

Behoefte aan geïntegreerde simulaties

Europa heeft als doelstelling om tegen 2020 20% van de energiebehoefte met hernieuwbare bronnen te dekken. Ook op langere termijn, tegen 2050, koestert Europa zeer ambitieuze klimaatdoelstellingen, met een CO₂-uitstootreductie van 80%. Hierdoor is het aandeel hernieuwbare energiebronnen de voorbije jaren fors toegenomen. Verwacht wordt dat deze trend zich zal voortzetten. Hernieuwbare bronnen, zoals wind en zon, hebben echter een variabel en deels onvoorspelbaar karakter ('intermitterend'). Het stijgende aandeel ervan vereist meer flexibiliteit en reservecapaciteit. Dit kan voor een deel gerealiseerd worden door een geactiveerde vraagzijde. Om het potentieel hiervan te bestuderen, zijn geïntegreerde modellen van de productie- en verbruikerszijde noodzakelijk. Dit artikel is gebaseerd op [1].

Dr.ir. E. (Erik) Delarue, ir. K. (Kenneth) Bruninx, prof.dr.ir. W. (William) D'haeseleer; KU Leuven Energie Instituut, afdeling Toegepaste Mechanica en Energieconversie (TME)

Elektriciteit is één van de courantste en belangrijkste energiedragers, met enkele specifieke eigenschappen. Ten eerste is tot op heden elektriciteit niet kostenefficiënt op grote schaal op te slaan. Dit impliceert dat vraag en productie van elektriciteit op elk moment perfect met elkaar in evenwicht moeten zijn. Ten tweede varieert de vraag naar elektriciteit continu. Overdag is het verbruik typisch hoger dan 's nachts, op werkdagen hoger dan in het weekend (door industriële activiteit) en in de winter hoger dan in de zomer, althans in West-Europa. Het elektriciteitsproductiepark moet dus flexibel uitgebaat worden om de fluctuerende vraag naar elektriciteit ogenblikkelijk te volgen. Ten derde is een netwerk vereist voor het transport van elektriciteit van de productiecentra naar de verbruikers. De onderlinge verbindingen tussen de meeste

Europese landen zijn relatief beperkt ten opzichte van de eigen productie/consumptie, wat betekent dat: elektriciteitsproductie nog steeds een nationaal karakter heeft. Aan de productiezijde zijn verschillende technologieën (d.w.z. types elektriciteitscentrales) voorhanden om de vraag naar elektriciteit te dekken. Er kan een onderscheid gemaakt worden tussen zogenaamde regelbare centrales enerzijds, en niet- of beperkt-regelbare productie-eenheden anderzijds. Verder kan er een beperkte hoeveelheid van opslag aanwezig zijn. De regelbare elektriciteitscentrales zijn in de eerste plaats de centrales die gebaseerd zijn op een stoomcyclus. Voorbeelden zijn een nucleaire centrale en de klassieke steenkool- of gascentrales. Het vermogen dat deze centrales leveren kan actief aangepast worden. Grote

eenheden, zoals de nucleaire centrales, zijn in het verleden dikwijls ontworpen om continu hun maximaal vermogen te leveren. Dit betekent echter niet dat zulke centrales niet flexibel uitgebaat kunnen worden, wat meestal technisch wel mogelijk is (zoals aangetoond door de modulerende nucleaire centrales in Frankrijk). Gasgestookte centrales zijn in de regel echter flexibeler. Deze worden momenteel als gecombineerde cyclus 'stoom- en gasturbine' centrales (STEG) uitgevoerd – omwille van het hoger rendement, tot 60% – of als (open cyclus) gasturbine – omwille van de grotere flexibiliteit en lage investeringskosten. Verder is er een aantal hernieuwbare bronnen regelbaar in output. Voorbeelden zijn bepaalde types waterkrachtcentrales, biomassa- en biogascentrales. De tweede groep aan de productiezijde wordt

gevormd door de niet- of beperkt-regelbare productie-eenheden. Dit betekent dat het geleverde vermogen niet of in beperkte mate actief aangestuurd kan worden. Verder kunnen deze productie-eenheden een zogenaamd intermitterend karakter hebben, wat inhoudt dat het geleverde vermogen variabel en deels onvoorspelbaar is. Typische voorbeelden hiervan zijn windturbines en fotovoltaïsche zonnepanelen. Deze produceren enkel elektriciteit wanneer het waait of wanneer de zon schijnt. Dit kan in zekere mate, maar niet perfect voorspeld worden. Er is verder slechts een beperkte regeling mogelijk: windturbines kunnen bijvoorbeeld (deels) uit de wind gedraaid worden om het geleverde vermogen te minderen, maar opregelen is bij normale werking niet mogelijk (tenzij ze bewust worden uitgebaat onder hun op dat ogenblik maximaal vermogen). Ook warmte-kracht-koppeling (wkk) kan vanuit het standpunt van elektriciteitsproductie gezien worden als een beperkt-regelbare productie-eenheid, daar de aansturing typisch warmte-gedreven is. Ten slotte kan er in het elektriciteitsproductiepark nog een beperkte hoeveelheid opslag aanwezig zijn. Alleen hydraulische pompcentrales spelen vandaag een rol van betekenis. Deze centrales pompen water van een laag naar een hoog reservoir (en consumeren hierbij elektriciteit) en kunnen dit in omgekeerde richting turbineren (om elektriciteit te produceren) wanneer de vraag naar elektriciteit hoog is. Dit proces heeft typisch een cyclusrendement van 70 à 80%.

De uitbating van het elektriciteitsproductiepark vindt plaats in een geliberaliseerde markt. Er zijn tal van partijen die bij de elektriciteitsvoorziening betrokken zijn: producenten, leveranciers, traders, netbeheerders, regulators, overheden, etc., elk met hun specifieke belangen en doelstellingen. Om een 'optimale' en betrouwbare uitbating van centrales te verkrijgen, worden specifieke optimalisatiemodellen ontwikkeld en gebruikt. Afhankelijk van de partij die een dergelijk model opzet, en zijn/haar specifieke belangen en doelstellingen, kan de specifieke uitvoering of objectiefunctie van model tot model verschillen. Zulke modellen hebben echter een brede gemeenschappelijke basis. Zo wordt met deze modellen typisch berekend hoeveel elke centrale op elk moment dient te produceren, gegeven een bepaald vraagpatroon. Tal van technische beperkingen van centrales kunnen in rekening gebracht worden, zoals het opstartgedrag, minimaal vermogen, maximaal vermogen, de stijgsnelheid, etc. Door het discreet af/aan-karakter van deze elektriciteitscentrales, is het optimaal oplossen van zulke modellen geen eenvoudige opgave: er zijn namelijk binaire variabelen

vereist om de techno-economische karakteristieken en beperkingen van de elektriciteitscentrales correct te modelleren. Voorbeelden van dergelijke modellen zijn te vinden in [2].

■ TOEKOMSTIGE UITDAGINGEN

In het kader van Europa's 20-20-20 doelstellingen is het aandeel van hernieuwbare bronnen (wind, zon en biomassa) in de elektriciteitsproductie de voorbije jaren significant toegenomen. Verwacht wordt dat deze toename zich ook de komende jaren/decennia zal doorzetten. Een verhoogd aandeel van intermitterende hernieuwbare bronnen heeft echter een belangrijke impact op de uitbating van het elektriciteitsproductiepark. Zo wordt de netto elektriciteitsvraag (de originele vraag verminderd met de productie van hernieuwbare bronnen) lager, maar krijgt deze ook een zeer variabel en deels onvoorspelbaar verloop. Door het deels onvoorspelbare karakter zal het aandeel reserves dat vereist is in het systeem om onverwachte situaties op te vangen, ook moeten toenemen. Verder zal, om een bepaalde fractie van de energievraag te dekken, een aanzienlijk hogere geïnstalleerde capaciteit aan windturbines en pv-panelen nodig zijn, in vergelijking met bijvoorbeeld een conventionele centrale die over een bepaalde periode eenzelfde energiehoeveelheid produceert, maar die constant op vol vermogen draait. Deze geïnstalleerde wind- en pv-capaciteit kan in de toekomst behoorlijk hoger worden dan de piekvraag. Dit betekent dat wanneer de windturbines en pv-panelen op vol vermogen produceren, de productie de vraag naar elektriciteit kan overtreffen.

Voorname beschouwingen maken duidelijk dat de integratie van intermitterende hernieuwbare bronnen voldoende flexibiliteit en voldoende (positieve en neerwaartse) reserves in het systeem zullen vereisen. De vereiste flexibiliteit en reservecapaciteit kunnen op verschillende manieren geboden worden. Een eerste optie is flexibiliteit aan de productiezijde. Bepaalde centrales zoals STEGs of gasturbines kunnen zeer flexibel uitgebaat worden. Specifieke back-up productiecapaciteit kan de vraag dekken wanneer de intermitterende bronnen niet of onvoldoende produceren. Het flexibel uitbaten van centrales gaat echter typisch gepaard met een rendementsverlies en een stijgende CO₂-intensiteit. Een tweede optie is opslag. Indien er voldoende opslag aanwezig is, wordt de voorwaarde van het ogenblikkelijke evenwicht tussen vraag en aanbod gedeeltelijk 'gerelaxeerd': elektriciteit kan opgeslagen worden als er (te) veel productie is en gebruikt worden wanneer de productie onvoldoende is. Een derde optie is het uitbreiden van het elektrisch

netwerk om zo het gedeeltelijk lokaal karakter van elektriciteitsopwekking te doorbreken. Indien de beschouwde oppervlakte groter is, is de kans dat het altijd wel ergens waait of dat de zon altijd wel ergens schijnt groter. Verder verlaagt dit de variabiliteit van de totale intermitterende productie. Een vierde optie is het niet gebruiken van de productie van intermitterende bronnen, indien deze te hoog zou worden (zogenaamde 'curtailment'). Dit kan bijvoorbeeld door de hoek van de windturbinebladen te wijzigen, zodat deze niet meer optimaal produceren, of door de turbines volledig uit de wind te draaien. Een vijfde en laatste optie ten slotte is het activeren van de vraagzijde. In het klassieke paradigma is de vraag naar elektriciteit passief: er is geen communicatie van de beschikbare productie (of ogenblikkelijke elektriciteitsprijs) tussen de verbruikers- en productiezijde. Door de uitbouw van slimme netten ('smart grids') kan de vraagzijde echter geactiveerd worden, en als een volwaardig flexibiliteitsinstrument fungeren. Het opladen van elektrische voertuigen, of het gebruik van warmtepompen zijn typische voorbeelden van een mogelijke flexibele elektriciteitsvraag. Door het verschuiven van elektriciteitsverbruik in de tijd, kan de vraagzijde ook 'virtuele' reservecapaciteit bieden. Waar in het klassieke paradigma de productie van elektriciteit de vraag volgt, kan in het toekomstige systeem de actieve vraag de variabele productie volgen. Elektriciteit wordt verbruikt waar en wanneer het beschikbaar is.

■ GEÏNTEGREERDE MODELLERING

De variabele en gedeeltelijk onvoorspelbare hernieuwbare elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare bronnen, gecombineerd met mogelijke flexibiliteit aan de vraagzijde, vereisen een geïntegreerde systeemaanpak. In de klassieke optimalisatiemodellen van elektriciteitsproductie, zoals eerder geschetst, is de vraag typisch een exogene inputparameter. Om een optimale integratie van intermitterende bronnen op systeemniveau te bestuderen, is het echter vereist de mogelijke flexibiliteit aanwezig aan de vraagzijde te integreren in de optimalisatie van de elektriciteitsopwekking.

Er zijn verschillende opties om een (gedeeltelijk) flexibele vraag te integreren in deze modellering. Een bepaald deel van de vraag kan flexibel gemodelleerd worden door deze te karakteriseren met enkele flexibiliteitsparameters. Dit is de eerder abstracte benadering, waarbij de fysische oorsprong van deze vraag niet in acht wordt genomen en de kwaliteit van de beoogde energiedienst (bijvoorbeeld een bepaald binnenklimaat) aan de vraagzijde

niet gegarandeerd is. Een andere aanpak is een deel van de vraagzijde, zoals de vraag naar elektriciteit van warmtepompen in gebouwen, integraal mee te modelleren ('geïntegreerde modellering').

Een typisch voorbeeld van een vraagzijde-technologie die flexibiliteit kan bieden is de warmtepomp. Elektrische energie kan (tijdelijk) opgeslagen worden als thermische energie in de thermische massa van het gebouw en het warm-water-opslagvat. Hierdoor kan het elektriciteitsverbruik van de warmtepomp verschoven worden in de tijd. Voor de warmtepomp en de gebouwen zijn eveneens modellen voorhanden, die op basis van de karakteristieken van het gebouw, uitwendige invloedsfactoren zoals zonne-instraling, de aanwezigheid van bewoners, vraag naar sanitair warm water, etc., de optimale regeling van de warmtepomp bepalen. In zulke modellen is de objectiefunctie typisch minimaal elektriciteitsverbruik of minimale energiekost, gebaseerd op een vast(e) elektriciteitsprijs(profiel) en de thermische comforteisen van de gebruikers.

Deze warmtepomp- en gebouwenmodellen kunnen geïntegreerd worden in de modellen gebruikt voor de elektriciteitsproductiezijde, om zo een optimale oplossing op systeemniveau (productie en consumptie van elektriciteit) te bepalen, rekening houdend met de techno-economische beperkingen aan productiezijde en de comfortgrenzen aan verbruikerszijde. Een voorbeeld van een dergelijk geïntegreerd model van een elektriciteitsproductiesysteem en een verzameling van aanstuurbare warmtepompen is beschreven in [3], wat verder wordt vergeleken met andere modelleringstechnieken in [4]. Figuur 1 – verkregen op basis van het model uit [3] – geeft een voorbeeld van hoe in een geïntegreerd model de aansturing van warmtepompen kan wijzigen, om zo de integratie van hernieuwbare bronnen in het systeem te bevorderen en de kosten van de elektriciteitsproductie te verlagen, zonder het comfort voor de eindverbruiker te verminderen.

CONCLUSIE

Electriciteit is moeilijk op grote schaal op te slaan, waardoor de vraag naar en de productie van elektrisch vermogen voortdurend met elkaar in evenwicht moet zijn. Door de integratie van elektriciteitsproductie van hernieuwbare bronnen wordt het netto vraagpatroon steeds variabel en onvoorspelbaarder. Hierdoor is er meer flexibiliteit en reservecapaciteit nodig in het elektriciteitssysteem. Deze flexibiliteit kan verkregen worden aan productiezijde (flexibele capaciteit, zoals STEG-centrales), door opslag, door uitbreiding van het elektrisch netwerk, door het niet gebruiken

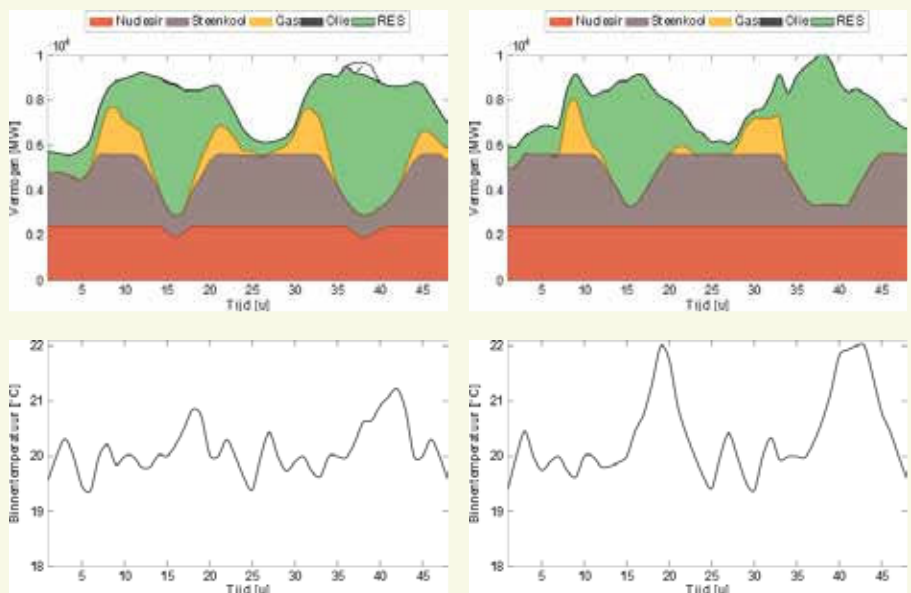
van beschikbare elektriciteitsproductie van hernieuwbare bronnen ('curtailment') en het activeren van de vraagzijde. Om de optimale integratie van de vraagzijde in het elektriciteitssysteem te bepalen, zijn geïntegreerde modellen van verbruik- en productiezijde nodig. Deze modellen laten toe de voor- en nadelen van een geactiveerde vraagzijde voor productie- en verbruikerszijde te bestuderen, rekening houdend met de techno-economische beperkingen van de elektriciteitscentrales en de comfortgrenzen van de gebruikers.

REFERENTIES

1. K. Bruninx, E. Delarue, and W. D'haeseleer, 'Need for integrated simulations: integration of electricity supply and demand', in Ibpsa NVL studiedag Intelligente gebouwen voor intelligente steden, Antwerpen, 2012
2. E. Delarue, 'Modelling electricity generation systems - development and application

of electricity generation optimization and simulation models, with particular focus on CO₂ emissions', PhD dissertation, KU Leuven, 2009

3. D. Patteeuw, K. Bruninx, E. Delarue, L. Helsen, and W. D'haeseleer, 'Short-term demand response of flexible electric heating systems : an integrated model', pp. 1–15, 2013. KU Leuven Energy Institute Working Paper WP2013-06. Online: http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/wpen2013-06.pdf
4. K. Bruninx, D. Patteeuw, E. Delarue, L. Helsen, and W. D'haeseleer, 'Short-term demand response of flexible electric heating systems : the need for integrated simulations', in EEM13, 10th International conference on the European Energy Market, 2013.



-Figuur 1- Bovenaan: de elektriciteitsproductie per brandstof of bron, waarbij 33% van het energieverbruik gedekt wordt door productie van hernieuwbare energie, aangeduid als 'RES'. Onderaan: de binnentemperatuur in één van de gemodelleerde huizen.

Links: vaste elektriciteitsvraag. Rechts: 10% van het energiegebruik komt van aanstuurbare warmtepompen. Het activeren van de vraagzijde verlaagt de behoefte aan flexibiliteit aan productiezijde (figuren bovenaan). Verder wordt het niet gebruiken van beschikbaar vermogen geproduceerd op basis van RES (gearceerde gebieden in figuur linksboven) vermeden door het activeren van de vraagzijde. De kosten van elektriciteitsproductie is tevens lager in het geval van actieve vraagzijde, om in dezelfde vraag en comfortbehoefte te voorzien.