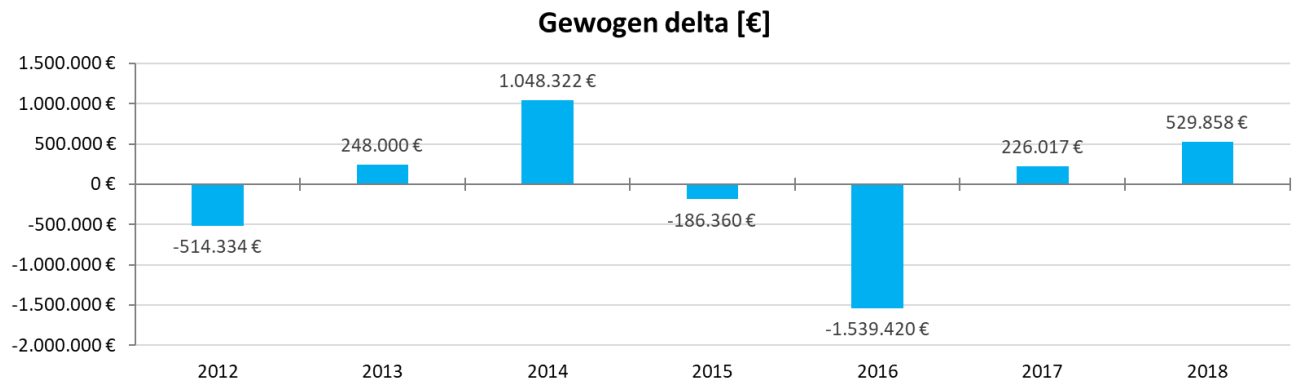
- In 2012 en 2016 lukt het de deelnemers om respectievelijk 1,47 €/MWh en 1,95 €/MWh onder het marktgemiddelde aan te kopen.
- Voor 2013, 2015, 2017 en 2018 liggen de gemiddelde aankooprijzen net boven de marktgemiddelden.
- Daarentegen was 2014 voor de groep een minder performant jaar waardoor de gemiddelde aankoopprijs 1,69 €/MWh boven het marktgemiddelde lag.

Op basis van deze data is de conclusie enerzijds dat het voor de meeste bedrijven niet mogelijk is om voor een langere periode onder het marktgemiddelde aan te kopen. Anderzijds stellen we vast dat de gemiddelde resultaten een hoge variabiliteit generen ten opzichte van een beoogde clickstrategie die een zekere stabiliteit zou moeten voortbrengen in relatie tot de gemiddelde marktprijzen.



Grafiek 32 Verschil in euro/MWh van het clickresultaat versus gemiddelde forward prijs per jaar

Een analyse op basis van het gewogen gemiddelde (verbruiksgerelateerd) resulteert in een gelijkaardige uitkomst, met uitzondering van het leveringsjaar 2015. De financiële delta is sterk positief ten opzichte van het marktgemiddelde. Over een periode van 7 leveringsjaren koopt de doelgroep € 187.916 onder het marktgemiddelde aan. Mede door de uitzonderlijk goede resultaten voor 2016 slagen de deelnemers er als groep in om dit resultaat te bewerkstelligen



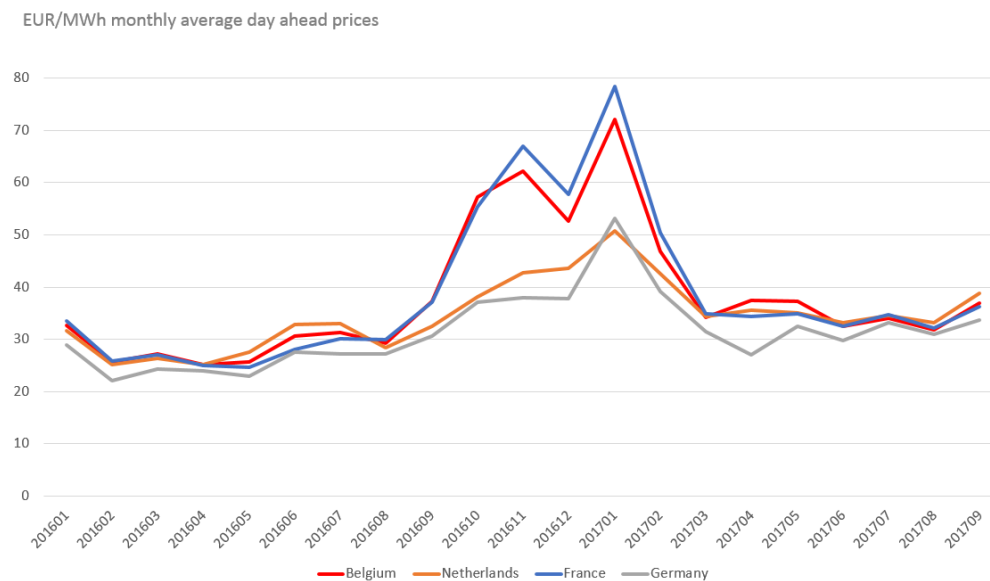
Grafiek 33 Gewogen verschil tussen in euro tussen gerealiseerde clicks en gemiddelde forward prijs

Iedere deelnemer heeft binnen de uitgevoerde Energy Health Check een analyse ontvangen waarbij de gevolgde aankoopstrategie werd vergeleken met een alternatieve aankoopstrategie, ontwikkeld door PowerPulse.

3.3. Spot

Naast het indekken van verbruiksvolumes op de forwardmarkt, kan een eindverbruiker haar elektriciteitsverbruik aankopen via de spotmarkt (Belpex). De spotmarkt noteert elke dag (D-1) op uur-basis. Deze markt reflecteert op basis van de reële vraag en het aanbod de werkelijke marktprijs voor elektriciteit. In periodes met een lagere vraag naar elektriciteit, goede beschikbaarheid van productiecapaciteit en hogere beschikbaarheid van hernieuwbare energie liggen de prijsniveaus op Belpex vaak lager dan op de forwardmarkt. Belpex is wel erg gevoelig voor het ongepland uitvallen van productiecapaciteit in België en de buurlanden. Een onderhoud van één of meerdere Belgische grootschalige centrales leidt altijd tot significant hogere prijsniveaus op de spotmarkt waar deze niet altijd even hard worden doorgerekend in de forwardprijzen (vooral in het scenario waar nucleaire onbeschikbaarheid wordt verlengd voor een bepaalde periode zonder dat dit op voorhand werd aangekondigd door de uitbater). De spotmarkt kan maximaal 3000 €/MWh of -500 €/MWh bedragen. In België hebben we dit jaar nog maar één dag gehad met negatieve prijzen maar de verwachting is dat met de toename van hernieuwbare energie er meerdere uren met negatieve prijzen zullen voorkomen in de toekomst.

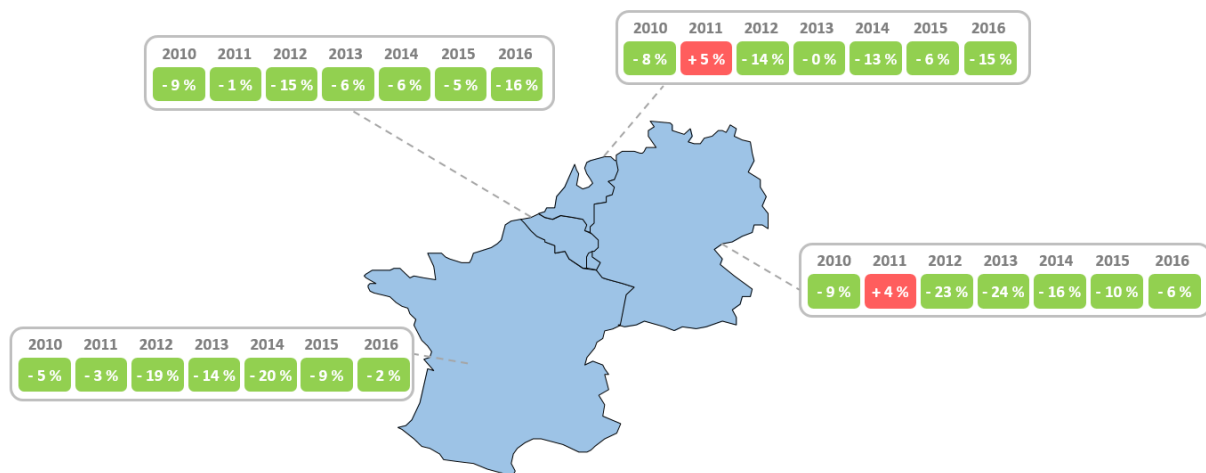
Onderstaande grafiek geeft de evolutie van de spotprijzen weer in de CWE regio:



Grafiek 34 Evolutie spot prijzen in de CWE regio

De afgelopen jaren lagen de gemiddelde spotprijzen per leveringsjaar in de CWE-regio bijna voor elk leveringsjaar lager dan de gemiddelde (Y+1) forwardprijzen. Dit wordt aangetoond in onderstaande grafiek.

% price difference between spot prices and average CAL forward prices (negative % implies cheaper spot prices)



Grafiek 35 Percentuele verschil tussen gemiddelde spot - en Y+1 forwardprijzen in de CWE regio

Voor leveringsjaar 2017 (tot oktober 2017) stellen we vast dat de gemiddelde Belgische spotprijs momenteel hoger uitkomt dan de gemiddelde Y+1 forwardprijs.

Ondanks de goedkopere gemiddelde spotmarktprijs op jaarbasis is deze per definitie niet altijd aantrekkelijker voor elke afnemer. Het unieke verbruiksprofiel van een deelnemer bepaalt of het betrekken van de spotmarkt in het aankoopbeleid een financieel voordeel kan opleveren.

3.3.1. Doelstelling en uitdaging

Belpex reflecteert op de meest transparante manier de evolutie van de markt. Voor veel bedrijven kan het daarom interessant zijn om een gedeelte van het volume in te dekken op de spotmarkt. Op basis van het individueel verbruiksprofiel moet gekeken worden of Belpex een financiële meerwaarde kan bieden.

Belpex noteert op uurbasis. Dit kan een meerwaarde betekenen voor industriële verbruikers met een flexibel productieproces. Tijdens dure uren kan een bedrijf reageren door tijdelijk minder te verbruiken. Goedkope (of zelfs negatieve) prijzen gedurende bepaalde uren kunnen een prikkel geven om meer te verbruiken. Op deze manier kan de energiemarkt gebruikt worden om op een economischere manier te produceren, een voordeel dat niet kan benut worden op de forwardmarkt. Op de forwardmarkt kan enkel gereageerd worden door verbruik te verschuiven van piek- naar dalverbruik, maar het verschil tussen beide is de laatste jaren fel afgenomen.

Daarnaast kunnen bedrijven die beschikken over eigen lokale productie deze *assets* inzetten op de spotmarkt om op een meer rendabele manier stroom op te wekken. Een concreet voorbeeld hiervan is een WKK-installatie die geoptimaliseerd wordt in functie van de Belpex prijzen. Tijdens goedkope uren kan het economischer zijn om elektriciteit aan te kopen in plaats van zelf te produceren. Een ander voorbeeld is “*smart charging*”: het laden van elektrische voertuigen op momenten dat de spotmarkt goedkoop is.

3.3.2. Resultaten

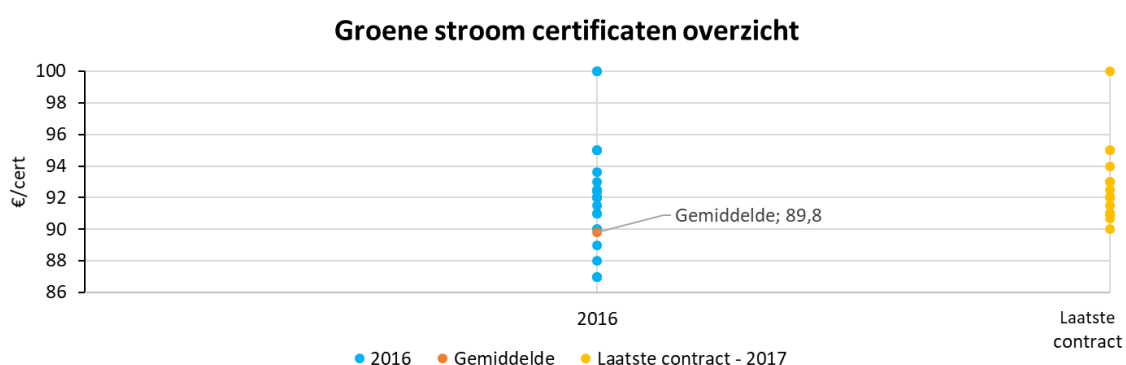
33% van de deelnemers aan deze benchmarkstudie hebben contractueel de mogelijkheid om de spotmarkt te betrekken in hun aankoopbeleid. Hiervan hebben 9 deelnemers effectief gebruikt gemaakt om bepaalde volumes aan te kopen via de spotmarkt. Van deze 9 deelnemers zijn er 2 deelnemers die het volledige jaarverbruik afdekken via de spotmarkt. Voor elke deelnemer aan de benchmarkstudie die contractueel nog niet in de mogelijkheid was om via de spotmarkt aan te kopen, werd er een grondige analyse uitgewerkt. Dit op basis van het specifieke verbruiksprofiel van de deelnemer in kwestie, gekoppeld aan de Belpex prijzen. Daarbij werd het potentieel financieel voordeel (of nadeel) inzichtelijk gemaakt. Daarnaast werd inzichtelijk gemaakt of de eindverbruiker best kiest voor een profielaankoop (procentueel aankopen van volumes) of baseload aankoop (aankopen van volumes per MW). De afrekening op Belpex kan ook op twee verschillende manieren gebeuren: op basis van een uurgewogen gemiddelde of op basis van een maandgemiddelde. Afhankelijk van het verbruiksprofiel of de aanwezigheid van flexibiliteit in het productieproces werd berekend welke afrekeningsmethode het meest optimale is voor de eindverbruiker.

3.4. Groene stroom en WKK certificaten

Het onderhandelen van marktconforme prijzen voor groenestroom- en WKK-certificaten is een belangrijk onderdeel van de onderhandelingen bij het afsluiten van een nieuw leveringscontract. De maximale boete die een leverancier actueel voor groene stroom certificaten kan aanrekenen, bedraagt 100 euro/GS-certificaat.

Voor 2016 worden er grote verschillen geconstateerd tussen de onderhandelde eenheidsprijzen van de groene stroom certificaten. Slechts enkele deelnemers hebben een prijs kunnen onderhandelen die lager uitkomt dan de door VREG gepubliceerde gemiddelde prijs (89,8 €/GSC). De boete die een leverancier momenteel voor een tekort aan groenestroom-certificaten moet betalen, bedraagt 100 €/GSC.

De gemiddelde onderhandelde prijs van de deelnemers voor de groene stroom certificaten voor het laatste contract ligt in lijn met de gemiddelde prijs voor 2016. Opmerkelijk is wel dat laagste onderhandelde prijzen uit 2016 niet meer voorkomen in het meest recente onderhandelde energiecontract.

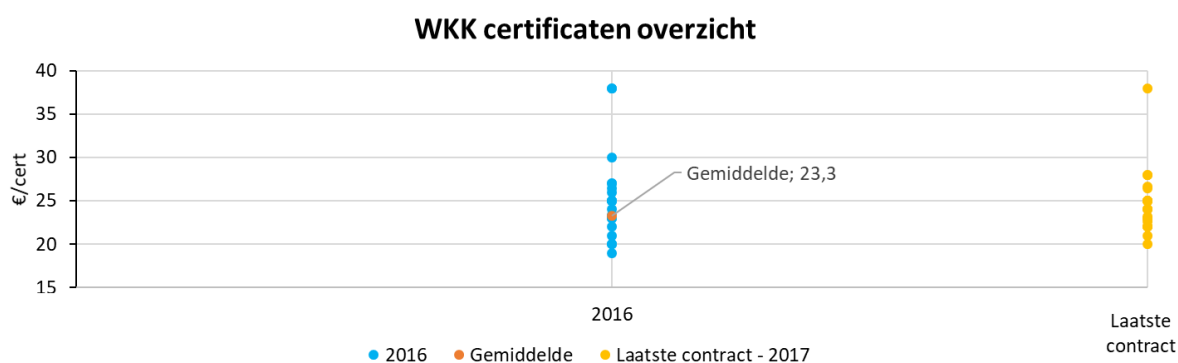


Grafiek 36 Eenheidsprijs van de deelnemers van de groene stroom certificaten in 2016 en van het laatst getekende contract

Voor 2016 worden er grote verschillen geconstateerd tussen de onderhandelde eenheidsprijzen van de WKK-certificaten.

Meerdere deelnemers hebben een prijs kunnen onderhandelen die lager uitkomt dan de door VREG gepubliceerde gemiddelde prijs (23,3 €/WKC).

De gemiddelde onderhandelde prijs van de deelnemers voor de WKK-certificaten van het meest recente onderhandelde contract ligt 0,35 €/WKC lager dan de gemiddelde prijs voor 2016.



Grafiek 37 Eenheidsprijs van de deelnemers van de WKK certificaten in 2016 en van het laatst getekende contract

4. Tips & tricks

- **Bewaak de verhouding tussen uw maximaal piekvermogen en uw contractueel vermogen** en probeer uw **maximaal piekvermogen te beperken**. In de huidige tariefstructuur wordt uw hoogste piek 12 maanden lang gebruikt als referentie voor de berekening van de netkosten. Voor bedrijven met een ongeplande *outage* of een seizoensprofiel kan dit leiden tot hoge kosten die 12 maanden lang moeten betaald worden op basis van een éénmalige gebeurtenis. In de toekomstige tariefstructuur is de kans reëel dat uw netkosten berekend zullen worden op basis van uw contractueel vermogen. Probeer dit optimaal te benutten en voorkom structurele onderbenutting van het contractueel vermogen om zo onnodig hoge kosten te vermijden.
- **Controleer regelmatig uw factuur**. Verdoken kosten zoals reactieve energie lopen snel op en kunnen makkelijk vermeden worden door een snelle interventie. Volg de evolutie van uw maand- en jaarpieken op om een potentiële stijging van de netkosten in te perken. Gezien de complexiteit van een energiefactuur is het aan te raden om na te gaan of de contractuele prijsvoorwaarden correct worden gehanteerd in de facturatie.
- Onderzoek de **haalbaarheid van een investering in lokale productie**. Een correcte dimensionering van uw geïnstalleerd vermogen in functie van het verbruiksprofiel verhoogt de rendabiliteit van uw investering.
- **Optimaliseer uw aankoopstrategie**:
 - Sluit tijdig uw contract af zodat u voldoende tijd heeft om de markt te monitoren en risico te mitigeren
 - Ga uit van uw individueel verbruiksprofiel om te bepalen welk type contract u afsluit
 - Analyseer of het betrekken van de spotmarkt een economische meerwaarde biedt
 - Zorg voor een consistente en proactieve opvolging van de markt
 - Streef naar budgetstabiliteit over een langere periode
- **Negotieer de prijs van groenestroom- en WKK certificaten** tijdens de contractonderhandeling. Gebruik publieke informatie (VREG) om de marktconformiteit van de certificaatprijzen te verifiëren.

Grafieken en figuren overzicht

Grafiek 1 Verbruik in Vlaanderen	6
Grafiek 2 Kostenverhouding	6
Grafiek 3 Procentuele verdeling aansluitpunten per sector; 100% = 86 aansluitpunten	8
Grafiek 4 Verdeling verbruiken	8
Grafiek 5 Overzicht totaal verbruik HI/LO	10
Grafiek 6 Verhouding HI/LO per aansluitingsniveau	11
Grafiek 7 Gesommeerd verbruik per aansluitingsniveau	11
Grafiek 8 Totaal dagelijks verbruik versus temperatuur	12
Grafiek 9 Week/weekendprofiel per aansluitingsniveau	12
Grafiek 10 Week/weekendprofiel weeknummer 18 per aansluitingsniveau	13
Grafiek 11 Week/weekendprofiel weeknummer 20 per aansluitingsniveau	13
Grafiek 12 Totaal vermogen 2015	15
Grafiek 13 Overzicht hoogste pieken	16
Grafiek 14 Hoogste piek versus contractueel vermogen per aansluitingsniveau	16
Grafiek 15 Verdeling top 10 pieken op maand en uur basis	17
Grafiek 16 Voorbeeld aftopping	17
Grafiek 17 Besparingen op 99,9ste percentiel	18
Grafiek 18 Besparingen bij aftoppen op percentiel basis	18
Grafiek 19 Lage benutting	20
Grafiek 20 Hoge benutting	20
Grafiek 21 Verdeling benutting per aantal aansluitingen	21
Grafiek 22 Benutting overzicht	21
Grafiek 23 Gemiddelde Cos Phi per aansluitingsniveau	23
Grafiek 24 Verdeling Cos Phi	23
Grafiek 25 Overzicht reactief versus actief (26-1 kV)	24
Grafiek 26 Overzicht reactief versus actief (Trans-HS)	24
Grafiek 27 Reactieve kosten	25
Grafiek 28 Evolutie van de Year + 1 forward prijzen in de CWE regio	26
Grafiek 29 Overzicht forward per leveringsjaar – 10% prijs percentiel	27
Grafiek 30 Overzicht clickprijs	28
Grafiek 31 Clickprijs deelnemers versus gemiddelde forward prijs per jaar	29
Grafiek 32 Verschil in euro/MWh van het clickresultaat versus gemiddelde forward prijs per jaar	29
Grafiek 33 Gewogen verschil tussen in euro tussen gerealiseerde clicks en gemiddelde forward prijs	30
Grafiek 34 Evolutie spot prijzen in de CWE regio	31
Grafiek 35 Procentuele verschil tussen gemiddelde spot - en Y+1 forwardprijzen in de CWE regio	31
Grafiek 36 Eenheidsprijs van de deelnemers van de groene stroom certificaten in 2016 en van het laatst getekende contract	33
Grafiek 37 Eenheidsprijs van de deelnemers van de WKK certificaten in 2016 en van het laatst getekende contract	33
 Figuur 1 Cost drivers	 5
Figuur 2 Deelnemers aansluitpunten overzicht per provincie	7
Figuur 3 Vermogensdriehoek	22