Modellering van de marktwaarde van Cranberry

Juli 2018

eRisk Group
Energy & Finance

Disclaimer

De informatie in dit document is gemaakt ten behoeve van het verkrijgen van inzicht van de waarde-ontwikkeling van Cranberry door eRisk Group.

Niets uit dit document zal worden gebruikt als de basis voor een contract of andere verplichtingen of investeringen of financiële producten, belastingen of juridische conflicten. De informatie in het document houdt geen rekening met de investeringsdoelen, financiële situatie of andere behoeften van investeerders.

Dit document is alleen bedoeld om achtergrondinformatie te geven die inzichten opleveren voor mogelijke investeerders. Investeerders zijn zelf verantwoordelijk voor het maken van investeringsbeslissingen of andere acties op basis van de in het document verschafte informatie.

Inhoud

1. Inleiding en doelstelling
2. Klimaattafel scenario – beschrijving algemeen
   - Algemeen
   - Aannames meest relevante parameters
3. Resultaten
   - Inleiding
   - Price Duration Curves
   - Load Duration Curves & Productie
   - Marktwaarde ontwikkeling
4. Appendices
   - Toelichting bij het gebruikte model van eRisk Group: PPSGen (Power Price Scenario Generator)

Inleiding en doelstelling

De marktwaarde van Cranberry moet worden ingeschat over een lange periode waarin de elektriciteitsmarkt grote veranderingen zal ondergaan. Dit onderzoek uit hoofde van de TKI systeemintegratie concentreert zich op de marktwaarde zoals die op de Day-Ahead markten kan worden gerealiseerd. Cranberry zal gedurende alle jaren zo veel mogelijk willen produceren. Het liefst tegen een zo hoog mogelijke gemiddelde elektriciteitsprijs. Als gevolg van de sterke toename van duurzame energiebronnen, vooral wind en zon, zullen er grote hoeveelheden duurzame elektriciteit worden geproduceerd tegen extreem lage kosten. In de toekomst zullen er veel uren in een jaar voorkomen met lage elektriciteitsprijzen. Als de prijzen onder de operationele kosten van Cranberry liggen is het zinvol om Cranberry terug te schakelen naar het minimum vereiste productievermogen (25 MW). In dit onderzoek hebben wij die kosten op 18 €/ MWh verondersteld.

Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

In dit onderzoek is de waarde van Cranberry berekend op basis van de maximale productiecapaciteit (160 MW). De maximale productie per uur is afgeleid van de maximale kabelcapaciteit (600 MW) minus de productie van het windpark Gemini (600 MW) op basis van winddata uit 2012. De marktwaarde van Cranberry is vervolgens berekend door de uurlijkse productiecurve per jaar te vermenigvuldigen met de uurlijkse prijscurve per jaar. De gesommeerde uurlijkse waarden van die vermenigvuldiging is de marktwaarde van Cranberry per jaar.

Om de marktwaarde van het terugschakelen bij prijzen kleiner of gelijk aan 18 €/ MWh te bepalen zijn de productiecurves met afschakeling en productiecurves zonder afschakeling vermenigvuldigd met de eerder berekende uurlijkse prijscurves minus 18 €/ MWh. Het verschil in waarde is de marktwaarde van het afschakelen.

Cranberry kan ook waarde realiseren op de onbalansmarkt. Die waarde is al berekend in een eerder onderzoek door PZEM. In dit onderzoek wordt daar niet verder op ingegaan.

Inleiding en doelstelling

Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

Er was afgesproken om de waardering van Cranberry te baseren op de getallen uit het scenario van de Nationale Energieverkenning 2017. Op dit moment wordt er echter door een groot aantal partijen over een klimaatakkoord onderhandeld. De uitkomsten van het akkoord kunnen een grote impact op de waarde van Cranberry hebben. Wij hebben er daarom voor gekozen om de waardering van Cranberry zo veel mogelijk te baseren op de getallen die in dat akkoord worden gebruikt. Hoewel nog niet alle getallen voor de aannames voor het klimaatakkoord beschikbaar zijn, sluit het scenario dat wordt gebruikt zo nauwkeurig mogelijk aan op de nu bekende afspraken van het klimaatakkoord. In dit onderzoek is op basis van uurlijkse prijzen, die door het merit order model PPSGen zijn gegenereerd, de waardeontwikkeling van Cranberry onder het klimaatscenario voor twee productiesituaties onderzocht.

Gebruik PPSGen

De door het model gegenereerde uur elektriciteitssysteemprijzen zijn afgeleid van de marginale productiekosten en de capaciteit van de verschillende centrales zoals die in de scenario's worden aangenomen. Voor elk uur bepaalt de duurste centrale die wordt ingezet de prijs. De laagste prijs in het model is 0 €/MWh. In zeer zeldzame situaties kan er in het model ook een tekort aan elektriciteit ontstaan. Er moet dan vraag worden afgeschakeld. Als dat gebeurt hanteert PPSGen voor die uren een prijs van 1.000 €/MWh (prijs voor Value of Lost Load). De door het model gegenereerde uurlijkse elektriciteitssysteemprijs is te vergelijken met de prijs zoals die in de toekomst tot stand zou kunnen komen op de Day-Ahead markt. De werkelijke prijzen op de Day-Ahead markt kunnen grilliger en hoger of lager zijn dan de modelprijzen. De reden daarvoor is dat het model een perfecte marktwerking op een Noordwest Europese (= BENELUX, FR, VK en DE) markt veronderstelt, slecht beperkt door de interconnectie-capaciteit, en uitgaat van specifieke scenarioaannames die zullen afwijken van de werkelijke situatie

Inleiding en doelstelling

Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

Gebruik PPSGen

Het PPSGen model is een theoretische benadering van de elektriciteitsmarkt waarbij wordt aangenomen dat de marktprijzen alleen worden bepaald door de merit order die primair is gebaseerd op de marginale kosten van elektriciteitscentrales. PPSGen houdt geen rekening met marktinefficiëntie en mogelijkheden van gaming door grotere marktpartijen

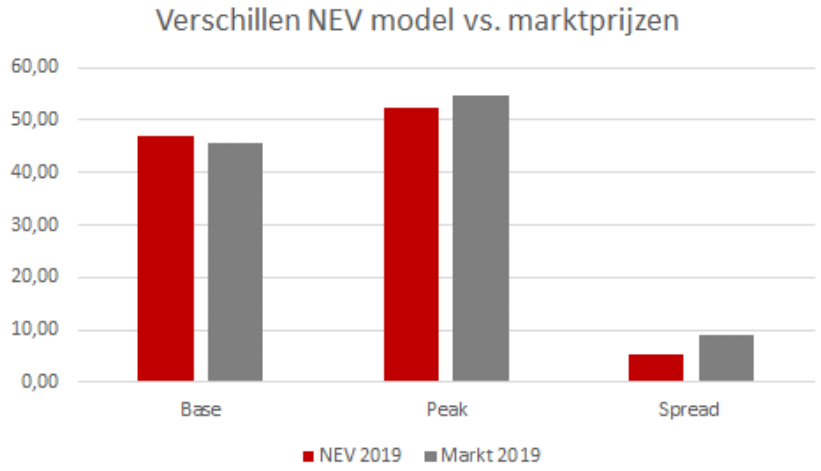
PPSGen is primair relevant om de impact te bepalen van de fundamentele verandering in de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit zoals veranderingen inzake regelgeving, veranderingen in de interconnectiecapaciteit, de groei van duurzame energiebronnen en de elektrificatie van de energievraag. Specifieke veranderingen met een directe markt impact, zoals de uitval van centrales, worden in het model op een willekeurige manier meegenomen en zullen afwijken van de werkelijke situatie.

Ook kunnen actuele onderhoudsschema's van centrales afwijken van de schema's die in het model worden gebruikt als ook de actuele marktontwikkelingen zoals bijvoorbeeld het uitfaseren van nucleaire centrales in België en Frankrijk en kolencentrales in Nederland kunnen afwijken van de aannames die worden gebruikt in het model.

Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

Gebruik PPSGen

Door het bovenstaande zullen de prijzen altijd licht afwijken van de marktprijzen. Voor 2019 berekent het model iets hogere baseload en iets lagere peakload prijzen dan de markt. De gemiddelde spread tussen peak- en baseload prijzen is daardoor kleiner. De prijzen in bijgaande grafiek zijn berekend op het NEV2017 scenario zoals gepubliceerd eind 2017 door ECN en PBL. De prijzen van 2019 zijn forward prijzen (juni 2018)



Inleiding en doelstelling

Uitvoering onderzoek

Het onderzoek is uitgevoerd met behulp van het door eRisk Group ontwikkelde model PPSGen. PPSGen is een model dat de Noordwest Europese elektriciteitsmarkten simuleert. Een uitgebreidere toelichting op het model is in de bijlage te vinden. Verder bestaat er een uitgebreide beschrijving van het model.

Het uurlijkse productieprofiel van Cranberry dat voor dit onderzoek is gebruikt, is gebaseerd op de productie van het GEMINI windpark op basis van winddata uit die regio van 2012. Het jaar 2012 is gekozen omdat de weer- en vraagdata die in PPSGen worden gebruikt zijn gebaseerd op 2012

Voor de analyse heeft eRisk Group de volgende zaken uitgewerkt:

- De waardering van Cranberry met PPSGen voor de jaren 2020/2025/2030/2035 op basis de veronderstelde aannames van het klimaat scenario, zonder en met de mogelijkheid om de productie te verminderen tot 25 MW bij prijzen onder de 18 €/MWh
- Analyse van en uitleg over de model output voor de twee productie-situaties op basis van het klimaatscenario

* Zie uitleg scenario in appendix

Inhoud

1. Inleiding en doelstelling
2. Klimaattafel scenario – beschrijving algemeen
   - Algemeen
   - Aannames meest relevante parameters
3. Resultaten
   - Inleiding
   - Price Duration Curves
   - Load Duration Curves & Productie
   - Marktwaarde ontwikkeling
4. Appendices
   - Toelichting bij het gebruikte model van eRisk Group: PPSGen (Power Price Scenario Generator)

Scenario – beschrijving algemeen (1)

- De resultaten van dit onderzoek zijn gebaseerd op veronderstelde aannames over het Klimaattafelscenario. Dit scenario is nog onbekend maar aannames zullen zeer waarschijnlijk de eindresultaten van het scenario benaderen.
- Specifiek zijn de data van onderstaande variabelen uit het scenario gebruikt.
  - Aardgas, kolen en CO2 prijzen
  - Bruto elektriciteitsvraag
  - Interconnectie capaciteit
  - Geïnstalleerd elektrisch vermogen per technologie voor de productie van elektriciteit
  - Ontwikkeling elektrificatie van de energievraag (bijv. elektrisch vervoer en warmtepompen)

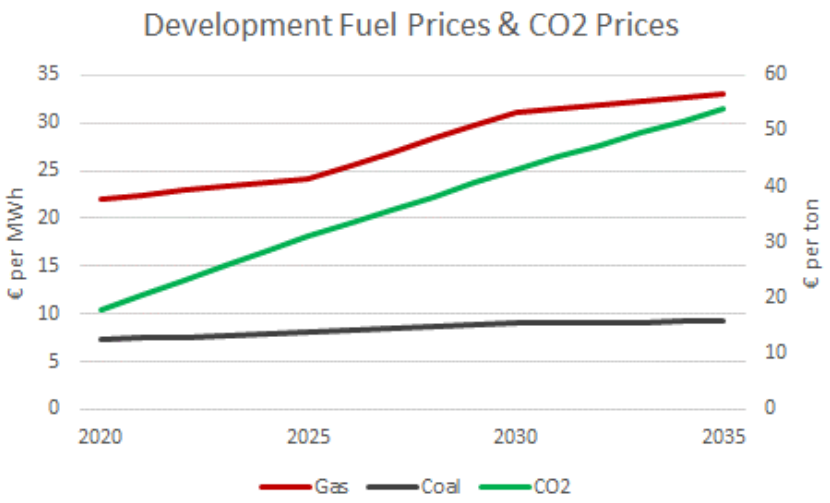
Scenario – beschrijving algemeen (2)

- PSSGen genereert toekomstige uurprijzen die zijn afgeleid van de uurlijkse marginale kosten van prijszettende centrales en van de scenario aannames over economische groei, elektriciteitsvraag, brandstofprijzen en productiecapaciteit. De wind en zon productie is gebaseerd op weerdata inzake windsnelheden, zoninstraling en temperatuur per regio voor 2012.
- In het klimaattafel scenario worden verschillende aannames gehanteerd. De aannames die worden gehanteerd in het scenario zijn geen waarschijnlijkheden maar wel reële aannames voor mogelijke toekomstige energielandschappen. eRisk Group heeft gewerkt naar een set consistente aannames die de discussies rondom de klimaat ambities momenteel goed weerspiegelen. Vanzelfsprekend zijn ook andere keuzes mogelijk die tot andere uitkomsten zouden leiden.

Economie	Groei van 1,7% per jaar
Besparing elektriciteit	Besparingen op elektriciteit van rond 2% per jaar
Elektriciteitsvraag	Beperkte groei: sterke groei vanuit transport en warmte en een tempering van de groei door energie besparingen en het gebruik van efficiëntere apparaten
Warmtevraag	Warmtevraag stabiel door besparingen en het gebruik van efficiëntere apparaten ondanks groeiende warmtevraag
Conventionele productie capaciteit	Groei van conventionele capaciteit klein en beperkt tot gas gestookte centrales
Duurzame productie capaciteit	Sterke groei duurzame energiebronnen voornamelijk offshore wind en zon PV. Onshore wind groeit minder hard
Brandstof- en CO2 prijzen	Gasprijzen stijgen sterk en CO2 en kolenprijzen beperkt richting 2030.
Elektriciteitsprijzen	Elektriciteitsprijzen stijgen richting 2030 doordat goedkopere kolencentrales uit merit order verdwijnen en er veel geëxporteerd wordt

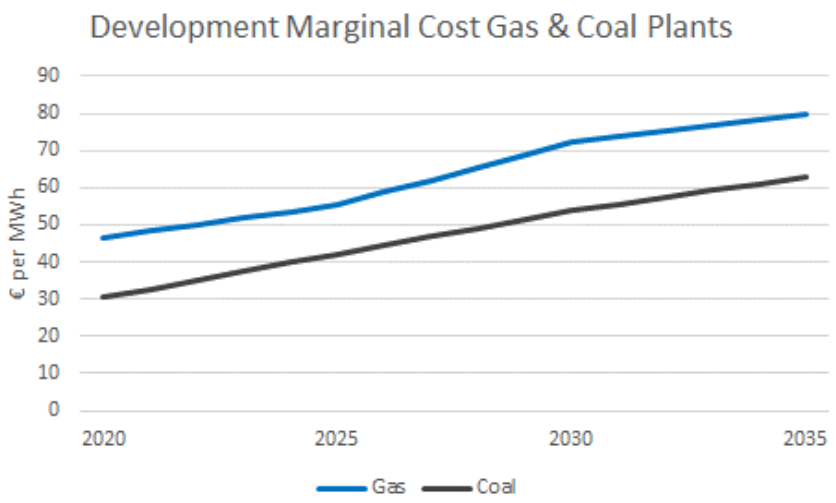
Brandstof & CO2 prijzen 2020 - 2035

- De prijzen voor 2018 zijn actuele (juni 2018) prijzen voor kolen, gas en CO2.
- Uitgangspunt is een toenemende vraag naar gas resulterend in stijgende prijzen voor de korte en lange termijn ondanks de verwachte overschot van LNG aanbod en substitutie door duurzame energiebronnen
- Kolenprijzen zijn relatief laag en stabiel voor de korte en lange termijn als gevolg van het de afnemende vraag van kolen uit China, hogere CO2 prijzen en concurrentie van gascentrales
- De CO2 prijzen zullen stijgen als gevolg van bestaande en nieuwe wetgeving. De huidige situatie van overschot op de markt voor CO2 emissies zal geleidelijk verdwijnen



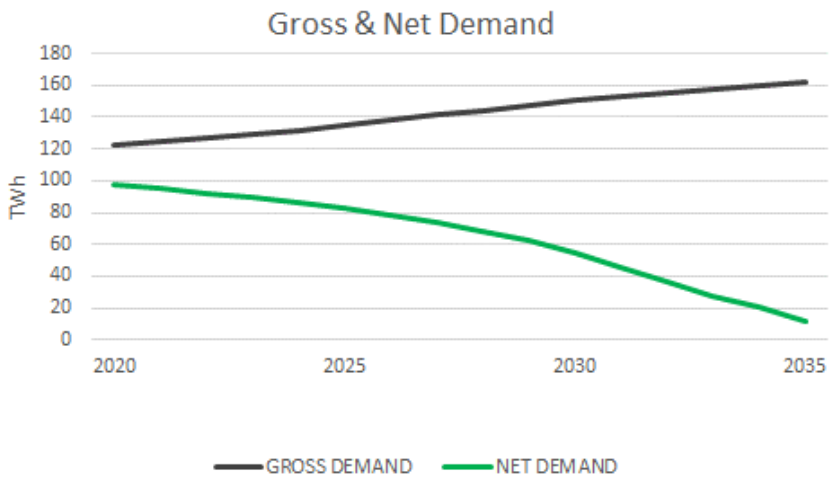
Marginale kosten 2020 - 2035

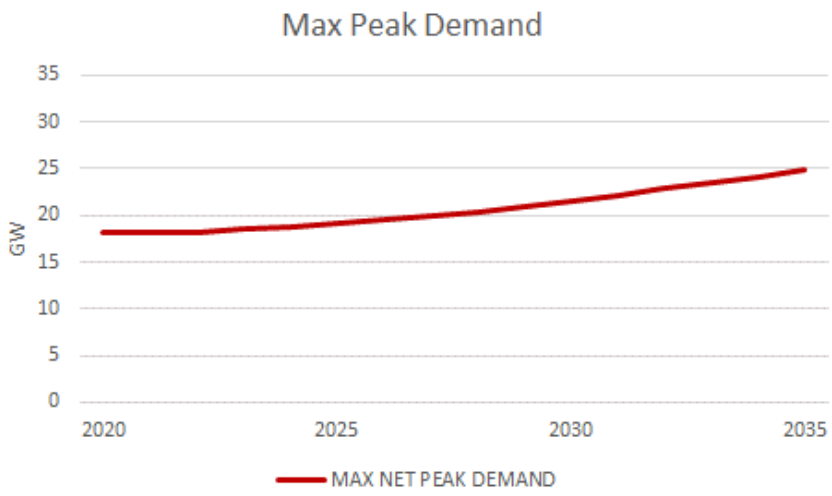
- Voor de berekening van de marginale kosten zijn actuele prijzen voor Gas, Kolen en CO2 gebruikt.
- In het scenario nemen de marginale kosten na 2020 toe onder invloed van de stijgend prijzen voor voor gas, kolen en CO2



Elektriciteitsvraag 2020 - 2035

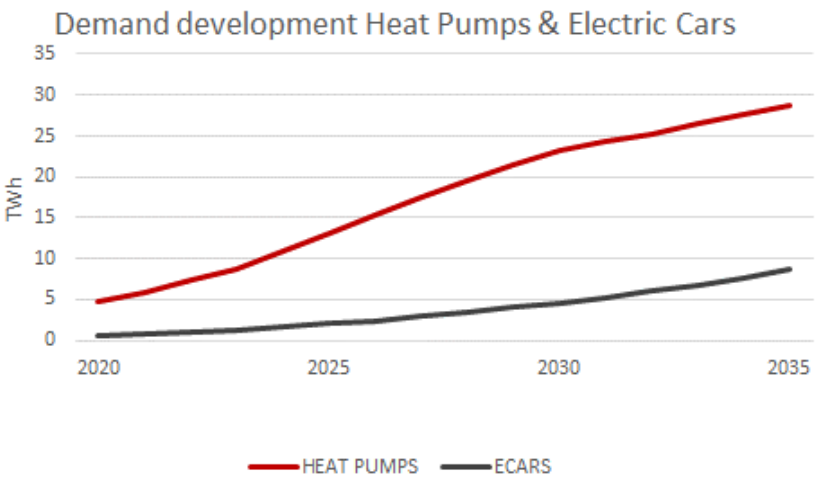
- De bruto elektriciteitsvraag stijgt inclusief de vraag als gevolg van elektrificatie zoals van elektrische auto's en warmtepompen en inclusief de besparingen die gedurende de gehele periode worden gerealiseerd met gemiddeld 1% jaar op jaar. Deze beperkte stijging wordt beïnvloed door de trend om de energievraag te elektrificeren. De stijging van de vraag door elektrificatie is groter dan de besparingen die uit hoofde van de aangenomen besparingsmaatregelen worden genomen
- Niet alleen de algehele vraag stijgt, ook de piekvraag stijgt, zelfs nog sterker. Dit wordt veroorzaakt door bijvoorbeeld de gelijktijdigheid van de vraag van warmtepompen.
- De netto elektriciteitsvraag (is Bruto vraag minus de productie uit duurzame bronnen) daalt wel sterk.





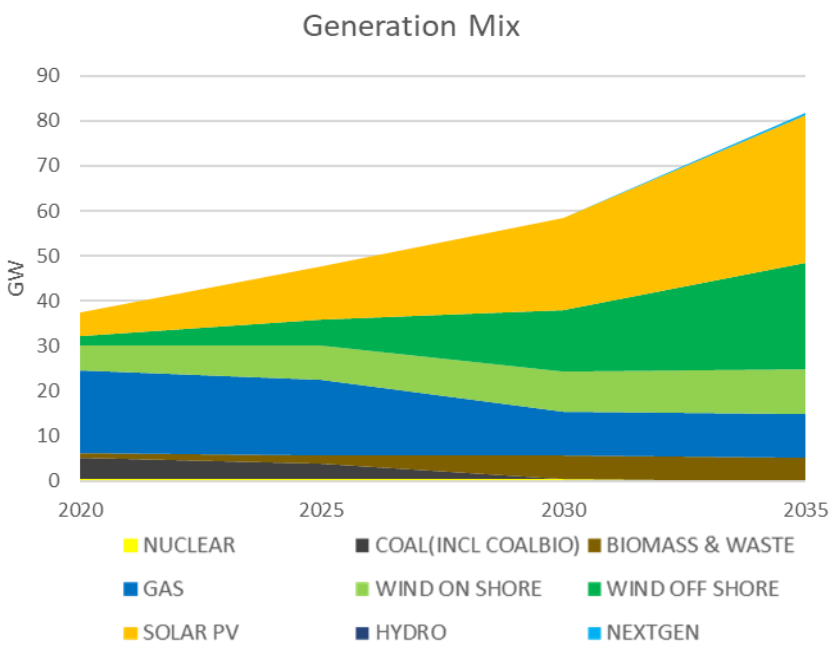
Elektrificatie energievraag 2020 - 2035

- Aangenomen is dat in 2030 3,3 mln huishoudens warmtepompen hebbenm en er inmiddels 1,2 mln elektrische auto's rondrijden. Verder zullen kantoren en dergelijke met name met warmtepompen worden verwarmd en zal elektrificatie van de industrie sterk groeien.



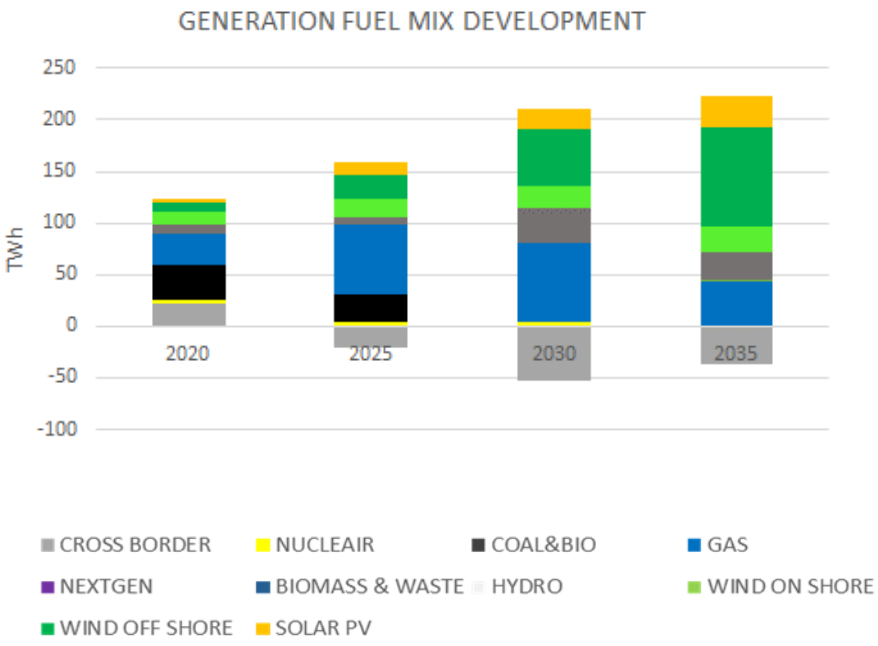
Productiecapaciteit 2020 - 2035

- In het Klimaat scenario wordt aangenomen dat het Energieakkoord wordt uitgevoerd en wordt doorgezet op basis van de Energieagenda. Daarbij wordt wel aangenomen dat Onshore Wind minder hard groeit dan aangenomen in het akkoord maar dat Offshore Wind en zon PV harder groeien.
- De resterende kolencentrales gaan vanaf 2023 volledig op biomassa gaan draaien die tot 2030 afnemend worden gesubsidieerd
- De capaciteit van gascentrales neemt met ruim 10 GW af van ruim 20 naar minder da 10GW in 2035 vooral omdat oudere gascentrales worden geamoveerd en er zeer beperkt nieuwe capaciteit bij komt.
- Nieuw is NextGen capaciteit. Deze centrales zullen elektriciteit produceren op basis van nieuwe brandstoffen zoals bijvoorbeeld waterstof. In 2035 wordt 0,5 GW verondersteld. De capaciteit wordt door het model bepaald op basis van te verwachten hoeveelheden nieuwe brandstoffen die geproduceerd worden met overschotten aan duurzaam vermogen.



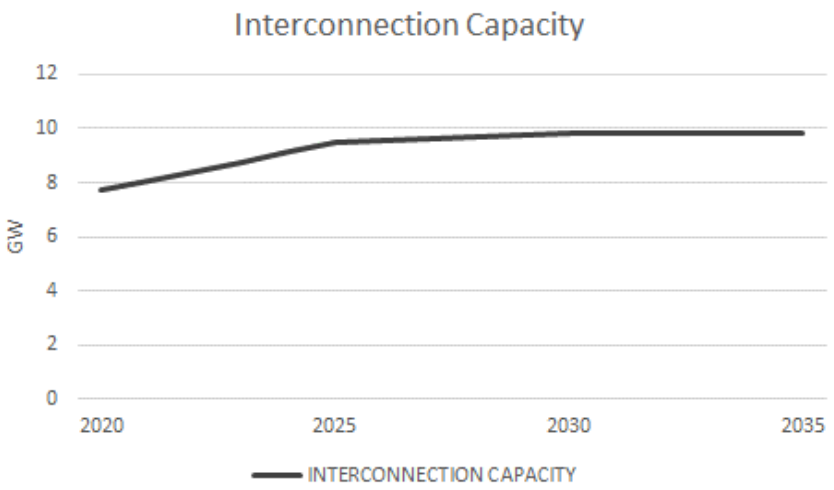
Productiemix 2020 - 2050

- Na 2020 wordt Nederland netto exporteur van elektriciteit. De overschotten aan duurzame energie worden ieder jaar groter.
- De brandstoffenmix van de productie in het scenario's verandert beperkt. Alleen wordt de bijdrage kolen en kolen/bio productie door de uitfasering van kolengestookte productie uiteindelijk nul in 2030.
- De totale productie neemt in beide scenario’s fors toe van 136 TWh in 2025 naar 186 TWh in 2035. Dit wordt veroorzaakt door een stijgende elektriciteitsvraag en omdat er veel wordt geëxporteerd (36 TWh in 2035).
- Het aandeel duurzame energie door wind en zon, groeit van 51 TWh in 2025 naar 150 TWh in 2035.



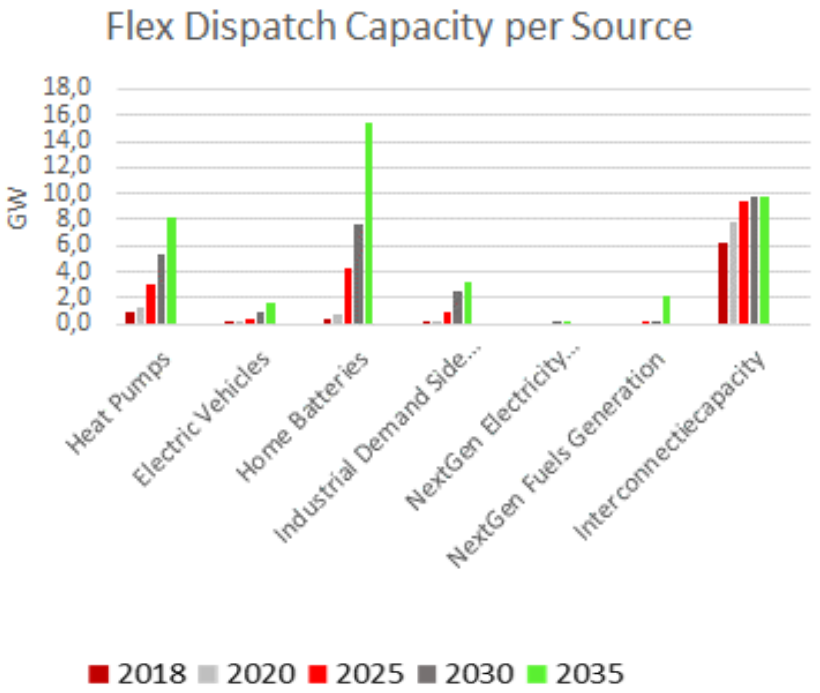
Interconnectiecapaciteit van 2020 - 2035

- Aangenomen wordt dat de interconnectiecapaciteit het komende decennium zal stijgen waarna de groei zal afvlakken. De totale capaciteit stijgt daarmee van ongeveer 8 GW naar 10 GW.
- De totale importcapaciteit is dan ongeveer 50% van de maximale piekvraag (in 2020). In latere jaren wordt dat minder, er mag echter vanuit worden gegaan dat aan een fors deel van de piekvraag op andere wijzen wordt voldaan. Met name door het verschuiven van vraag middels batterijen of demand response.
- Tot 2030 wordt de toegenomen interconnectiecapaciteit met name gebruikt om met de relatief grote en moderne Nederlandse productiecapaciteit, productietekorten in de omringende landen aan te vullen.



Flexibel inzetbare capaciteit van 2020 - 2035

- Voor NextGen is zowel de capaciteit vermeld die geleverd kan worden om elektriciteit te produceren als om brandstoffen te produceren.
- De totale inzetcapaciteit van warmtepompen per uur is afgeleid van de maximale uurlijkse vraagverandering in de wintermaanden. De aanname is dat vraag van warmtepompen met maximaal vier uur kan worden vervroegd. De reservoircapaciteit is gelijk aan vier x de inzetcapaciteit
- De totale inzetcapaciteit van elektrische auto's (EV) per uur is gelijk aan het percentage van de gemiddeld elektriciteitsvraag per jaar. De reservoircapaciteit is gelijk aan het aangenomen aantal EV's maal de aangenomen opslagcapaciteit van de batterij in die auto's. Er is aangenomen dat de opslagcapaciteit groeit in de tijd: 2018/30 kWh, 2020/40 kWh, 2025/50 kWh, 2030/60 kWh, 2035/70kWh
- De totale inzetcapaciteiten van de thuisbatterij zijn gebaseerd op aannames van studies. De reservoir capaciteit is afgeleid van de aannames dat batterijen in 2 uur laden en ontladen. De reservoircapaciteit is daarmee twee maal de inzetcapaciteit
- De inzetcapaciteit van industriële vraagsturing en NextGen zijn aannames gebaseerd op studies



Inhoud

1. Inleiding en doelstelling
2. Klimaattafel scenario – beschrijving algemeen
   - Algemeen
   - Aannames meest relevante parameters
3. Resultaten
   - Inleiding
   - Price Duration Curves
   - Load Duration Curves & Productie
   - Marktwaarde ontwikkeling
4. Appendices
   - Toelichting bij het gebruikte model van eRisk Group: PPSGen (Power Price Scenario Generator)

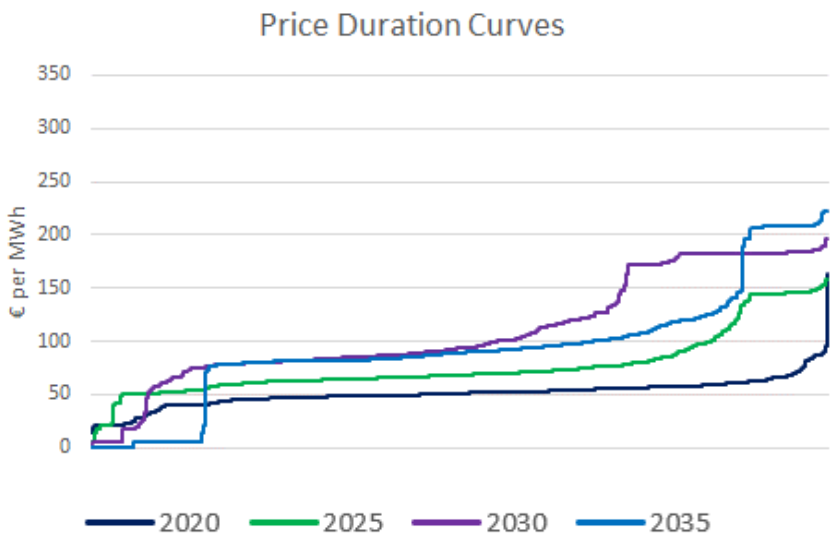
Resultaten – Inleiding

- De resultaten zijn gebaseerd op aannames over productie en vraag zoals die worden verondersteld bij het Klimaattafel overleg.
- Voor de jaren 2020, 2025, 2030 en 2035 zijn berekeningen met PPSGen gemaakt voor de volgende twee situaties:
  - Klimaat scenario met productieprofiel zonder de mogelijkheid om de productie te reduceren tot 25 MW
  - Klimaat scenario met productieprofiel met de mogelijkheid om de productie te reduceren tot 25 MW
- Voor beide situatie is de handelswaarde van Cranberry berekend (optimale inzet op de Day-Ahead markten) en tevens is bepaald hoeveel duurzame assets er minder hoeven te worden afgeschakeld ieder jaar
- De berekeningen van de marktwaarde van Cranberry zijn gemaakt voor de jaren 2020, 2025, 2030 en 2035.

Resultaten – Price Duration Curves 2020 – 2035

Price duration curves worden steiler in de tijd

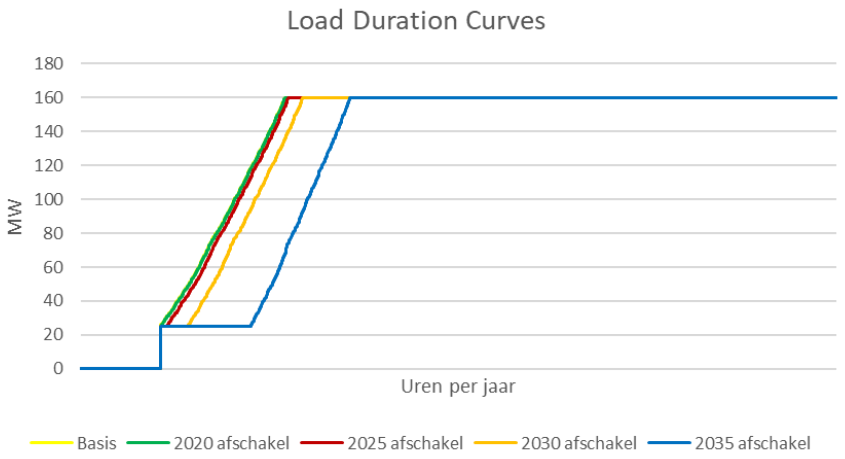
- Het beeld dat uit de grafiek naar voren komt is een verschuiving van de curves naar rechts. Meer lage prijzen en ook meer hogere prijzen.
- De gemiddelde prijzen voor de verschillende jaren zijn 2020: 50,87 €/ MWh, 2025: 77,10 €/ MWh, 2030: 110,20 €/ MWh en 2035: 93,92 €/ MWh
- De hoogste prijzen voor de verschillende jaren zijn 2020: 163,48 €/ MWh, 2025: 158,0 €/ MWh, 2030: 196,3 €/ MWh en 2035: 223,2 €/ MWh
- Vanzelfsprekend worden de hoge prijzen verder afgetopt als er een grotere inzet van opslagmogelijkheden is en vice versa.



Resultaten – Load Duration Curves & Productie 2020 – 2035

Minder productie maar beperkt meer waarde

- Ten opzicht van de must run productie (basis) wordt in de afschakelen variant de productie bij prijzen kleiner of gelijk aan 18 €/ MWh terug gebracht naar de minimumcapaciteit van 25 MW
- Ten opzicht van de normale productie (basis) neemt logischerwijze de totale productie in GWh door het afschakelen af.
- Door de toenemende productie van intermitterende productiebronnen, vooral wind en zon, komen er in de tijd steeds meer lage prijzen voor waardoor de productie vaker naar 25 MW kan worden terug gebracht. Het aantal productie uren neemt daarom in tijd af



Productie Cranberry basis en incl. afschakelen						
		Basis	Afschakel 2020	Afschakel 2025	Afschakel 2030	Afschakel 2035
Productie per jaar Cranberry	GWh	1149	1.149	1.142	1.116	1.031
Verschil productie	GWh		0,6	7,6	33,7	118,1
Min Capaciteit Cranberry	MW	25	25	25	25	25
Max Capaciteit Cranberry	MW	160	160	160	160	160
Gemiddelde Capaciteit Cranberry	MW	130	130	130	130	130
Vollasturen Cranberry	hr	7.184	7.180	7.136	6.973	6.446
Vollasturen % max. capaciteit Cranberry	%	82%	82%	81%	80%	74%
Vollasturen Gemini	hr.	3.965	3.965	3.965	3.965	3.965
Max Capaciteit Gemini en kabel	MW	600	600	600	600	600

Resultaten – Marktwaarde ontwikkeling 2020 – 2035

In de tijd de neemt de waarde van de productie van Cranberry significant toe

- Door de oplopende gemiddelde prijzen neemt de waarde van Cranberry in de tijd flink toe. Vanaf 2030 blijft het prijsniveau hoog maar ligt wel lager dan het niveau van 2030 waardoor de opbrengsten van Cranberry in 2035 bijna 20 mln lager zijn
- De waarde van afschakelen naar het minimum productie niveau op prijzen kleiner of gelijk 18 €/ MWh neemt in de tijd toe omdat er door de toenemende productie van intermitterende productiebronnen, vooral wind en zon, steeds meer lage prijzen voorkomen
- De afschakelwaarde is positief maar ten opzicht van de must run waarde minimaal en 2035 het hoogst (1,7 mln .Euro)
- Logischerwijze zal de waarde toenemen indien Gemini minder loaduren maakt en vice versa
- Het verhogen of verlagen van het afschakelprijsniveau zal de waarde verhogen dan wel verlagen

Opbrengsten per jaar Cranberry in mln. Euro's					
		2020	2025	2030	2035
Productieprofiel	€ MLN	59,69	91,16	132,18	113,56
Afschakelwaarde	€ MLN	0,002	0,05	0,36	1,69
APX	€ / MWh	50,9	77,0	110,2	93,9
Gewogen APX Productieprofiel	€ / MWh	51,9	79,3	115,0	98,8
Gewogen APX Afschakelen	€ / MWh	52,0	79,8	118,5	110,1

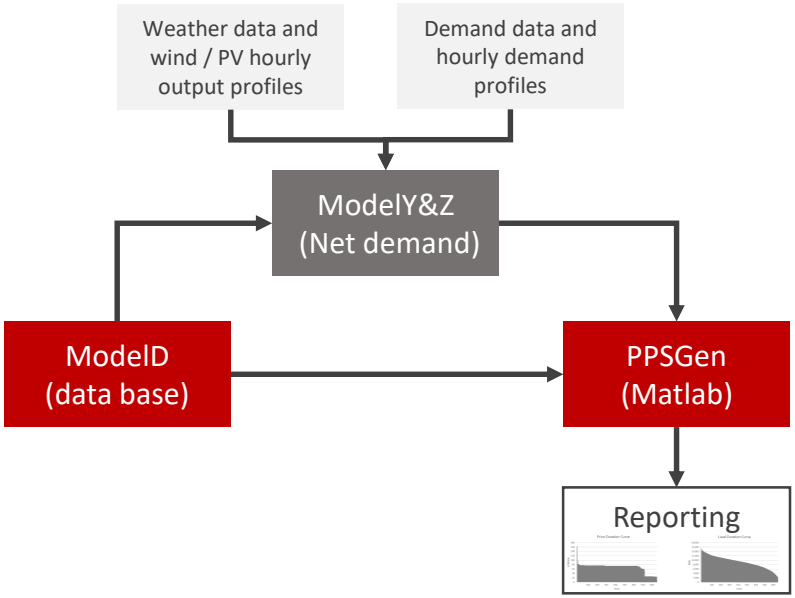
Inhoud

1. Inleiding en doelstelling
2. Klimaattafel scenario – beschrijving algemeen
   - Algemeen
   - Aannames meest relevante parameters
3. Resultaten
   - Inleiding
   - Price Duration Curves
   - Load Duration Curves & Productie
   - Marktwaarde ontwikkeling
4. Appendices
   - Toelichting bij het gebruikte model van eRisk Group: PPSGen (Power Price Scenario Generator)

PPSGen: The structure of the model

PPSGen: Model components

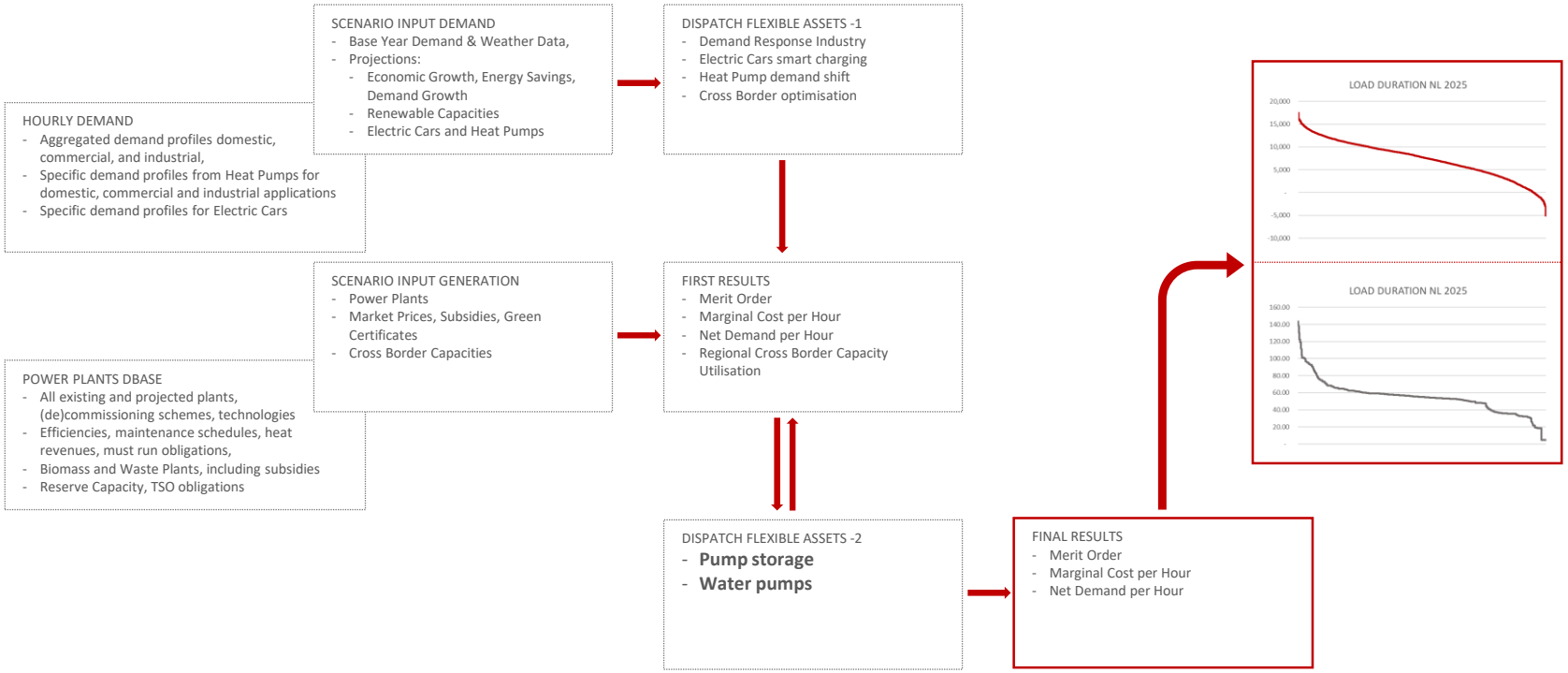
- ModelD is the starting point of the model. ModelD is the database of the model with the following data: all conventional power plants (> 5 MW) per country, the inter-connections capacity, renewable energy capacity, new technology capacity
- In ModelD, six scenarios to 2050 are defined for data inputs about possible future developments, including economic growth, and electricity and heat saving
- Information defined in ModelD and the gross hourly demand and normalised wind and PV generation data is fed in ModelY. ModelY uses the data to calculate the net hourly electricity demands
- In ModelZ, the net hourly electricity demand is adjusted for non-core region cross border optimisation and the dispatch of flexible assets such as demand response, resulting in a final net demand
- The final net demand and the flex constraints and relevant plant and market data of ModelD are collected and used as input in the Matlab core of the model, PPSGen 3.0
- In PPSGen 3.0, the optimal dispatch to minimise dispatch costs of available power plants, flex capacity and cross border capacity versus a given net demand is calculated, resulting in hourly electricity prices and loads per generating technology per year and per country



PPSGen 3.0 uses data which are modelled in Excel/VBA using statistical and linear modelling technologies. The data are generated in three separate Excel files (modelD and ModelY) which are connected via a logical through put of data

PPSGen: Overview

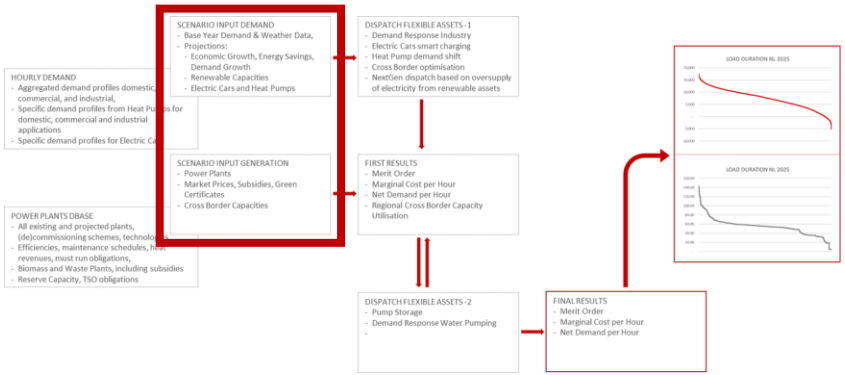
PPSGen is a fundamental merit order model of the North West European electricity markets. The fundamental method is based on basic economic principles of supply and demand describing price dynamics and modelling the impact of the main physical and economic factors determining the market equilibrium price of electricity



PPSGen: Scenarios

Scenario input (generation & demand)

- eRisk Group has developed a number of distinct scenarios
- Each scenario is based on a consistent set op potential future supply and demand developments per country
- Main scenario input variables for conventional generation are:
  - Development of generation capacity; e.g. commissioning coal vs. gas, decommissioning schedules, nuclear or coal phase out and biomass generation and co-firing
  - Development of fuel prices (coal, natural gas, oil and biomass), CO2 and green certificates prices
- Main scenario input variables for demand are:
  - Economic growth and energy savings rates per sector (residential, commercial, and industrial)
  - Development of wind and solar PV capacity
  - Development of electric car and heat pump capacity
  - Development of storage and demand response capacity

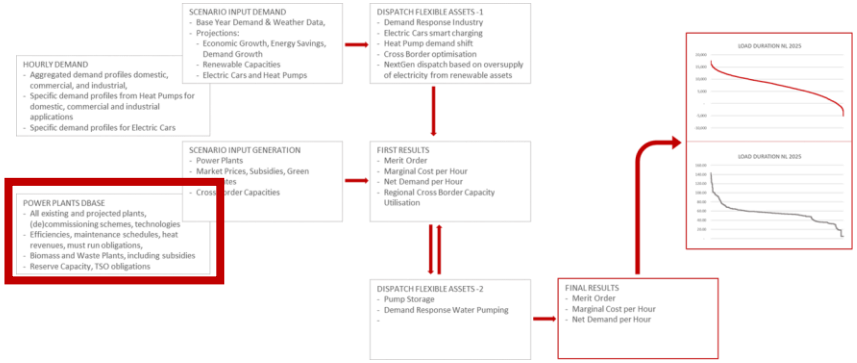


PPSGen generates future merit orders based on different scenarios enabling the possibility to analyse the impact of different energy transitions on business activities

PPSGen: Power plant database

Power plant database

- The database of conventional power plants is developed internally
- The database is up to date and includes efficiencies, maximum and minimum load requirements per technology, O&M cost per technology, transport cost per fuel and per region and recent outlooks for commissioning and decommissioning
- Plants with must-run obligations are defined and provided with relevant must run and additional flex profiles depending on their purpose: industrial, district heating, greenhouses.
- Plants with biomass obligations are defined and provided with relevant efficiencies and max. and min. load requirements
- Plants with TSO reserve requirements are defined and provided with relevant efficiencies.
- Database is based on
  - Elia, TenneT, RTE, DECC and Deutsche Bundesnetzagentur
  - CITL
  - Company websites
  - Internal research

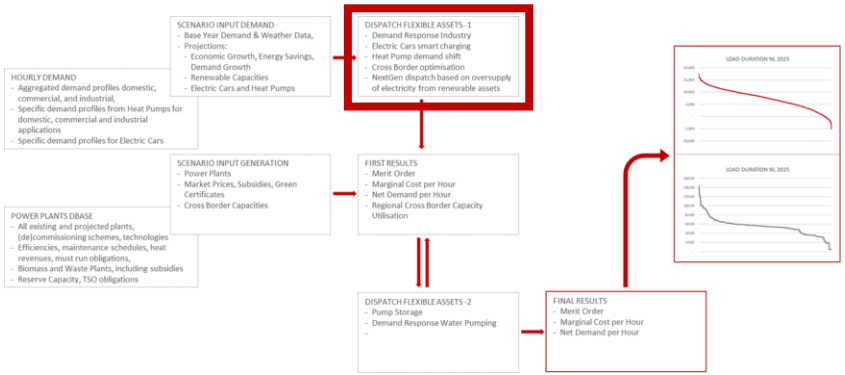


The model includes an up-to-date and extensive database of power plants in the Benelux, Great Britain, France, and Germany

PPSGen: Sorting the merit order

Hourly merit order calculation

- The function of PPSGen is to minimise dispatch (marginal) costs of the electricity supply in the core region.
- The basis for the dispatch calculations is the unit cost of generation in €/MWh (short run marginal costs or SRMC), for each plant and the optimal dispatch of the available flexible capacity per MWh.
- The model minimises the dispatch costs subject to the following constraints:
  - Energy supply and consumption must be balanced in every hour in every region
  - Power exchange within the modelled core region and between the modelled non-core countries is limited by interconnection capacity
  - Technical and economic constraints for power plants, flex capacity and renewable energy sources.
  - PPSGen does not optimise for the lowest marginal costs, it performs calculations based on the input provided and takes these “as is”
  - PPSGen runs a number of iterations to approximate an optimisation to take start/stop costs and a number of flexible assets into account

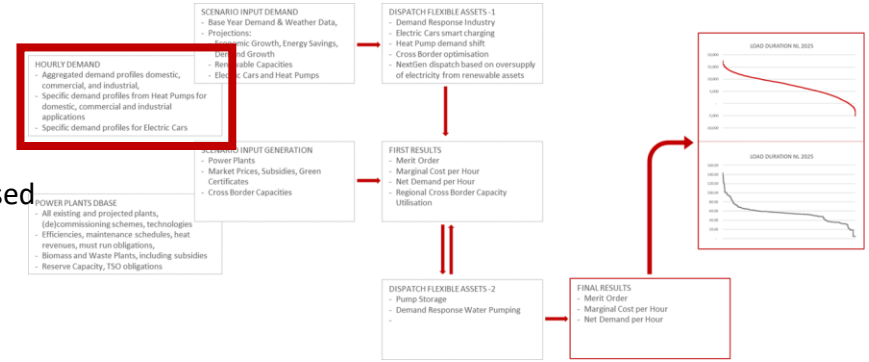


PPSGen merit order calculations are based on specific inputs and allow a detailed analyses of the specific merit order impact of different conventional generation technology

PPSGen: Determination of net demand

Net Hourly Demand is derived from gross demand

- Gross hourly demand is based on real 2012 ENTSO-E hourly demand data, fitted to recent real demand totals
  - The 2012 Gross hourly demand is fitted to the demand per sector (retail, commercial and industrial)
  - Future hourly demand is derived from the 2012 data and based on assumptions about future economic growth and energy savings
  - Demand data is adjusted to include own consumption of industrial CHP and grid losses
  - Additional demand from new applications such as heat pumps and electric cars is modelled separately based on specific expected load profiles and scenarios
- From gross to final demand
  - Deduction of the hourly renewable production (PV and wind). Hourly production of PV and Wind energy is based on actual 2012 weather data for various locations per country and capacity assumptions per country and scenario
  - Adjustment for the hourly production of Hydro and Run-of-the-River plants (RoR) plants per country and scenario based on national grid data sources
  - Adjustments for the rational application of demand side management, batteries and electric vehicles on the hourly load
  - Adjustments for the hourly cross border flows with non-core countries per country and scenario

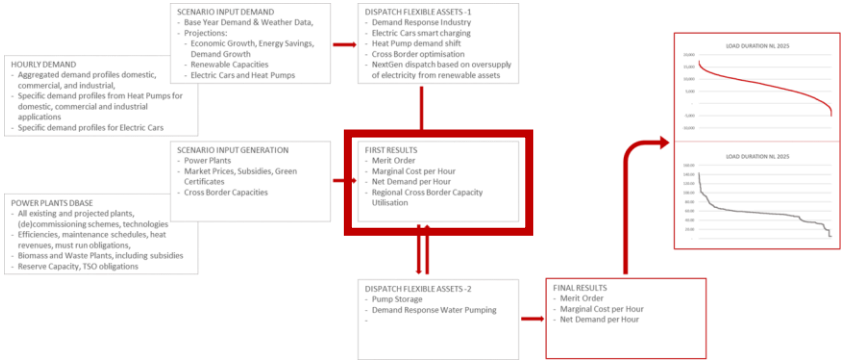


Net demand is the starting point for the hourly merit order calculations

PPSGen: Dispatch of flexible assets - 1 -

Smoothen demand to minimize dispatch costs of available power plants

- Dispatch of flexible assets is done to adjust the hourly net demand load curves per year and per country as calculated in model Y for the application of flexible assets per hour.
- The flexible assets such as heat pumps and electric cars are dispatched within their generic constraints such as reservoir levels and efficiency and based on the regular demand for heat, mobility profiles and/or charge/discharge cycles
- The flex assets are dispatched when defined deviations from future average demand levels occur
- The demand adjusted for the dispatch of flexible assets is further smoothened by the application of the cross border capacity of countries from the non-core region based on deviations from future average demand levels

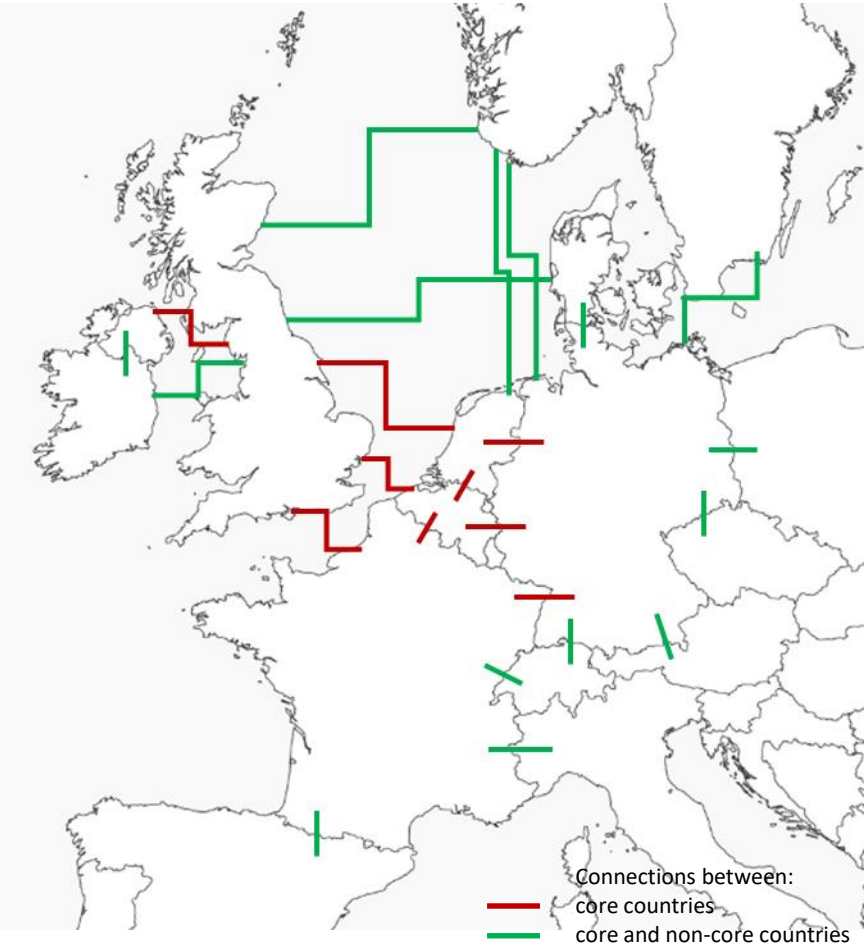


Flexible assets are used to minimise cost of conventional production capacity

PPSGen: Application of cross border capacity

Production to meet final demand and the impact of cross border flows

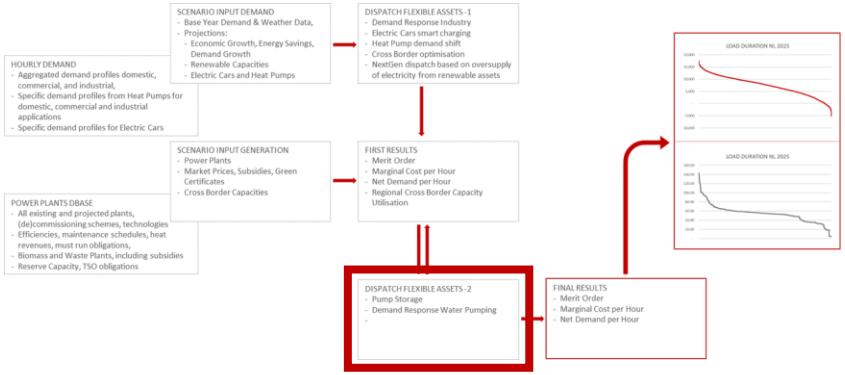
- **Cross border flows between the countries in the core region**
  - Final net hourly demand minus the relevant hourly cross border capacity determines the hourly minimum generation capacity to be dispatched per country and per scenario
  - The remaining hourly demand for the core region per year and per scenario is met by the merit order of remaining and aggregated generation capacity of the core region
  - The allocation of the aggregated core region dispatched production capacity per country is based on available import per country and scenario
- **Cross border flows between the core region and other countries**
  - The application of cross border capacity between the core region and other countries is determined by their expected behaviour and adjusted for a certain import/ export threshold
  - In model Y the demand profile calculated is adjusted for the application of non-core cross border capacity
- The actual and future growth assumptions of cross border capacities and flows per scenario and country are based on actual (NTC) capacity data and information from TSO's and ENTSO-E



PPSGen: Dispatch of flexible assets - 2 -

Minimize dispatch costs of available power plants

- The flexible assets, including their specific parameters such as round trip efficiency, reservoir capacity, charge/discharge capacity, have been defined and are used as input to dispatch the flexible assets based on information, notably the merit order, power prices and demand, generated by PPSGen
- The flexible assets (pump storage, home batteries and water pumps) are dispatched when defined price spreads per flex asset in relation to future prices generated by PPSGen can be realized within given conditions and parameters per flexible asset
- To prevent the dispatch of flexible assets that potentially cause market disruptions, a function is included which observes the generated merit order and finds the maximal admissible dispatch of flexible capacity that does not disrupt the market.

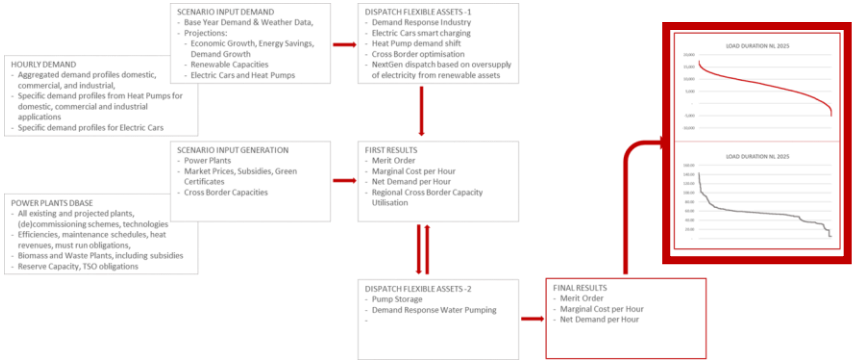


Flexible assets are used to minimise cost of conventional production capacity

PPSGen: Model calculations & output

The PPSGen tool

- The final calculations including the dispatch of flexible assets result in the following output for every country, year and scenario:
  - Hourly power prices
  - Plant / portfolio valuation
  - Plant hourly dispatch
- Analyses can be performed by changing the (key) variables
- The above allows for hourly merit order calculations for different scenarios
- Consequently, it makes PPSGen an ideal tool ideal to perform sensitivity analyses with respect to regulatory and other changes impacting the market environment such as the commissioning or decommissioning of power plants, the penetration of renewable energy and fuel and CO2 price developments



PPSGen is a flexible and transparent tool which can be used for multiple analyses, including the impact of market changes and regulation on prices, portfolio value, and plant dispatch

Contact

- MAARTEN MEIJBURG
  - mobile: +31 643053281
  - maarten.meijburg@eriskgroup.com

- RUUT SCHALIJ
  - mobile: +31 620437109
  - ruut.schalij@eriskgroup.com

- Website
  - www.eriskgroup.com