




STUDIE INZAKE DE MOGELIJKHEDEN TOT OPSLAG VAN ELEKTRICITEIT



Studie inzake de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit die in België kunnen worden aangewend op de korte, middellange en lange termijn teneinde bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van elektriciteit

Federale Overheidsdienst Economie, K.M.O., Middenstand en Energie
Vooruitgangstraat 50
1210 Brussel
Ondernemingsnr.: 0314.595.348
<http://economie.fgov.be>

tel. + 32 2 277 51 11

 facebook.com/FODEconomie

 [@FODEconomie](https://twitter.com/FODEconomie)

 youtube.com/user/FODEconomie

 linkedin.com/company/fod-economie

Verantwoordelijke uitgever: Jean-Marc Delporte
Voorzitter van het Directiecomité
Vooruitgangstraat 50
1210 Brussel

Wettelijk depot: D/2014/2295/??

"De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België."

INHOUDSTAFEL

| | |
|--|-----------|
| Samenvatting | 5 |
| Summary | 7 |
| Résumé | 9 |
| 1. Situering en doelstelling van de studie | 11 |
| 1.1. Situering..... | 11 |
| 1.2. Doelstelling..... | 11 |
| 2. Elektrische opslag: definitie, toepassingen en behoefte | 12 |
| 2.1. Definitie..... | 12 |
| 2.2. Toepassingen van opslag..... | 13 |
| 2.2.1. Energiediensten..... | 14 |
| 2.2.2. Netdiensten..... | 15 |
| 2.2.3. Bevoorradingszekerheidsdiensten..... | 17 |
| 2.3. Behoeftte aan elektriciteitsopslag..... | 18 |
| 2.3.1. Behoeftte aan opslag..... | 19 |
| 2.3.2. Behoeftte aan flexibiliteit..... | 20 |
| 2.3.3. Methodiek met betrekking tot de behoefte naar flexibiliteit en opslag..... | 21 |
| 3. Technologieën voor elektriciteitsopslag | 23 |
| 3.1. Technische karakteristieken van elektriciteitsopslag..... | 23 |
| 3.2. Technologieën voor de opslag van elektriciteit..... | 24 |
| 3.2.1. Mechanisch..... | 24 |
| 3.2.2. Chemisch..... | 28 |
| 3.2.3. Elektrisch..... | 31 |
| 3.2.5. Thermisch..... | 35 |

| | |
|---|-----------|
| 4. Economisch kader | 36 |
| 4.1. Analyse van de kosten van opslagtechnologieën | 36 |
| 4.2. Elektriciteitsopslag in bestaande en toekomstige markten in België | 38 |
| 4.2.1. Energiediensten | 38 |
| 4.2.2. Netdiensten | 40 |
| 4.2.3. Bevoorradingzekerheidsdiensten | 41 |
| 4.3. De business case voor elektriciteitsopslag | 42 |
| 5. Markt- en regulatorisch kader | 43 |
| 5.1. Marktdesign | 43 |
| 5.1.1. Ontvlechting | 43 |
| 5.1.2. Capaciteitsvergoedingen | 44 |
| 5.2. Netwerktarieven | 45 |
| 5.3. Regulatorisch kader netbeheerders | 45 |
| 5.4. Administratieve barrières | 46 |
| 6. Conclusies | 46 |
| 7. Beleidsaanbevelingen | 48 |
| 8. Referenties | 50 |
| Appendix: voor- en nadelen opslagtechnologieën | 54 |

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Samenvatting

De integratie van variabele, hernieuwbare en gedecentraliseerde energie resulteert in een toenemende vraag naar flexibiliteit. Deze flexibiliteit kan geleverd worden door elektriciteitsopslag, het onderwerp van deze studie, alsook door flexibele productie (elektriciteitscentrales) en consumptie (vraagsturing), en de verdere integratie van het Europese transmissienetwerk. Door de consumptie en productie van elektriciteit in de tijd los te koppelen kan elektriciteitsopslag inspelen op tijdelijke en lokale vermogenstekorten en overschotten. Deze mogelijkheid wordt beperkt door een gelimiteerde energiebuffer en rendement. De behoefte aan opslag in het Belgische systeem kan afgeleid worden van de nood aan flexibiliteit. Dit dient kwantitatief benaderd te worden aan de hand van de behoefte naar flexibiliteit voor verschillende toepassingen. Investeringsmodellen kunnen hier een grote rol spelen, aangezien zij de behoefte naar opslag, zowel technisch als economisch, kunnen berekenen over verschillende tijdshorizonten, rekening houdend met alternatieve flexibiliteitsopties.

De mogelijke toepassingen voor elektrische opslag worden onderverdeeld in energie-, net-, en bevoorradingszekerheidsdiensten. Energiediensten omvatten zowel arbitrage, als het optimaliseren van een portfolio van marktpartijen. Onder de netdiensten worden operationele reserves, congestiemanagement, spanningsondersteuning, en de black-startdienst verstaan, en worden geleverd aan de transmissienetbeheerder. Voor de distributienetbeheerder zijn netdiensten een relatief nieuw begrip, maar het is niet ondenkbaar dat opslag wordt ingezet voor diensten zoals congestiemanagement en spanningsondersteuning. Bevoorradingszekerheidsdiensten betreffen de voorziening van betrouwbaarheid, zowel op systeem als op lokaal niveau.

Technologieën voor elektriciteitsopslag worden ingedeeld aan de hand van de energievorm waarin elektriciteit wordt opgeslagen. De belangrijkste opslagtechnologieën zijn gebaseerd op mechanische, chemische, elektrische, elektrochemische, en thermische energie, en worden allen uitgebreid besproken in de studie. Op transmissieniveau is elektrische energieopslag op basis van pompopslag wereldwijd goed ingeburgerd. Ook België beschikt over twee sites met pompopslagssystemen met een totale energie-inhoud van ongeveer 5.8 GWh, en een maximaal vermogen van ongeveer 1.3 GW. Er bestaan tevens plannen voor additionele pompopslagcapaciteit in België. Op distributieniveau bezitten batterijopslagssystemen qua technologie het grootste potentieel zowel door technologische ontwikkelingen als stijgende economische haalbaarheid door schaalvoordelen.

De vaste kost wordt bepaald door de investeringskost voor installatie, de variabele kost door de onderhouds- en energiekosten. De energiekosten zijn een functie van de prijs van de opgeslagen energie en van het rendement. Economische barrières tot de business case verklaren zich ten eerste doordat uitbaters niet altijd voldoende waarde kunnen omzetten in opbrengsten door een gebrek aan adequate marktproducten voor opslag. Ten tweede wordt de waarde vaak onderschat door zich enkel te richten op klassieke toepassingen, i.e. arbitrage tussen piek en daluren. Ten derde gaan potentiële inkomsten verloren door uitbatingstrategieën gebaseerd op individuele toepassingen wegens de complexiteit van alternatieve strategieën gericht op meerdere simultane toepassingen. Factoren in het regulatorisch kader die de business case van elektriciteitsopslag kunnen beïnvloeden zijn netwerktarieven, de ontvlechting van de elektriciteitsmarkt, de toegang tot en de impact van aanwezige markten en producten, het vergoedingssysteem van de netbeheerders, vergunningsprocedures, en het gevolgde energiebeleid.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Summary

The integration of variable, renewable and decentralized energy sources results in an increased need for flexibility. This flexibility can be provided by electricity storage, which is the subject of this report, but also by flexible generation (power plants) and consumption (demand response), and the further integration of the European transmission grid. Electricity storage has the ability to compensate temporary and local power excesses and shortages by decoupling the generation of electrical energy from its consumption. This ability is limited by the energy storage capacity and the roundtrip efficiency. The need for electricity storage in the Belgian system is a derivative of the need for flexibility. It has to be analyzed quantitatively according to the needs towards different applications. Investment models can facilitate this research, since they have the ability to calculate the need for electricity storage for different time horizons, taking into account the presence of alternative flexibility resources.

Electricity storage can be used for different applications, which can be categorized in energy, network, and adequacy services. Energy services include arbitrage and portfolio optimization of market participants. Network services include the provision of operational reserves, congestion management, voltage support, and black-start capabilities to the transmission system operator. Although network services are a quite new concept for the distribution system operator, it can be expected that electricity storage will provide congestion management and voltage support to the future distribution system. Adequacy services include the provision of reliability on both the system and local level.

Electricity storage technologies are categorized according to the energy in which the consumed electrical energy is converted during the storage phase, being mechanical, chemical, electrical, electrochemical, and thermal energy. These technologies are all discussed extensively in the report. Worldwide, pumped hydro energy storage has the largest installed capacity of all electricity storage technologies. In Belgium there are two of these plants with a total energy storage capacity of about 5,8 GWh and a power rating of about 1.3 GW in turbine mode. In addition, there are plans for additional pumped hydro storage capacity in Belgium. For the distribution level, battery energy storage systems are believed to have the largest potential because of technological innovations and reduced costs following economies of scale.

The fixed costs of storage systems are determined by the installation cost, while the variable costs consist of the maintenance and energy costs. The energy costs depend on both the price at which electricity can be consumed and on the roundtrip efficiency. Economic barriers to the storage business case can occur

because operators may not be able to capture the full storage value in revenues due to the lack of market products compatible with storage. Additionally, the value of storage is often underestimated due to the focus on traditional applications, i.e. arbitrage between peak and off-peak hours. Finally, potential revenues are lost due to operating strategies based on a single application because of the complexity of alternative strategies considering multiple services simultaneously. Parameters in the regulatory framework which have the ability to impact the storage business case are grid fees, unbundling of the electricity market, access to and impact of electricity markets and products, grid operators' remuneration mechanisms, licensing procedures, and the followed energy policy in general.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Résumé

L'intégration des sources d'énergies variables, renouvelables et décentralisées résultent en une augmentation de la demande de la flexibilité. Cette flexibilité peut être fournie par le stockage de l'électricité, qui est le sujet de cette étude, mais aussi par la production flexible (centrales électriques) et la consommation (l'effacement de la demande), et de la poursuite de l'intégration des réseaux de transport d'électricité européens. Le stockage de l'électricité a la possibilité de compenser les excédents et les pénuries de puissance temporaires et locales en découplant la production d'énergie électrique à partir de la consommation. Cette compétence est limitée par la capacité de stockage d'énergie et l'efficacité du cycle. La nécessité pour le stockage de l'électricité dans le système belge est un dérivé de la nécessité générale de la flexibilité et cela doit être analysé quantitativement en fonction des besoins pour les applications différentes. Des modèles d'investissement peuvent faciliter cette recherche, parce qu'ils ont la possibilité de calculer le besoin de stockage d'électricité pour des différents horizons de temps, en rendant compte avec la présence de sources de flexibilité alternatives.

Les différentes applications du stockage de l'électricité peuvent être classifiées dans des services de l'énergie, du soutien au réseau et de la sécurité de l'approvisionnement. Les services d'énergie comprennent l'arbitrage et l'optimisation du portefeuille des participants au marché d'électricité. Les services de soutien au réseau de haute tension comprennent les réserves opérationnelles, la gestion de la congestion, le soutien de la tension, et le black-start. Les services de soutien au réseau de basse tension sont un concept plutôt neuf, mais on peut s'attendre à ce que le stockage participera à la gestion de la congestion et le soutien de tension dans le futur. Les services de la sécurité de l'approvisionnement comprennent des services locaux et ceux du système entier.

Les technologies de stockage de l'électricité sont groupées par la forme dans laquelle l'électricité est convertie étant mécanique, chimique, électrique, électrochimique, et l'énergie thermique. Ces technologies sont toutes discutées dans cette étude. Concernant le niveau de la transmission, le pompage et le turbinage hydro-électrique a mondialement la plus grande capacité. En Belgique, il y a deux installations qui offrent une capacité de stockage totale d'énergie de 5,8 GWh et une puissance d'environ 1,3 GW en mode turbine. Par ailleurs, il existe des plans pour une capacité supplémentaire. Pour le niveau de distribution, les systèmes de stockage d'énergie de la batterie sont estimés au plus grand potentiel en raison des innovations technologiques et la réduction des coûts.

Les coûts fixes du stockage sont déterminés par le coût d'installation, tandis que les coûts variables comprennent les coûts d'entretien et d'énergie. Les coûts de l'énergie dépendent à la fois du prix de l'électricité, et sur l'efficacité du cycle. Les obstacles économiques peuvent être expliqués car les opérateurs ne peuvent pas acquérir la valeur complète en raison de l'absence des produits de marché qui sont compatibles avec le stockage. En plus, la valeur de stockage est souvent sous-estimée à cause des stratégies d'opérations traditionnelles, qui sont basés sur l'arbitrage entre les heures pointes et les heures creuses. Finalement, la plupart du temps, une seule application est considérée en raison des stratégies opérationnelles complexes qui suivent la livraison de plusieurs services simultanément. Les paramètres du cadre réglementaire qui ont la capacité d'influencer la rentabilité de stockage sont les frais de réseaux, le dégroupage de la production et des réseaux, l'accès à et l'impact des marchés de l'électricité et les produits, les systèmes de rémunération des opérateurs de réseaux, les procédures d'octroi de licences, et la politique énergétique suivie en général.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

1. Situering en doelstelling van de studie

1.1. Situering

De integratie van hernieuwbare energiebronnen vormt een uitdaging voor het elektriciteitssysteem. Deze energiebronnen zijn doorgaans inflexibel, wat betekent dat, om op elk ogenblik het evenwicht te bewaren tussen injecties en afnames in het systeem, er andere bronnen van flexibiliteit geïntroduceerd dienen te worden. De energietransitie is, zowel in België als Europa, grotendeels gebaseerd op variabele energiebronnen zoals wind en zon. Hun variabiliteit vertaalt zich in een beperkte stuurbaarheid en voorspelbaarheid wat een uitdaging vormt voor het balanceren van de vraag naar en het aanbod van elektriciteit. Opslag van elektriciteit kan worden gebruikt om vraag en aanbod in de tijd overeen te laten komen. Het elektriciteitsnet daarentegen wordt gebruikt om vraag en aanbod over verschillende locaties en gebieden op elkaar af te stemmen.

Een flexibel elektriciteitssysteem kan zowel verwachte als onverwachte consumptie- en productiewijzigingen opvangen. Flexibiliteit kan worden voorzien door vier flexibiliteitsbronnen:

- flexibele elektriciteitsproductie (elektriciteitscentrales);
- flexibele elektriciteitsconsumptie (vraagsturing);
- opslag van elektriciteit;
- transmissiecapaciteit (import en export van flexibiliteit).

In deze studie wordt enkel elektriciteitsopslag als bron van flexibiliteit behandeld. Elektriciteitsopslag is een combinatie van drie functies: elektriciteit consumeren, opslaan van de energie in een bepaalde vorm en tenslotte weer elektriciteit genereren. Deze studie onderzoekt de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit die in België kunnen worden aangewend op de korte, middellange en lange termijn.

1.2. Doelstelling

De studie laat toe om de mogelijkheden van elektriciteitsopslag voor het Belgische elektriciteitssysteem beter te begrijpen. Het formuleert aanbevelingen voor de behoefte naar opslag, bespreekt de aangewezen technologieën, en hun mogelijke uitbatingstrategie. Hierbij wordt rekening gehouden met een marktkader dat conform is met de Europese regels. Vier concrete objectieven worden beoogd:

1. Het definiëren van opslag en haar mogelijke rollen in het Europees elektriciteitssysteem vanuit het Belgische perspectief. Specifieke aandacht gaat naar het bepalen van de behoefte voor opslag op korte, middellange en lange termijn.

2. Identificatie en technische beschrijving van relevante opslagtechnologieën. De werking en technische karakteristieken worden besproken, met relevante voorbeelden van commerciële installaties of demonstratieprojecten.
3. Analyse van de economische haalbaarheid in het huidige marktkader. Er wordt een overzicht gegeven van kostenstructuur van elektrische opslag, alsook de mogelijke business cases in de huidige en toekomstige elektriciteitsmarkt.
4. Bespreken van de regulatoire en administratieve barrières voor potentiële opslagtechnologieën voor België, en het geven van beleidsadvies op basis van technische, economische en regulatoire aspecten.

2. Elektrische opslag: definitie, toepassingen en behoefte

2.1. Definitie

Elektriciteitsopslag kan gezien worden als een combinatie van drie functies [1][2]:

1. Het consumeren van elektriciteit: er stroomt elektrische energie van het elektriciteitsnet naar het opslagsysteem.
2. Het opslaan van die elektriciteit: de opgeslagen elektriciteit moet niet noodzakelijk als elektrische energie worden opgeslagen, maar kan ook worden opgeslagen in een andere vorm van energie, bijvoorbeeld mechanische, chemische, elektrochemische energie.
3. Het weer genereren van elektriciteit uit de opgeslagen energie: er stroomt elektrische energie uit het opslagsysteem naar het elektriciteitsnet.

Op deze manier kan een opslageenheid op zowel vermogenstekorten als overschotten in het elektriciteitssysteem inspelen. De energiebuffer beperkt het leveren van deze op- en neerwaartse flexibiliteit aangezien de opgeslagen energie op een bepaald moment nul kan zijn, wat de opslageenheid belet om verder elektriciteit te genereren. Anderzijds, wanneer de opslageenheid volledig geladen is, kan er verder geen elektriciteit meer geconsumeerd worden. Door onvermijdelijke energieverliezen gedurende de drie geïdentificeerde functies consumeren elektriciteitsopslag eenheden altijd meer elektriciteit dan ze genereren gedurende een opslagcyclus. Dit rendement is een belangrijke parameter en is steeds lager dan 100 % [3].

Er moet een causaal verband zijn tussen de consumptie en productie van elektriciteit om van elektriciteitsopslag te spreken. Als er geen consumptie voorafgaat aan de productie wordt dit proces niet geïdentificeerd als elektriciteitsopslag. Dit wil zeggen dat waterkrachtcentrales gebaseerd op de natuurlijke instroom van water niet worden gedefini-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

eerd als elektriciteitsopslag, alsook eventuele natuurlijke instroom in pompopslagsystemen. Andersom geldt dit ook voor technologieën waar er geen productie van elektriciteit plaatsvindt na de consumptiefase, zoals bijvoorbeeld P2G (Power-to-Gas) opslag waarbij het gevormde gas gebruiken voor bijvoorbeeld verwarmingsdoeleinden.

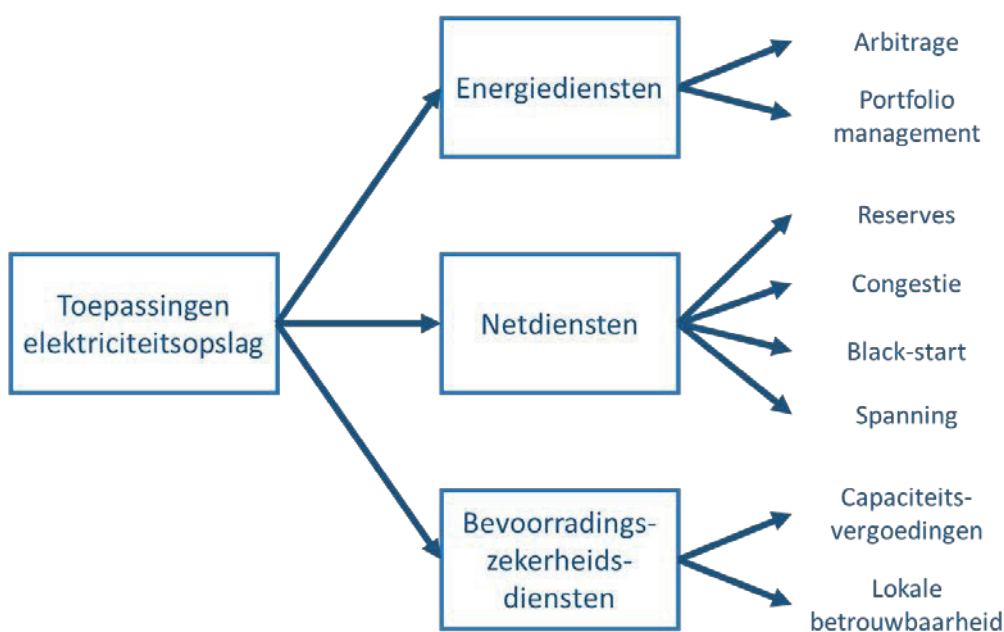
Elektrische energieopslag op basis van pompopslagsystemen is goed ingeburgerd in Europese landen met geschikte geografische condities. Ook België beschikt momenteel over twee sites met pompopslagsystemen met een totale energie-inhoud van ongeveer 5.8 GWh, en een maximaal vermogen van ongeveer 1.3 GW. Dit komt overeen met ongeveer 4 uur productie aan maximaal vermogen, en vertegenwoordigt ongeveer 10% van de piekvraag (13.4 GW in 2013) [4].

2.2. Toepassingen van opslag

De mogelijke toepassingen van elektriciteitsopslag zijn sterk afhankelijk van de gebruikte technologie en de locatie in het netwerk. In deze sectie wordt er abstractie gemaakt van de techno-economische parameters en een volledig overzicht gegeven van alle mogelijke rollen die opslag kan spelen voor het Belgische en Europese elektriciteitssysteem [5][6][7][8][9].

Elektriciteitsopslag kan voor vele toepassingen worden ingezet door producenten, consumenten, en netbeheerders. Deze toepassingen kunnen worden onderverdeeld in 3 categorieën: energiediensten, netdiensten, en bevoorradingszekerheidsdiensten (Figuur 1).

Figuur 1: toepassingen van elektriciteitsopslag.



2.2.1. Energiediensten

A. Arbitrage

Opslageenheden kunnen gebruikt worden om rechtstreeks in te spelen op prijsverschillen in de tijd. Doordat zij elektriciteitsproductie en verbruik in de tijd kunnen verschuiven kunnen zij profiteren van de typisch doorheen de dag variërende elektriciteitsprijs. Wanneer de opslageenheid individueel in de markt gezet wordt, kan elektriciteit worden aangekocht wanneer de prijs laag is (typisch gedurende de periodes met lage vraag of hoge productie van hernieuwbare energie), en verkocht wanneer de prijs hoog is (typisch gedurende periodes met hoge vraag of lage productie van hernieuwbare energie). Deze activiteit kan verricht worden op verschillende markten voor elektriciteit, namelijk de forward, de day-ahead, de intra-day en de real-time¹ markt.

B. Portfolio management

Energie verschuiven in de tijd:

Een opslageenheid kan ook waarde creëren in de portfolio van een markspeler. Dit kan een producent, een consument, of beide zijn. Een elektriciteitsproducent kan voordeel halen uit het integreren van opslag in zijn portfolio door het vermijden van investeringen in additionele productiecapaciteit (portfolio-optimalisatie), door het vermijden van het (her)opstarten van een centrale met hoge operationele kost (optimale planning), of door het vermijden van een onbalans in zijn portfolio door middel van het opvangen van afwijkingen veroorzaakt door voorspelfouten van hernieuwbare productie, of andere onverwachte gebeurtenissen (optimale uitbating). In een marktomgeving komen de laatste twee acties overeen met arbitrage waarbij de producent zijn portfolio optimaal inzet gezien de verwachte en gerealiseerde marktprijzen.

Opslag kan ook gebruikt worden vanuit het perspectief van de consument die zijn vraag beter kan afstemmen op de productiekost van elektriciteit. Door de opslagcapaciteit te integreren met het verbruik kunnen grote consumenten uit de industriële of commerciële sector hun afname van het net verplaatsen in de tijd door de opslageenheid op te laden op momenten met een lagere prijs, en zo hun elektriciteitskost reduceren.

Kleinere consumenten (retailmarkt), waaronder de residentiële sector, worden afgekeurd op basis van vaste energieprijzen of tarieven. Deze worden met een leverancier opgelegd of onderhandeld voor een langere periode (week, maand, jaar) en bevatten naast de energieprijs ook de nettarieven (distributie en transmissie), alsook belastingen en eventueel subsidies worden toegevoegd. Op enkele uitzonderingen na, bv. dal en piekuren, exclusief nachttarief, zijn deze tarieven nog steeds constant over de

¹ Met de real-time markt wordt hier naar de afrekening van de portfolio-onbalans verwezen (werkelijke onbalans tussen injecties en afnames in de portfolio van een marktpeler) [51].

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

tijd. Echter, nieuwe tariefstructuren zoals dynamische prijzen (variërend aan de hand van de kosten van productie en netwerkgebruik), of een capaciteitscomponent (hogere prijs voor aansluiting of verbruik hoger dan vastgelegd vermogen) kunnen verbruikers een incentive geven om opslag te installeren om hun eigen netto-verbruik hierop af te stemmen.

Opvangen van onbalansvolumes:

Door de integratie van hernieuwbare energie, worden marktspelers in toenemende mate blootgesteld aan onbalansvolumes. Alle marktspelers zijn immers gekoppeld aan een evenwichts-verantwoordelijke die erover moet waken dat injecties en afnames binnen zijn portfolio aan elkaar gelijk blijven. Een onbalans, veroorzaakt door een onverwachte wijziging van de vraag, hernieuwbare productie bij wijzigende weerscondities, of een panne van een conventionele centrale, veroorzaakt een overschot of tekort in zijn portfolio. De onbalansprijzen worden aangerekend door de transmissienetbeheerder op basis van de activatieprijs van reserves om het gehele systeem in evenwicht te houden.

Een opslageenheid kan op die manier onbalansvolumes in een portfolio minimaliseren die anders in een onbalans met bijbehorende onbalanskosten zouden resulteren. Het belang van deze toepassing neemt toe met de toenemende integratie van hernieuwbare productie zoals windenergie en PV, intrinsiek gekenmerkt door een beperkte voorspelbaarheid. Dit resulteert in een verhoogde prijsvolatiliteit op de onbalansmarkt, zeker in een systeem dat gekenmerkt wordt door een beperkte flexibiliteit. In tweede instantie kan de opslageenheid ook gebruikt worden om rechtstreeks op de verwachte onbalansprijs in te spelen en hierop posities in te nemen. Deze toepassing is echter onderworpen aan regulatoire, i.e. verplichting tot minimaliseren onbalansvolume, en technische beperkingen, i.e. betrouwbare prijsvoorspellingen.

2.2.2. Netdiensten

TSO – Transmissienetbeheerder (Elia): is verantwoordelijk voor de exploitatie en het onderhoud van het transmissienet en de interconnectie met het buitenland. Eén van zijn verantwoordelijkheden is een veilige uitbating van het systeem te waarborgen, en hiermee het transport van elektrische energie te waarborgen [10]. Hiervoor verwerft de transmissienetbeheerder ondersteunende diensten bij netgebruikers, zoals frequentiecontrole (actieve vermogensreserves), spanningscontrole (reactieve vermogensreserves), congestiemanagement en black-start [11]. Historisch werden deze diensten vooral aangeleverd door conventionele centrales, maar meer en meer aandacht wordt geschonken aan alternatieven zoals vraagsturing en opslag.

DSO – Distributienetbeheerders (Eandis, Infrax, Ores): zijn verantwoordelijk voor de uitbating, het onderhoud, de uitbreiding, en de verbetering van het netwerk op mid-

den- en laagspanning [10]. Netdiensten voor de distributienetbeheerder zijn echter een relatief nieuw begrip door hun historisch passief karakter, zijnde een doorgeefluik van elektriciteit opgewekt op transmissieniveau naar consumptie op distributieniveau. De toenemende complexiteit geïnitieerd door de integratie van gedistribueerde energiebronnen en de nood aan actieve vraagsturing maakt een actieve uitbating noodzakelijk. Hoewel er nog weinig voorbeelden te vinden zijn waar gedistribueerde energiebronnen zoals opslag diensten leveren aan de netbeheerder is het niet ondenkbaar dat dit het geval zal zijn in de toekomst.

A. Operationele reserves (TSO)

De belangrijkste voorwaarde voor een stabiele uitbating van een elektriciteitssysteem is het ogenblikkelijk evenwicht tussen productie en verbruik. Hiervoor beschikt de transmissienetbeheerder over vermogensreserves die ter beschikking worden gesteld door de netgebruikers, de drie categorieën zijn primaire reserves (snelle, automatisch, decentraal gestuurde reserves voor stabilisatie frequentie in gekoppelde Europese net), secundaire reserves (snelle, automatische, centraal gestuurde reserves voor herstellen van het evenwicht in de controlezone) en tertiaire reserves (trager, manuele, centraal gestuurde reserves voor het assisteren en aflossen van de secundaire reserves) [12]. Indien een opslageenheid aan de technische minimumvereisten van een reservecategorie voldoet kan deze operationele reserves aan de transmissienetbeheerder aanbieden.

B. Congestie management (TSO en DSO)

Transmissienet:

Aangezien de transmissiecapaciteit binnen een zone beperkt is, controleert de netbeheerder de geplande injecties en afnames. Wanneer er een component van het transmissienetwerk overbelast dreigt te worden grijpt hij in met een zogenaamde "re-dispatch". Dit is de activatie van beschikbare centrales op een andere locatie om de lijn te ontlasten. Dit vindt plaats onder het CIPU contract, een kader waar centrales beschikbare capaciteit doorgeven aan Elia voor management van het transmissienetwerk. Net zoals een conventionele centrale kan elektrische energieopslag hieraan deelnemen.

Elektriciteitsopslag kan worden ingezet om congestie te vermijden en de nodige transmissienet-investeringen te verlagen. Deze toepassing houdt wel in dat de opslageenheid op specifieke plaatsen in het net moet kunnen worden gebouwd, wat niet het geval is voor opslageenheden met geografische beperkingen. Zo kan de opslageenheid ingezet worden om congestie te vermijden op lijnen die onvoldoende gedimensioneerd zijn om geen congestie te vertonen op piekmomenten. Op deze manier kunnen nieuwe investeringen in het transmissienet vermeden worden.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Distributienet:

Laagspanningstransformatoren en lijnen moeten worden vervangen of geüpgraded worden wanneer de maximale aangesloten belasting, of injectie, hoger is dan de technische grenzen van deze componenten. Afstemmen van lokale consumptie en productie met behulp van opslag kan hiertoe bijdragen en zo kunnen investeringen in het netwerk worden vermeden of uitgesteld.

C. Black-start capaciteit (TSO)

Een opslageenheid kan de zogenaamde ‘black-startdienst’ aan de transmissienetbeheerder (TSO) aanbieden. Bij een totale black-out van het systeem moet men het net geleidelijk heractiveren. Hiervoor moet de netbeheerder beroep doen op eenheden die zonder externe elektrische voeding kunnen opstarten. Mits een opslageenheid daarvoor de nodige energie in reserve houdt, en aan de technische voorwaarden voldoet, kan deze de black-startdienst aanbieden.

A. Spanningsondersteuning (TSO en DSO)

Om het spanningsniveau in het net stabiel te houden, contracteert de transmissienetbeheerder specifieke diensten bij netgebruikers voor spanningsondersteuning. Primaire spanningsregeling wordt automatisch geactiveerd door eenheden van de netgebruiker terwijl de centrale spanningsregeling manueel geactiveerd wordt op vraag van de netbeheerder. Opslageenheden op transmissieniveau die aan de technische voorwaarden voldoen kunnen deze dienst leveren.

Als gevolg van de toegenomen hoeveelheid gedistribueerde hernieuwbare energiebronnen, worden distributienetbeheerders geconfronteerd met meer complexe energiestromen en verhoogde lokale afname en injectiepieken. Dit heeft een invloed op het spanningsniveau en lokale opslagtechnologieën zouden gebruikt kunnen worden om over- en onderspanningen te stabiliseren.

2.2.3. Bevoorradingszekerheidsdiensten

A. Capaciteitsvergoedingen

Deze diensten maken deel uit van de capaciteitsvergoedingsmechanismen (CRMs) die erop gericht zijn om voldoende capaciteit (productie, maar ook flexibele vraag) beschikbaar te hebben om ieder moment aan de piekvraag te voldoen, en dus de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Dit is een aangelegenheid voor de lange termijn aangezien dit relateert tot investeringen en desinvesteringen in het elektriciteitssysteem. Met andere woorden moet deze bevoorradingszekerheid gezien worden in functie van de aanwezige importcapaciteit, flexibele vraag en elektrische opslag. Meer en

meer aandacht gaat ook uit naar de aanwezige flexibiliteit om snelle variaties en minimale vraag te dekken. Deze lange termijn bevoorradingszekerheid (adequacy) mag niet verward worden met de korte termijn (security) waar de aanwezige infrastructuur ingezet wordt om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, bv. het contracteren van operationele reserves.

In België heeft men besloten om een CRM te implementeren onder de vorm van strategische reserves, dit om structurele productietekorten tijdens de wintermaanden op te vangen. Bestaande elektriciteitscentrales die niet meer actief zijn in de elektriciteitsmarkt krijgen hiermee een vergoeding om beschikbaar te blijven, en kunnen indien nodig door de netbeheerder geactiveerd worden. Opslag kan momenteel niet deelnemen in de Belgische strategische reserve, in tegenstelling tot vraagsturing. In andere regio's, bv. VS, worden CRMs gezien als een volwaardige markt, i.e. "capacity market" naast de "energy-only market", en "ancillary services market". Hiermee wordt de benodigde productiecapaciteit periodiek verzekerd aan de hand van aanbestedingen en lange termijn contracten. Vraagsturing speelt hierin meestal een belangrijk rol, net zoals ook opslag zou hierin kunnen deelnemen.

B. Lokale betrouwbaarheid (back-up)

Voor sommige consumenten kan een verhoogde betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening cruciaal zijn, bijvoorbeeld voor ziekenhuizen. Met behulp van opslag kan een consument zelfvoorzienend zijn. Bij incidenten waarbij de stroom onderbroken wordt kan de consument zich afkoppelen van het net zonder of met maar een gedeeltelijk verlies van het gebruik van elektriciteitsapplicaties.

2.3. Behoeftte aan elektriciteitsopslag

Elektriciteitsopslag kan op verschillende manieren een toegevoegde waarde leveren, en dit voor verschillende partijen. Tabel 1 geeft een overzicht van de diensten die momenteel als relevant voor opslag beschouwd worden. Voor al deze diensten geldt wel dat er geen specifieke nood is aan elektriciteitsopslag, maar wel aan flexibiliteit in het algemeen. Verschillende partijen hebben nood aan flexibiliteit voor verschillende toepassingen. Deze flexibiliteit kan niet enkel door elektriciteitsopslag geleverd worden, maar ook door andere bronnen van flexibiliteit, zoals vraagsturing of flexibele conventionele centrales. Bovendien kan een deel van de beoogde flexibiliteit vanuit andere regio's geïmporteerd worden met behulp van versterkte fysieke interconnectie met andere regio's, gefaciliteerd door marktintegratie.

Tabel 1: verschillende diensten leverbaar door elektriciteitsopslag.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

| | Arbitrage en portfoliomanagement | | | Netdiensten | |
|--------------------------|----------------------------------|-----------|------------------------|-----------------------|----------------------|
| | Forward markten | Real time | Contract-optimalisatie | Operationele reserves | Congestie-management |
| Producent | X | X | | | |
| Transmissie-netbeheerder | | | | X | X |
| Distributienetbeheerder | | | | | X |
| Consument | X | X | X | | |

Er kan dus niet gesproken worden van een behoefte aan opslag, eerder van een behoefte aan flexibiliteit. Het aandeel van elektriciteitsopslag in de toekomstige energiemix zal dan afhangen van de relatieve voor- en nadelen, zowel technisch als economisch, ten opzichte van andere flexibiliteitsopties. Hieronder volgt een beperkte literatuurstudie over de nood aan flexibiliteit en de potentiële rol van opslag in toekomstige energiescenario's.

2.3.1. Behoeftte aan opslag

EPRI [13] heeft een methodologie ontwikkeld om het potentieel voor opslagtechnologieën in kaart te brengen. Voor verschillende functies (arbitrage, balancering, congestie, back-up) maken ze een monetaire evaluatie van de baten. Die baten worden dan vergeleken met de kosten voor opslagtechnologieën. Een pertinente vaststelling is dat in deze studie de baten voor balancering en congestie veel hoger ingeschat worden dan voor arbitrage. Dit valt te verklaren doordat de verkleining van de prijsverschillen tussen piek- en daluren, ten gevolge van de toegenomen integratie van hernieuwbare energiebronnen, de business case van opslag voor arbitrage schaden. De studie besluit dat opslag slechts rendabel kan zijn als meerder functies simultaan worden bekeken. Dit besluit wordt bevestigd in een studie van the National Renewable Energy Laboratory (NREL) naar de waarde van energieopslag voor netdiensten [14]. Er wordt aangetoond dat het voorzien van operationele reserves beschouwd kan worden als een van de diensten waarbij elektriciteitsopslag een grote toegevoegde waarde kan leveren. De resultaten zijn voor de VS en kunnen niet zonder meer naar België worden geëxtrapoleerd, doch de centrale conclusie houdt wellicht ook voor België stand.

Frontier Economics [15] gebruikt een CWE dispatching model om de stijgende behoefte aan flexibiliteit in Nederland te onderzoeken voor scenario's met hoge pene-

tratie aan windenergie tegen 2020 (tot 12 GW wind in Nederland). Met betrekking tot opslag besluiten ze dat, gezien de hoge investeringskosten (€610 per kW voor een CAES), opslag niet noodzakelijk is. Opslag kan echter een optie worden als er bijkomende besparingen in netwerkuitbreidingen kunnen gerealiseerd worden. Tezamen met inkomsten uit arbitrage en vergoedingen voor reservcapaciteiten zou opslag een interessante optie zijn als de locatie goed gekozen is.

De voorgaande studies beschouwen echter enkel opslag op zich. In een studie over opslag voor de toekomst van het energiesysteem van het Verenigd Koninkrijk wordt ook de impact van alternatieve flexibiliteitsopties onderzocht [16]. De onderzoekers tonen aan dat op de toegevoegde waarde van opslag zeer sterk afhankelijk is van de aanwezigheid van alternatieven zoals vraagsturing, flexibele conventionele productiemiddelen of versterkte interconnectiecapaciteit.

2.3.2. Behoeftte aan flexibiliteit

De verhoogde nood aan flexibiliteit in de toekomst ten gevolge van de toegenomen integratie van hernieuwbare bronnen wordt steeds beter in kaart gebracht. De Belgische netbeheerder Elia [17] heeft de behoefte aan flexibiliteit gekwantificeerd voor 2018 als gevolg van stijgend aandeel intermitterende energiebronnen en de nieuwe HDVC interconnectie met UK. De methodologie staat uitgebreid beschreven in het document van Elia, maar kan als volgt kort beschreven worden. Elia kwantificeert een “low” en een “high” reserve needs scenario.

Tabel 2: te contracteren reserves zoals berekend door Elia [17].

| Scenario | Secundaire reserves [MW] | Tertiaire reserves (neerwaarts) [MW] | Tertiaire reserves (opwaarts) [MW] |
|--------------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|
| 2013 (referentie) | 140 | 695 | 1120 |
| 2018 (“low reserve needs scenario”) | 152 | 1138 | 1078 |
| 2018 (“high reserve needs scenario”) | 192 | 1331 | 1321 |
| Onvoldoende inspanningen BRPs | >300 | >1750 | >1700 |

De te contracteren primaire reserves worden bepaald door ENTSO-E. De te contracteren secundaire en tertiaire reserves volgen uit een probabilistische berekening die garandeert dat de residuele systeemonbalans, zowel opwaarts als neerwaarts, in 99.9% van de tijd kan gedekt worden. Dit leidt tot een stijging van de secundaire en

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

tertiaire reserves zoals weergegeven in Tabel 2. Al deze berekeningen berusten op de aanname dat de producenten zelf voldoende investeren in bijkomende flexibiliteit en de verbetering van hun prognoses voor intermitterende productie. Indien niet aan deze voorwaarde voldaan is, stijgen de te contracteren hoeveelheden reserves nog verder. De precieze inspanningen die de producenten zouden moeten leveren worden niet gekwantificeerd.

2.3.3. Methodiek met betrekking tot de behoefte naar flexibiliteit en opslag

Uit literatuuronderzoek blijkt dat er omtrent de nood aan opslag, en flexibiliteit in het algemeen, nog een grote kennisleemte bestaat. Hiervoor kunnen twee verklaringen gegeven worden. Allereerst is het onderwerp slechts in de actualiteit is gekomen na de liberalisering van de elektriciteitsmarkten, die ook samenvalt met de toename van het aantal intermitterende energiebronnen. Een tweede verklaring kan gevonden worden in de complexiteit van dit onderwerp. Denholm et al. (2010) stellen hierover “However, it has always been somewhat difficult to quantify these various value streams without fairly sophisticated modeling and simulation methods”.

De hierboven aangehaalde studies geven telkens aan een deel van de mogelijke diensten van opslag niet te kunnen integreren in de gebruikte modellen, wat resulteert in een verminderde berekende toegevoegde waarde van opslag. Dit is een gevolg van het feit dat opslag op zowel verschillende niveaus in het elektriciteitsstelsel als op sterk uiteenlopende tijdschalen opereert. Een van de voornaamste uitdagingen voor ontwikkelaars van elektriciteitsopslag bestaat er bijgevolg in al de voordelen van opslag te kwantificeren, ook diegene waar op dit moment nog geen markt voor bestaat, en strategieën te ontwikkelen om gelijktijdig in te kunnen spelen op verschillende van die voordelen. Hiervoor is er nood aan nieuwe onderzoeksmethoden en simulatietools. Hierbij dient bijzondere aandacht te gaan naar het bestuderen van de effecten van het koppelen van de verschillende temporele en ruimtelijke schalen. Daarbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan modellen die alle verschillende markten en systeemdiensten omvatten, alsook de inzet van opslag daarbinnen. Anderzijds kan hier bijvoorbeeld ook gedacht worden aan de integratie van meer gedetailleerde operationele beperkingen binnen lange-termijnmodellen.

In het onderzoek naar het elektriciteitssysteem in België, en bij uitbreiding in de hele wereld, worden momenteel twee types modellen gebruikt, maar geen van deze modellen heeft alle noodzakelijke kenmerken om de voordelen van opslag op degelijke wijze te becijferen.

Een eerste type zijn de zogenaamde “scheduling and dispatching” modellen [18]. In deze modellen worden de productiecapaciteiten door klassieke productie, hernieuwbare productie, opslag, etc. vastgelegd. Ze bepalen op basis van de operationele kosten in een zeer fijne tijdsresolutie, i.e. uur of kwartier, welke centrales moeten aan- of uitschakelen of hun vermogen moeten aanpassen om aan de vraag te voldoen. Allerlei technologische beperkingen zoals regelsnelheden en operationele reserves worden in deze modellen gemodelleerd. Om de optimale planning en uitbating te bepalen wordt tot typisch maximaal één week vooruit gekeken. Korte termijnopslag zoals pompcentrales maken deel uit van dit systeem, maar de beperkte tijdshorizon van deze modellen is problematisch voor seizoensopslag. Dit type van modellen laat evenmin toe de invloed van opslag op de optimale samenstelling van de productieportefolio te bepalen.

Een ander type zijn de planningsmodellen. In deze modellen ligt de focus op de investeringen. Zij bekijken het systeem over een langere periode (20 – 50 jaar). Deze modellen beslissen simultaan over investeringen en dispatching. Om de rekentijd te beperken werken deze modellen typisch met een lagere tijdsresolutie en vereenvoudigde technologische beperkingen. Twee prominente voorbeelden van zulke modellen zijn PRIMES en TIMES. In PRIMES wordt een jaar voorgesteld in 11 typische periodes. In TIMES is de tijdsresolutie variabel. In zijn huidige vorm, zoals toegepast voor de “Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050” studie [19], heeft de Belgische versie van het TIMES model 78 typische periodes. Er zijn echter ook TIMES modellen met een nog grotere tijdsresolutie, bijvoorbeeld 8760 periodes [20]. Ten gevolge van deze lagere tijdsresolutie en vereenvoudigde technologische beperkingen van deze planningsmodellen wordt de opname van hernieuwbare energie overschat, en de operationele kost van een systeem onderschat.

Planningsmodellen zijn geschikt voor het opstellen van scenario’s voor het toekomstige productiepark, rekening houdend met de behoefte naar opslag en andere flexibele technologieën. Echter werken de huidige modellen meestal met een vereenvoudigde weergave van het elektriciteitssysteem. Er wordt vaak geen rekening gehouden met netdiensten, nochtans een belangrijke voorwaarde voor systeemstabiliteit, en een belangrijke toepassing voor opslag. Daarnaast is de weergave van het elektriciteitsnet in deze modellen meestal beperkt, waardoor de daaraan gerelateerde uitdagingen en opportuniteiten voor opslag niet bepaald kunnen worden. Bovendien worden de operationele karakteristieken van elektriciteitscentrales, alsook de onzekerheid van hernieuwbare productie, onvoldoende meegenomen. Er kan dus geconcludeerd worden dat er een grote nood is aan planningsmodellen die de behoefte aan flexibiliteit en opslag voor verschillende locaties, spanningsniveaus en toepassingen kunnen berekenen.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

3. Technologieën voor elektriciteitsopslag

3.1. Technische karakteristieken van elektriciteitsopslag

De opslag van elektriciteit kan worden geclassificeerd aan de hand van het energie-conversie-mechanisme. De opslag in pompopslagsystemen is bijvoorbeeld gebaseerd op de potentiële energie van een massa water. Het conversiemechanisme dat gebruikt wordt is dus mechanisch: elektrische energie wordt omgezet in mechanische arbeid (pompmodus) en omgekeerd (turbinemodus).

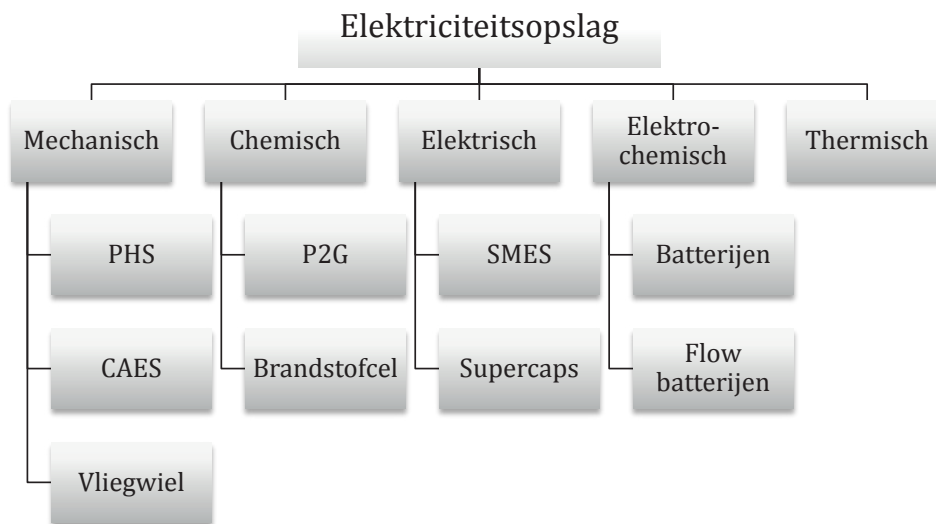
Sectie 3.2 identificeert de meest relevante technologieën voor de opslag van elektriciteit. Voor elke technologie is er een beschrijving, een overzicht van de relevante technische parameters, en één of meerdere voorbeelden voorzien. Technische parameters die typisch worden besproken voor opslagtechnologieën zijn verzameld en besproken zijn:

- **dimensionering in vermogen [kW-MW-GW]:** dit is de hoeveelheid energie die per tijdseenheid kan worden opgenomen of geleverd door de opslageenheid.
- **ontlaadduur [s-min-uur-dag-maand]:** de ontlaadduur geeft de tijd weer hoelang opslagsystemen aan hun maximum vermogen kunnen leveren wanneer de opslageenheid een maximale hoeveelheid energie heeft opgeslagen. Deze parameter geeft samen met het vermogen een indicatie omtrent de dimensionering in energie (kWh-MWh-GWh).
- **reactietijd [ms-s-min]:** de reactietijd is een combinatie van de opstarttijd en de regelsnelheid, en kan worden gezien als de benodigde tijd om op te starten en naar het volledige vermogen te gaan. De opstarttijd is de benodigde tijd tussen een signaal om actie te ondernemen en de eerste vermogenslevering. De wijzigingssnelheid wordt gedefinieerd als de snelheid waarmee het vermogen kan gewijzigd kan worden.
- **cyclus-rendement [%]:** verhouding van de geleverde en de opgenomen elektrische energie. Verliezen komen voor gedurende de opname, de opslagfase (zelf-ontlading), en de levering.
- **levensduur [jaar]:** geeft een indicatie van de maximum duur waarin het opslagsysteem kan ingezet worden bij normaal gebruik.
- **maturiteit [zeer laag-laag-gemiddeld-hoog-zeer hoog]:** de maturiteit van een technologie is een maat voor marktrijpheid en commercialisatie.

3.2. Technologieën voor de opslag van elektriciteit

Elektriciteitsopslag omvat meerdere technologieën, die kunnen worden ingedeeld op basis van de vorm van energie waarin de elektriciteit wordt opgeslagen. De belangrijkste opslagtechnologieën worden weergegeven in Figuur 2, en zijn gebaseerd op mechanische, chemische, elektrische, elektrochemische, en thermische energie.

Figuur 2: technologieën voor elektriciteitsopslag



De technologiebeschrijvingen en technische karakteristieken zijn enerzijds gebaseerd op interne kennis, en anderzijds op volgende studies [3][20][21][22][23][24] voor de technologiebeschrijvingen en op deze studies [1][2][21][22][25][26] voor de technische karakteristieken.

3.2.1. Mechanisch

A. PHS (Pumped Hydro Storage)

Beschrijving:

Pompopslagsystemen zijn internationaal veruit de meest gebruikte en mature vorm van elektriciteitsopslag. Pompopslagsystemen slaan elektriciteit op door een mechanisch conversie proces. Ze gebruiken elektriciteit om water van een lager naar een hoger gelegen reservoir te pompen (= pompmodus). Dankzij het

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

hoogteverschil wordt de elektriciteit in potentiële energie omgezet. Op een later tijdstip kan men de potentiële energie aanspreken door het water via een turbine van het hoger naar het lager gelegen reservoir te laten stromen (= turbinemodus).

De hoeveelheid energie die kan worden opgeslagen is een functie van het hoogteverschil en van het volume van de reservoirs. De voornaamste barrière tot nieuwe pompslagsystemen zijn de geografische vereisten (twee reservoirs die op een verschillende hoogte gelegen zijn), aangezien de meest geschikte locaties in Europa reeds benut zijn.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|-----|----------|--------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| PHS | MW - GW | uren - dagen | s - min | 70 - 85 | 20 - 50 | zeer hoog |

Voorbeeld:

De Coo-Trois-Ponts pompslageenheid heeft één beneden reservoir en twee aparte boven reservoirs, die niet gekoppeld zijn. Daarom kan dit systeem als twee aparte eenheden gezien worden. Coo-Trois-Ponts I heeft een vermogen van 474 MW in turbinemodus en 471 MW in pompmodus, en een totale energieopslagcapaciteit van om en bij de 2,34 GWh. Daarentegen heeft Coo-Trois-Ponts II een vermogen van 690 MW in turbinemodus en 630 MW in pompmodus, en een totale energieopslagcapaciteit van om en bij de 2,66 GWh. Het rendement van de Coo-Trois-Ponts pompslageenheid wordt op 75 % geschat. De pompslageenheid van Plate-Taille beschikt over een geschat vermogen van 144 MW in turbinemodus en 168 MW in pompmodus, en een energieopslagcapaciteit van ongeveer 0,8 GWh. De huidige totale Belgische pompslagcapaciteit bedraagt dus ongeveer 1,3 GW en 5,8 GWh [20], en wordt gebruikt voor alle toepassingen op transmissieniveau beschreven in Sectie 2.22.

2 Uit contact met Electrabel blijkt dat de pompslagsystemen te Coo-Trois-Ponts worden gebruikt voor zowel energiediensten (arbitrage en portfolio-optimalisatie), en de verschillende netdiensten (operationele reserves, spanningsondersteuning, congestiemanagement en black-start). Uit contact met Lampiris blijkt dat het pompslagsysteem te Plate-Taille enkel wordt gebruikt voor energiediensten.

Er zijn plannen voor additionele pompopslagcapaciteit in België³:

- Het offshore energieopslageiland “iLand” voor de Belgische kust. Uit contact met DEME blijkt dat iLand over 550 MW pomp- en turbinevermogen en over een energieopslagcapaciteit van 2 GWh zou beschikken. Het voorgestelde project is qua concept een variant op de klassieke pompopslagssystemen, maar is in zee gebouwd. Wanneer er elektriciteit dient te worden opgeslagen wordt water uit het reservoir van iLand (beneden reservoir) gepompt naar zee (boven reservoir), en wanneer er weer elektriciteit geproduceerd moet worden, stroomt het water weer uit zee naar het reservoir van iLand.
- Een uitbreiding van de Coo-Trois-Ponts centrale “Coo III”. Uit contact met Electrabel blijkt er een mogelijkheid om een derde boven reservoir te creëren naast de twee bestaande boven reservoirs, en om het gedeelde beneden reservoir uit te breiden. Het bijkomende vermogen zou om en bij de 600 MW bedragen met een ontladduur van ongeveer 5 uur, wat leidt tot een additionele energieopslagcapaciteit van 3 GWh.

B. CAES (Compressed Air Energy Storage)

26

Beschrijving:

Deze technologie kan elektriciteit opslaan door lucht samen te persen en op te slaan in een afgesloten omgeving onder hoge druk. Om weer elektriciteit te produceren vindt er een expansie plaats van de samengeperste lucht om zo een turbine aan te drijven. Wanneer de lucht wordt samengedrukt stijgt de luchttemperatuur. Deze warmte geeft samen met de verhoogde druk de opgeslagen energie. Wanneer de samengedrukte lucht afkoelt, gaat de thermische energie verloren en daalt het rendement van het opslagproces. Om dit warmteverlies te compenseren, wordt er een brandstof, typisch gas, gebruikt om de samengeperste lucht weer te verwarmen voor en tijdens het expansieproces. De opslagcapaciteit wordt bepaald door het volume van de afgesloten ruimte en de toegelaten druk. Meestal worden natuurlijke holtes gebruikt zoals zoutholtes, vroegere mijnen, en vroegere gassites. De voornaamste barrières zijn de geografische vereisten en de nood aan een brandstof wat het rendement verlaagt, alsook de vereiste aanwezigheid van gasturbines en aardgasleidingen vereist. Tot op heden is de technologie nooit doorgebroken door haar lage efficiëntie. Er zijn geen studies bekend van mogelijke opslaglocaties in België.

3 Er is in de literatuur ook sprake van zogenaamde micro-pompcentrales. Deze bevinden zich in tegenstelling tot grootschalige pompcentrales op het distributieniveau. Het potentieel is afhankelijk van de andere doeleinden waarvoor deze centrales in gebruik zijn, e.g. sluiscomplexen [52]. Daarenboven is er ook sprake van ondergrondse pompopslag, vb. mijninfrastructuur in onbruik, hoewel deze mogelijkheden nog ver van concreet zijn [53].

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

In tegenstelling tot de hierboven beschreven diabatische CAES, slaat adiabatiese CAES de warmte van de lucht tijdens het compressieproces op, om nadien weer te gebruiken in het expansieproces, wat het rendement aanzienlijk kan verhogen. Deze vorm van CAES is echter minder matuur.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|------|----------|--------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| CAES | MW - GW | uren - dagen | min | 40 - 70 | 20 - 40 | zeer hoog |

Voorbeeld:

Er bestaan twee operationele CAES eenheden: Huntorf (Duitsland) en McIntosh (VS) [9].

De CAES eenheid in Huntorf is in gebruik sinds 1978 en slaat energie op in een zoutholte die zich 600 m onder het aardoppervlak bevindt. In 2006 werd deze centrale uitgebreid van een vermogen van 290 MW naar 321 MW. Het rendement van een opslagcyclus bedraagt ongeveer 42 %, en de reactietijd van de centrale bedraagt ongeveer 6 minuten.

De CAES eenheid in McIntosh, VSA is in gebruik sinds 1991 en slaat eveneens energie op in een zoutholte. Deze centrale heeft een vermogen van 110 MW, en wordt vooral gebruikt om elektriciteit uit basislasteenheden op te slaan om die tijdens de piekvraag in het net te injecteren. De reactietijd van de McIntosh CAES bedraagt 14 minuten, en de eenheid heeft een rendement van 54 %.

Tevens wordt er in Duitsland een adiabatiese CAES opslageenheid gebouwd “ADELE”, met een piekvermogen van 90 MW en een energie-inhoud van 360 MWh. Tevens hoopt men met deze installatie een rendement van om en bij de 70 % te behalen [27].

C. Vliegwiel

Beschrijving:

Vliegwiel slaan elektriciteit op door deze om te zetten naar mechanische kinetische energie, en daarbij een vliegwiel te laten draaien met hoge snelheid. De opgeslagen energie is evenredig met de inertie van het vliegwiel en met het kwadraat van de rotatiesnelheid. Door de kwadratische afhankelijkheid van de rotatiesnelheid wordt er bij het ontwerp meestal gemikt op een zo hoog mogelijke snelheid, waarvoor er zeer geavanceerde composietmaterialen gebruikt worden voor de rotor. Andere ontwerpen mikken eerder op een lage kost en gebruiken een zeer grote en zware rotor uit standaard materialen, bijvoorbeeld staal. Wanneer er elektriciteit geleverd wordt, drijft het

vliegwiel een generator aan en vertraagt het hierdoor. Vliegwielen worden gebruikt om energie op te slaan op relatief korte termijn, aangezien wanneer het vliegwiel draaiende is, en dus energie heeft opgeslagen, het constant energie verliest door wrijvingsverliezen. Magnetische lagering of supergeleidende levitatie kunnen deze wrijvingsverliezen verminderen. De zelfontlading kan echter zo groot zijn dat de opgeslagen energie tot nul herleid wordt na amper één dag. Vliegwielen worden gebruikt voor toepassingen waar vooral het snel kunnen leveren van kortstondig vermogen en niet de geleverde energie van belang zijn. Een typisch voorbeeld van zo'n toepassing is de levering van primaire reserves.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|-----------|----------|-------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| Vliegwiel | kW - MW | s - min | ms | 75 - 88 | 15 - 20 | hoog |

Voorbeeld:

In de staat New York staat er een grootschalig voorbeeld van deze opslagtechnologie. Het betreft een systeem van 20 MW dat wordt gebruikt om primaire reserves te leveren. Het vliegwiel systeem bestaat uit 200 individuele vliegwielen waarvan de elektrische systemen in parallel geschakeld zijn, met elk een vermogen van 100 kW en opslagcapaciteit van 25 kWh, en een reactiesnelheid van amper enkele seconden [9].

3.2.2. Chemisch

D. P2G (Power to Gas)

Beschrijving:

Deze technologie slaat de geconsumeerde elektriciteit op in chemische energie, door deze te converteren in waterstof (H₂) of methaan (CH₄). Het geproduceerde gas kan dan in het gasnet worden geïnjecteerd of worden opgeslagen in een tank. Het P2G proces steun op het elektrolyseproces, dat water splitst in waterstof en zuurstof door elektriciteit te verbruiken. De gevormde waterstof kan ofwel zo worden gebruikt, ofwel door een methanatieproces samen met CO₂ omgezet worden naar methaan (CH₄). Aangezien waterstof maar in beperkte mate in het gasnet kan worden geïnjecteerd en methaan onbeperkt, heeft het additionele methanatieproces als voordeel dat de energieopslagcapaciteit bijna ongelimiteerd wordt. Dit geeft potentieel naar seizoensopslag.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Uiteraard moet wel in rekening worden gebracht dat deze technologie enkel als elektriciteitsopslag kan worden beschouwd als de energie opgeslagen in het gevormde gas weer naar elektriciteit wordt omgezet door een gasturbine of brandstofcel.

Deze technologie wordt gekenmerkt door een lage efficiëntie en maturiteit, maar krijgt momenteel veel aandacht door zijn groot potentieel en omdat er gebruik gemaakt kan worden van bestaande gasinfrastructuur.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|-----|----------|-----------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| P2G | kW - MW | weken - maanden | s - min | 20 - 60 | 5 - 30 | zeer laag |

Voorbeeld:

Momenteel lopen er een 30-tal demonstratieprojecten in Europa, waarvan de meeste gesitueerd zijn in Duitsland. De meeste van deze projecten zijn gebaseerd op waterstof, en meer enkele op methaan. We bespreken kort 2 voorbeelden van projecten.

Het grootste demonstratieproject werd ontwikkeld door Solar Fuel GmbH in opdracht van Audi AG, en is gesitueerd in Werlte (Duitsland). Het betreft een P2G opslagsysteem met zowel een elektrolyse- als methanatieproces, en het geplande vermogen bedraagt 6,3 MW. De benodigde CO₂ voor de methanatie wordt gerecupereerd van een nabijgelegen afval-biogas centrale [28].

Een ander project is het “Utsira” waterstof project in Noorwegen, en situeert zich op een eiland 20 km voor de kust van Haugesund. De P2G installatie was in gebruik 2004 tot 2008, en had als doel om overbodige elektriciteit op te slaan afkomstig van offshore windturbines. Het opslagsysteem deed dit door waterstof te vormen door middel van een elektrolyseproces. Het gevormde waterstof werd nadien, wanneer de windturbines geen elektriciteit leverden, weer omgevormd naar elektriciteit door een brandstofcel. De P2G installatie had een vermogen van 48 kW (laadvermogen), en de brandstofcel van 10 kW. Tijdens het project werd het lage rendement als voornaamste nadeel geïdentificeerd [9].

E. Brandstofcel

Beschrijving:

Brandstofcellen bestaan, net zoals batterijen, uit individuele elektrochemische cellen. In tegenstelling tot batterijen wordt er hier een brandstof gebruikt. Veelgebruikte brandstoffen zijn waterstof en aardgas. Er is een constante stroom brandstof nodig om de chemische reactie te onderhouden en zo elektrische energie te produceren.

Een brandstofcel bestaat uit drie delen: twee elektroden (anode en kathode), en een elektrolyt. Aan de anode kant wordt een brandstof, bijvoorbeeld waterstof of aardgas, geoxideerd. Hierdoor komt er een positieve geladen ion en een negatief geladen elektron vrij. Het elektrolyt, dat zich tussen anode en kathode bevindt, is op zo'n manier ontworpen dat er enkel ionen en geen elektronen doorkunnen naar de kathode. De elektronen bewegen door een extern circuit, wat de elektrische stroom genereert naar de kathode kant. In de kathode worden ionen en elektronen weer samengevoegd en reageren ze met zuurstof uit de omgevingslucht om zo water en koolstofdioxide te creëren. Gedurende de gehele cyclus wordt brandstof verbruikt, wordt er een elektrische stroom gecreëerd die vermogen kan leveren, en wordt er water of koolstofdioxide gevormd.

Deze technologie kan enkel als elektriciteitsopslag worden beschouwd als de brandstof die wordt gebruikt gevormd wordt door elektriciteit te consumeren⁴. Als waterstof als brandstof wordt gebruikt wil dit zeggen dat water eerst gesplitst moet worden in waterstof en zuurstof door een elektrolyseproces (verbruiksfase), en dat waterstof en zuurstof dan nadien in een brandstofcel worden gebruikt om elektriciteit te produceren (leveringsfase). Deze technologie is nog vrij immatuur.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|--------------|----------|-------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| Brandstofcel | kW - MW | uren | \ | 50 - 70 | 5 - 10 | laag |

⁴ Dit kan ofwel door het te combineren met bijvoorbeeld een P2G installatie, ofwel door het gebruik te maken van brandstofcellen die gebaseerd zijn op omkeerbare processen. Deze laatste technologie bevindt zich nog in de onderzoeksfase.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

Voorbeeld:

Er zijn momenteel maar enkele stationaire brandstofcellen operationeel. We bespreken twee projecten.

In South Windsor (Connecticut, VSA), is in 2002 een brandstofcel demonstratieproject geïnitieerd. Het systeem in kwestie maakt gebruik van aardgas als brandstof en heeft een productievermogen van 200 kW. Het systeem werd ontwikkeld door “UTC Fuel Cells” en levert zowel warmte als elektriciteit aan een school [29].

Het Belgische Solvay presenteerde in 2012 te Lillo zijn energieopslagsysteem gebaseerd op brandstofcellen. Het opslagsysteem bevindt zich in de SolVin-fabriek in de haven van Antwerpen. De brandstofcel zet overtollig waterstof uit de elektrolyse van SolVin opnieuw in elektriciteit om en verhoogt het rendement van de elektrolyse. Dit systeem bestaat uit 12.600 brandstofcellen. Het vermogen van het brandstofcelsysteem is 1 MW. Dit project gebeurt in het kader van het project Waterstofregio Vlaanderen - Zuid-Nederland, en vereiste een investering van om en bij de € 5 miljoen, die deels gesubsidieerd werd [30].

3.2.3. Elektrisch

F. SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

Beschrijving:

SMES eenheden slaan elektriciteit op in een magnetisch veld. Dit magnetische veld wordt gecreëerd door gelijkstroom (DC) in een supergeleidende spoel gekenmerkt door cryogene, i.e. zeer lage temperaturen. Supergeleidende materialen hebben geen elektrische weerstand, wat de energieverliezen tot een minimum beperkt. Om de supergeleidende staat van de spoel te behouden moet er een koelsysteem gebruikt worden. Dit vormt samen met de complexiteit van het systeem de voornaamste barrière. Aangezien SMES eenheden worden gekenmerkt door een snelle reactietijd en een hoge vermogensdichtheid, zijn deze systemen geschikt voor toepassingen waarbij het snel, en kortstondig, leveren van vermogen centraal staat, bijvoorbeeld diensten voor netondersteuning.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|------|----------|-------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| SMES | kW - MW | s - min | ms | 90 - 97 | 20 - 40 | gemiddeld |

Voorbeeld:

In de VS zijn er reeds enkele kleinschalige SMES projecten geweest, waaronder het D-SMES (Distributed SMES) opslagsysteem. Dit systeem werd beheerd door de 'Wisconsin Public Service (WPS) Co.', en beschikte over een vermogen van 800 kW. D-SMES werd vanaf 2000 3,5 jaar lang ingezet om het net te ondersteunen terwijl er een nieuwe transmissielijn werd geïnstalleerd [9].

G. Supercondensatoren

Beschrijving:

Supercondensatoren bestaan uit 2 geleidende elektroden die zich op een kleine afstand van elkaar bevinden, een elektrolyt en een separator die beide elektroden elektrisch van elkaar scheidt. Wanneer men een bepaalde spanning aanlegt, worden de ionen in het elektrolyt naar de elektrode aangetrokken met het tegengestelde teken (positief of negatief) aan de lading van het ion. Deze tegengestelde ladingen produceren een elektrisch veld waarin energie wordt opgeslagen. In tegenstelling tot batterijen vloeien er geen ionen van de ene naar de andere elektrode. Net zoals de SMES technologie, worden Supercondensatoren gekenmerkt door een grote vermogensdichtheid en lage energiedichtheid. Dit maakt dat ze vooral geschikt zijn voor het snel leveren van grote, kortstondige vermogens. Dit is wederom van toepassing in sommige diensten voor netondersteuning, zoals bijvoorbeeld frequentieondersteuning.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|-----------|----------|-------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| Supercaps | kW - MW | s - min | ms | 93 - 97 | 20 - 40 | gemiddeld |

Voorbeeld:

Op de site van een waterzuiveringsstation te Palmdale (Californië, USA) is in 2006 een Supercapacitor geïnstalleerd die voor 30 seconden een vermogen van 450 kW kan leveren in geval van een tijdelijk tekort of instabiliteit. Het rendement van een opslagcyclus zou meer dan 95 % zijn [31].

Tevens loopt er op La Palma (Canarische eilanden, Spanje) het 'STORE' project van Endesa. Het is een supercondensatorsysteem bestaande uit 18 individuele Supercaps met een totaal vermogen van 4 MW dat gedurende 5 seconden geleverd kan worden. Dit opslagsysteem draagt bij aan de stabiliteit van het elektriciteitsnet [32].

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

2.3.4. Elektrochemisch

BESS ('Battery Energy Storage Systems') bestaan uit enerzijds batterijen om elektriciteit in op te slaan en anderzijds uit een convertor om elektriciteit uit te wisselen met het net. Er bestaan meerdere batterijtechnologieën, hier onderverdeeld in 'gewone' batterijen, die als 'solid-state' systemen kunnen worden beschouwd doordat de chemisch actieve componenten niet bewegen, en flow batterijen, zijnde batterijen waar de chemisch actieve componenten circuleren.

H. Batterijen

Beschrijving:

Een batterij bestaat uit twee elektroden, een elektrolyt en een separator. Tijdens de ontlading wordt de negatieve elektrode geoxideerd en de positieve elektrode gereduceerd. Deze elektronen vloeien dan door een extern circuit van de negatieve naar de positieve elektrode, wat een elektrische stroom creëert, en vice versa tijdens de laadfase. Tegelijkertijd vloeien er ionen door de elektrolyt van de ene naar de andere elektrode. Doordat de actieve stof, die de ionen levert, een vaste stof is die zich in de batterij bevindt, zijn energieopslagcapaciteit en vermogen typisch sterk gekoppeld. De vermogens- en energiedensiteit van een batterij kunnen dus sterk variëren voor een bepaalde batterijtechnologie, afhankelijk van de constructie. Zo zijn er bijvoorbeeld Li-ion batterijen die specifiek ontworpen zijn voor een hoge vermogensdensiteit, terwijl anderen ontworpen zijn voor een hoge energiedensiteit. Samen met de vrij constante vermogen- en energieverhoudingen, is het beperkt aantal cycli waarmee vele batterijtypes kampen het voornaamste technische nadeel. Het grote voordeel is de flexibele schaalbaarheid van deze technologie. Toepassingen worden vooral gezien op distributieniveau, door de aanwezigheid van elektrische voertuigen, geïntegreerd bij de consument, of als zelfstandige systemen. Door hun technische kenmerken kunnen ze zowel gebruikt worden voor energiediensten als netdiensten. Bij opschaling tot grote systemen, kunnen zij ook voor toepassingen in het transmissienet ingezet worden. Er wordt verwacht dat de momenteel nog relatief hoge kost zal dalen door massaproductie voor zowel elektrische mobiliteit als voor stationaire doeleinden. Alhoewel de zelfontlading bij Li-ion en Pb-acid batterijen zeer laag liggen (< 1 % per dag), kunnen die bij NaS oplopen tot meer dan 10 % per dag.

Er bestaat een grote variëteit aan batterijtechnologieën. Met een totaal wereldwijd ontladvermogen van meer dan 300 MW is NaS de meest voorkomende batterijtechnologie voor stationaire nettoepassingen. Alhoewel Li-ion batterijtechnologie niet even wijdverspreid is als NaS technologie, is er wereldwijd momenteel zeer veel interesse in Li-ion batterijen [6]. De reden hiervoor is de grote variëteit aan types van Li-ion batterijen, elk met hun specifieke voor- en nadelen. Deze variëteit wordt verkregen door de keuze van de elektrodematerialen, afgestemd op de gewenste eigenschap-

pen (energie- en vermogensdensiteit, afmetingen, kostprijs). Algemeen geldt dat de energie- en vermogensdensiteit beduidend hoger is dan voor andere batterijtechnologieën. Bovendien is de zelfontlading zeer laag (< 5 % van de nominale capaciteit per maand), wat het totale systeemrendement ten goede komt. Hun hoge aankoopprijs vormt momenteel echter nog een obstakel voor een grootschalige uitrol, maar algemeen wordt er voor Li-ion batterijen een significante verlaging van de kosten verwacht in de volgende jaren.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|--------|----------|-------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| NaS | kW - MW | uren | ms | 75 - 85 | 10 - 20 | hoog |
| Li-ion | kW - MW | uren | ms | 80 - 95 | 10 - 20 | hoog |

Voorbeeld:

Het Rokkasho Futamata project in Japan maakt gebruik van een NaS batterijsysteem met een totaal vermogen van 34 MW. Het systeem bestaat uit 17 individuele 2 MW NaS batterijen, die telkens bestaan uit 40 modules van 50 kW. Deze opslageenheid wordt gebruikt in een portfolio met het 51 MW Rokkasho windpark om de windenergie te verkopen op momenten met een hoge marktprijs [9].

In Toronto (Canada) wordt er een Li-ion batterijsysteem uitgebaat om productie en consumptie te verschuiven in de tijd. Het opslagsysteem is operationeel sinds 2012, en bestaat uit een 250 kWh batterijeenheid. Tevens zijn er plannen om het opslagsysteem uit te breiden met twee additionele batterijeenheden. Het opslagsysteem heeft een geschatte kost van \$ 16,3 miljoen, en heeft een geschatte levensduur van 10 jaar en 5000 cycli. Het rendement is tevens significant hoog met een waarde van 92 % [9].

Tevens lopen er heel wat batterijprojecten in Duitsland. Zo loopt er een project van Younicos en Wemag AG voor een Li-ion batterijsysteem met een vermogen van 5 MW en 1 uur onlaadduur in West Mecklenburg voor het leveren van primaire reserves en snelle vermogensaanpassingen [33].

I. Flow batterijen

Beschrijving:

Het elektrochemisch proces dat zich afspeelt bij flow batterijen is vrij gelijkaardig aan dat van conventionele batterijen. Het verschil is dat de 2 elektroden vloeistof-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

fen zijn die in aparte tanks worden opgeslagen. Deze splitsing zorgt ervoor dat de dimensionering van vermogen en energie gescheiden wordt: de grootte van de tank bepaalt de opslagcapaciteit. Dit wordt gezien als een van de grote voordelen van flow batterijen t.o.v. andere batterijen, aangezien flow batterijen hierdoor beter geschikt zijn voor toepassingen waarbij een lange ontlaadduur belangrijk is, bijvoorbeeld energiediensten. Deze opslagtechnologie heeft momenteel nog een zeer beperkte maturiteit, en is ofwel gebaseerd op ZnBr (Zink-Bromide) of VRB (Vanadium-Redox) technologie.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontlaadduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|---------------|----------|-------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| Flow batterij | kW - MW | uren | ms | 70 - 85 | 5 - 20 | gemiddeld |

Voorbeeld:

In Tomamae (Hokkaido, Japan) is een VRB flow batterijsysteem in werking sinds 2005. Deze opslageenheid heeft een totaal vermogen van 4 MW en een energieopslagcapaciteit van 6 MWh. Het biedt ondersteuning aan een nabijgelegen windpark van ongeveer 30 MW [34].

3.2.5. Thermisch

Deze categorie houdt meerdere technologieën in die gebaseerd zijn op koude- en warmte principes. Liquid Air Energy Storage (LAES) wordt besproken als voorbeeld.

J. LAES (Liquid Air Energy Storage)

Beschrijving:

Om de LAES opslageenheid te laden wordt er elektriciteit gebruikt om lucht te koelen totdat deze vloeibaar wordt. De vloeibare lucht wordt dan opgeslagen in een lagedruk opslagtank. Wanneer er weer elektriciteit geleverd moet worden wordt er vloeibare lucht uit de tank genomen en wordt die opgewarmd, waardoor de lucht verdampt en de druk stijgt. Dit gas op hogedruk wordt dan gebruikt om een turbine aan te drijven die elektriciteit produceert. Alhoewel deze opslagtechnologie nog vrij immatuur is, is dit niet het geval voor zijn individuele componenten.

Het rendement van de opslagcyclus kan worden verhoogd door:

tijdens de ontladfase koude te recupereren om te gebruiken tijdens de laadfase (het vloeibaar maken van lucht) van de volgende cyclus. Anderzijds kan er ook koude van nabijgelegen industriële processen gebruikt worden om het rendement te verhogen.

tijdens de laadfase de vrijgekomen warmte op te slaan en te gebruiken tijdens de ontladfase (het opwarmen van de vloeibare lucht). Anderzijds kan er ook warmte van nabijgelegen industriële processen gebruikt worden om het rendement te verhogen.

De mogelijkheid van het gebruik van afvalwarmte en -koude maakt dat deze opslagtechnologie interessant kan zijn wanneer deze gecombineerd kan worden met industriële processen.

Technische karakteristieken:

| | vermogen | ontladduur | reactietijd | cyclusrendement [%] | levensduur [jaar] | maturiteit |
|------|----------|------------|-------------|---------------------|-------------------|------------|
| LAES | kW - MW | uren | min | 50 - 80 | 25 - 30 | laag |

Voorbeeld:

Sinds april 2010 heeft 'Highview Power Storage' in samenwerking met 'Scottish & Southern Energy' in het Verenigd Koninkrijk een LAES systeem met een vermogen van 350 kW en een energieopslagcapaciteit van 2,5 MWh. Deze opslageenheid bevindt zich naast de 80 MW Slough biomassa centrale net buiten Londen [35][36].

Tevens heeft 'Highview Power Storage' een subsidie van € 8 miljoen van de Britse overheid ontvangen om een LAES opslageenheid te bouwen die klaar zal zijn in de eerste helft van 2015. Deze eenheid zal een vermogen hebben van 5 MW en een energieopslagcapaciteit van 15 MWh.

4. Economisch kader

4.1. Analyse van de kosten van opslagtechnologieën

Op basis van beschikbare informatie wordt er een inschatting gemaakt van installatie-, onderhouds- en energiekosten van elk van de besproken technologieën. Deze informatie wordt weergegeven in Tabel 3.

De vaste kosten, die overeenkomen met de investeringskost voor installatie, worden typisch weergegeven op basis van zowel vermogen als energie. De informatie is tevens gebaseerd op de studies die voor de technische karakteristieken geraadpleegd

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

werden (Sectie 3). Technologieën met een eerder hoge installatiekost wat betreft het vermogen en een lage installatiekost wat betreft de energieopslagcapaciteit, zijn over het algemeen energie-gebaseerd (bv. PHS, CAES, P2G). Daarentegen zijn technologieën met een lage installatiekost wat betreft het vermogen en een eerder hoge installatiekost wat betreft de energieopslagcapaciteit over het algemeen eerder vermogen-gebaseerd (bv. vliegwiel, SMES, Supercondensatoren).

De belangrijkste componenten van de variabele kost zijn de onderhouds- en energiekosten. In tegenstelling tot de installatiekost zijn de beschikbare gegevens rond onderhoudskosten schaars, aangezien zij sterk afhangen van de gekozen toepassingen en de specifieke technische karakteristieken. Voor sommige opslagtechnologieën is het onmogelijk om een indicatie te geven van de onderhoudskosten wegens immaturiteit.

Tabel 3: installatiekosten [1][2][21][22][25], onderhoudskosten [37][38], en rendement (Sectie 3.2).

| | instal- latiekosten o.b.v. vermogen [€/kW] | instal- latiekosten o.b.v. energie [€/kWh] | onderhouds- kosten [€/kW/jaar] | cyclus- rendement [%] |
|------------------------|---|---|--------------------------------------|-----------------------------|
| Mechanisch | | | | |
| PHS | 400 - 5000 | 5 - 100 | 10 - 15 | 70 - 85 |
| CAES | 400 - 1200 | 2 - 50 | 10 - 25 | 40 - 70 |
| Vliegwiel | 100 - 300 | 1000 - 3500 | 20 - 30 | 75 - 88 |
| Chemisch | | | | |
| P2G | 550 - 1600 | 1 - 5 | - | 20 - 60 |
| Brandstofcel | 5000 - 10000 | 5000 - 10000 | - | 50 - 70 |
| Elektrisch | | | | |
| SMES | 200 - 400 | 1000 - 10000 | 10 - 25 | 90 - 97 |
| Supercapacitors | 100 - 300 | 300 - 2000 | 10 - 15 | 93 - 97 |
| Elektrochemisch | | | | |
| NaS | 1000 - 3000 | 300 - 500 | 10 - 50 | 75 - 85 |
| Li-ion | 1200 - 4000 | 400 - 2000 | 20 - 60 | 80 - 95 |
| Flow batterij | 600 - 2500 | 150 - 1000 | 10 - 55 | 70 - 85 |
| Thermisch | | | | |
| LAES | 900 - 1900 | 260 - 530 | - | 50 - 80 |

De energiekosten zijn functie van de prijs van de opgeslagen energie en van het rendement (reeds besproken in Sectie 3). Deze opdeling wordt als volgt geïllustreerd (Tabel 4): om 100 MWh te kunnen leveren op een bepaald moment in de tijd, moet er, uitgaande van een rendement van 80 %, eerst 125 MWh geconsumeerd worden. Tevens is er voor sommige technologieën een bijproduct nodig gedurende een van de stappen in het opslagproces, bijvoorbeeld aardgas bij CAES, waar rekening gehouden moet worden. Verder moet het ook in beschouwing worden genomen dat het gegeven rendement bij zowel P2G als brandstofcellen niet altijd het cyclus-rendement betreft: het boven segment van het P2G-rendement slaat enkel op het omzetten van elektriciteit in chemische energie (en niet terug naar elektriciteit), en het rendement van een brandstofcel betreft meestal enkel het omzetten van chemische energie in elektriciteit (zonder de omzetting van elektriciteit naar chemische energie).

Tabel 4: illustratie van de energiekosten van elektriciteitsopslag met een rendement van 80%.

| | aankoopvolume | aankoopprijs | variabele kost |
|--|----------------|-----------------|----------------|
| kost om later 100 MWh te leveren | 100 MWh | 20 €/MWh | 2.000 € |
| kost om rendementsverlies te dekken | 25 MWh | 20 €/MWh | 500 € |
| totale kost om 100 MWh te leveren | 125 MWh | 20 €/MWh | 2.500 € |

4.2. Elektriciteitsopslag in bestaande en toekomstige markten in België

Deze sectie geeft een overzicht weer van de mogelijke mechanismen op basis waarvan opslag vergoed kan worden. Dit is sterk gekoppeld met de specifieke toepassing besproken in Sectie 2.2, en het bestaande markt- en regulatorisch kader (Sectie 5).

4.2.1. Energiediensten

A. Arbitrage

Opslag kan productie en consumptie van elektriciteit in de tijd verschuiven op basis van doorheen de tijd variërende elektriciteitsprijzen. De winst kan worden gezien als het verschil tussen deze prijzen, rekening houdend met het rendementsverlies. De elektriciteitsprijs in België wordt bepaald op de groothandelsmarkten zoals de lange-termijn markt (ENDEX), de day-ahead markt (BELPEX) en de intra-day markt (BELPEX). Op basis van de prijzen hierop kan de uitbating van opslag gepland worden. Daarenboven kan opslag ook actief inspelen op de real-time onbalansprijzen die door de netbeheerder worden opgelegd (Elia System Operator). Belangrijk is om op te mer-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

ken dat een opslageenheid simultaan actief kan zijn in deze verschillende markten, en zo continu zijn posities kan aanpassen aan de hand van prijsverwachtingen.

Historisch werden de prijsverschillen doorheen de dag vooral bepaald door het vraagprofiel, met een duidelijk verschil tussen dag (piekuren) en nacht/weekend (daluren). Met de integratie van hernieuwbare energie zoals wind en zon, krijgt dit prijsprofiel een meer volatiel karakter waar de prijs naast de vraag ook sterk beïnvloed wordt door het aanbod van hernieuwbare energie, getekend door een zekere variabiliteit. Verschillende studies tonen aan dat het prijsverschil tussen piek en dal over de laatste jaren afneemt door deze integratie [39]. Dit heeft een negatieve impact op de winstgevendheid en drijft de eigenaar van opslageenheden ertoe om te evolueren naar alternatieve strategieën voor uitbating.

B. Portfolio management

Energie verschuiven in de tijd:

Een opslageenheid kan worden toegevoegd aan de portfolio van een speler op de energiemarkt, zoals producenten, consumenten en evenwichtsverantwoordelijken (BRPs). Opslag helpt deze marktpartijen bij de planning van de uitbating van hun portfolio, bijvoorbeeld door het vermijden van het opstarten van een dure piekcentrale om aan de elektriciteitsvraag te voldoen. Op lange termijn leidt dit zelfs tot desinvesteringen in dit portfolio aangezien de investering in een piekcentrale overbodig kan worden. Deze diensten kunnen ook indirect aan marktspelers aangeboden worden, door een derde marktpartij. Het is belangrijk om te beseffen dat de uitbating van het gehele portfolio in belangrijke mate gebeurt aan de hand van de prijzen op de hierboven vermelde elektriciteitsmarkten.

Opvangen van onbalansvolumes:

Een eventuele onbalans, veroorzaakt door een onverwachte wijziging in de portfolio van een evenwichtsverantwoordelijke, wordt afgerekend aan een onbalansprijs die wordt bepaald door de transmissienetbeheerder. Deze onbalansprijs is in België gebaseerd op de marginale activatiekost van operationele reserves die gebruikt worden om het systeem in evenwicht te houden. De vergoeding van het inzetten van een opslageenheid voor deze toepassing is dus de vermeden onbalanskost. Zo kan opslag ingezet worden om de onverwachte uitval van een centrale, of de voorspellingsfout van hernieuwbare energie of vraag, tijdelijk op te vangen en zo een onbalans met bijhorende kost te vermijden.

Contractoptimalisatie:

Kleinere consumenten (zowel industrieel, commercieel als residentieel) interageren met de elektriciteitsmarkt door middel van een leverancier. Hierbij wordt een contract opgesteld dat bestaat uit vier componenten: energie, transmissie, distributie en toeslagen. Opslag kan een consument toelaten afname of injectie te verschuiven en zo een beter contract aan te gaan met de leverancier. De meeste prijzen en tarieven zijn doorgaans nog erg statisch en bieden weinig voordeel voor de installatie van opslag.

Dit kan in de toekomst veranderen wanneer er meer dynamische prijzen en tarieven worden opgesteld. Deze dynamische energieprijzen en nettatarieven kunnen de consument aanzetten om energie op te slaan aan de hand van de beperking van het systeem.

4.2.2. Netdiensten

TSO: kan op verschillende manieren diensten contracteren bij elektriciteitscentrales, opslageenheden of installaties bij gebruikers ter ondersteuning van het net. Verschillende vergoedingsmodellen bestaan. Participatie kan verplicht of vrijwillig gebeuren [40]. In het eerste geval aan de hand van netcodes, in het tweede geval kan er gebruikt gemaakt worden van bilaterale contracten, aanbestedingen en/of een kortetermijnmarkt. De manier van verwerving van deze diensten hangt sterk af van dienst tot dienst en land tot land. Toch ziet men een harmonisatie op Europees vlak wat betreft de diensten die dienen tot het balanceren van het systeem.

DSO: opslagdiensten op distributieniveau kunnen bijdragen tot een efficiënte en betrouwbare uitbating van het distributienet, alsook het vermijden van additionele investeringen. In tegenstelling tot het transmissienetwerk zijn netdiensten op distributieniveau een nieuw concept. In België zijn er geen voorbeelden van vergoedingsmechanismen voor netdiensten geleverd door opslag aan de distributienetbeheerder. Dergelijke diensten zouden aangeleverd kunnen worden aan de hand van een reservatie en activatievergoeding waarbij de consument, individueel of via een derde partij, een signaal krijgt om flexibiliteit te leveren. Als een alternatief op deze gecontracteerde diensten kunnen netbeheerders netgebruikers ook indirect aansturen door middel van dynamische of capaciteits-gedreven prijzen [41].

A. Operationele reserves (TSO)

In België worden alle operationele reserves op vrijwillige basis gecontracteerd [11]. Primaire reserves worden gekocht op basis van een aanbesteding op maandbasis, waarbij een bepaalde reservatieprijs bepaald wordt (€/MW). Secundaire en tertiaire reserve worden over het algemeen ook via een aanbesteding verworven, respectievelijk op maandbasis voor secundaire en jaarbasis voor tertiaire reserves, waarbij een reservatieprijs bepaald wordt. Echter, bij activering ontvangen deze leveranciers ook een activatieprijs die zij de dag op voorhand bieden. Deze activatieprijs (€/MWh) kunnen zij kiezen binnen vastgelegde marges en dit bepaalt hun selectie tot activatie. Daarenboven kunnen additionele reserves day-ahead in deze markt geboden worden die de geboden activatieprijs ontvangen. Deze "vrije biedingen" zijn ongelimiteerd. In het algemeen is er op deze markt een evolutie naar korte-termijn contracten en internationalisering. De pompopslagsystemen van Coo-Trois-Ponts participeren of hebben reeds geparticipeerd in het aanleveren van primaire, secundaire en tertiaire reserves.

B. Congestie management (TSO en DSO)

Congestie management op het transmissieniveau wordt geleverd door productie-eenheden onder het CIPU contract, een kader waar centrales beschikbare capaciteit doorgeven

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

aan Elia voor management van het transmissienetwerk [11]. Deze “reserves” worden gebruikt voor eventuele “re-dispatch”, waarbij capaciteit ergens neerwaarts en elders opwaarts geregeld wordt om congestie in de zone weg te werken. Niet-gebruikte capaciteit op het transmissienet geconnecteerd moet aan een koste reflectieve prijs worden aangeboden aan de netbeheerder om congestie te vermijden binnen de regelzone.

Er wordt verwacht dat het belang van congestiemanagement op distributieniveau zal toenemen. Aangezien deze dienst vandaag nog niet in België gecontracteerd wordt, zijn er ook geen voorbeelden van vergoedingsmechanismes. Zoals aangehaald zouden deze diensten door opslag, individueel of geaggregeerd, geleverd kunnen worden.

C. Black-start capaciteit (TSO)

Black-startdiensten worden gecontracteerd op basis van aanbestedingen. De investeringskosten gemaakt om te voldoen aan de technische vereisten nodig voor de levering van deze dienst, worden gedekt door een vergoeding die contractueel wordt vastgelegd. Het black-start contract kan voor meerdere jaren gelden, waarvoor deze vergoeding van toepassing zal zijn [11]. Opslag heeft een zekere opportuniteitskost bij het leveren van deze dienst aangezien een bepaalde hoeveelheid energie te allen tijde beschikbaar moet worden gehouden, en dus niet gebruikt kan worden voor andere doeleinden. De opslag-eenheid te Coe-Trois-Ponts levert black-start diensten aan de Belgische netbeheerder.

D. Spanningsondersteuning (TSO en DSO)

Elia contracteert deze diensten bij partijen die in staat zijn om reactief vermogen te injecteren en absorberen. De partijen die gecontracteerd worden om deze dienst te leveren worden geselecteerd op basis van de prijs en de locatie in het hoogspanningsnet, en moeten een range geven aan Elia waarbinnen zij de productie en consumptie van reactief vermogen kunnen regelen. De activatievergoeding gebeurt op basis van de geboden activatieprijs, het gecontracteerde volume, en de activatieduur [11].

Aangezien deze dienst momenteel nog niet gecontracteerd wordt op het distributieniveau in België, zijn er ook geen voorbeelden van vergoedingsmechanismes. Zoals aangehaald zouden deze diensten in de toekomst ook door elektriciteitsopslag geleverd kunnen worden.

4.2.3. Bevoorradingszekerheidsdiensten

A. Capaciteitsvergoedingen

Deze mechanismen zijn momenteel in volle ontwikkeling op het Europese continent. Zij worden gebruikt om de lange termijn bevoorradingszekerheid te verzekeren, met andere woorden om er voor te zorgen dat het systeem elk moment aan de piekvraag zal kunnen voldoen. Sommige systemen, bijvoorbeeld in de VSA, vertalen zich naar een echte markt, waar deze capaciteit via lange termijn aanbestedingen gecontracteerd wordt. Deze systemen kunnen rekening houden met bepaalde flexibiliteitsnormen. Wanneer deze trend zich zou doorzetten in Europa, kunnen capaciteitsmarkten uitgroeien tot een derde pijler

in de elektriciteitsmarkt. In België is er momenteel een mechanisme van strategische reserves waarbij capaciteit gecontracteerd wordt bij conventionele centrales, alsook bij de vraagzijde. Deze eenheden krijgen een zekere capaciteitsvergoeding (€/MW) om hun centrale ter beschikking te houden en een activatievergoeding (€/MWh) om de piekvraag te dekken. Elektriciteitsopslag kan hier niet in deelnemen.

B. Lokale betrouwbaarheid (back-up)

Bij bepaalde incidenten waarbij de stroom onderbroken wordt kan de consument toch nog in zijn energiebehoeften voorzien door de opgeslagen energie te gebruiken. De opbrengst van deze toepassing zit in het garanderen van toegang tot stroom op alle momenten, en het vermijden van het eventuele verlies dat daarmee gepaard gaat. Dit kan belangrijk zijn voor consumenten waarbij een stroomonderbreking een hoge kost veroorzaakt. Een typisch voorbeeld hiervoor zijn ziekenhuizen.

4.3. De business case voor elektriciteitsopslag

Elektriciteitsopslag kan door zijn vele toepassingen waarde creëren in het energiesysteem [1][38]. Mogelijke barrières tot de business case zijn het feit dat uitbaters niet altijd voldoende waarde kunnen omzetten in opbrengsten door het markt- en regulatoire kader, dat de waarde van opslag vaak wordt onderschat door enkel naar de klassieke toepassingen te kijken, en maar één toepassing in beschouwing te nemen wegens de grote complexiteit van optimale uitbatingstrategieën wanneer men meerdere toepassingen tegelijk beschouwt [42].

Elektriciteitsopslag zal enkel voor een bepaalde toepassing worden ingezet wanneer er een manier is om hieruit voldoende opbrengsten te verkrijgen. Dit kan ofwel via het bestaan van een marktproduct ofwel door de rechtstreekse uitbating van de opslageenheid door de partij voor wie de dienst bestemd is. Indien geen van beide mogelijk is in aanwezige marktkader, kan opslag niet zijn volledige waarde realiseren. De waarde van de diensten waarvoor opslag technisch voor kan worden ingezet, maar door het marktkader niet gerealiseerd kan worden gaat dan verloren.

De waarde van elektriciteitsopslag wordt vaak onderschat aangezien meestal maar één toepassing, bijvoorbeeld klassieke arbitrage wordt bekeken [43]. Wetenschappelijke studies tonen aan dat een opslageenheid inzetten voor één toepassing niet altijd in een positieve business case resulteert. Het bekomen van een maximale waarde van een opslageenheid houdt in dat er naar innovatieve toepassingen en meerdere toepassingen tegelijkertijd moet worden gekeken: opslaguitbaters moeten meerdere toepassingen aggregeren met een opslageenheid om de meest positieve business case te verkrijgen. Dit houdt echter complexe uitbatingstrategieën in gebaseerd op iteratieve opbrengstvoorspellingen van de verschillende diensten.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

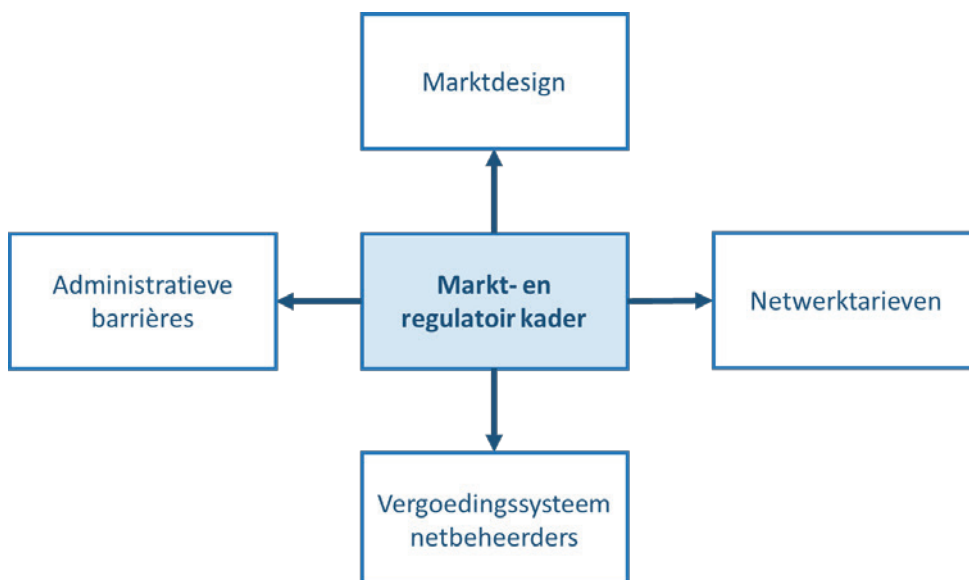
Wanneer men een specifieke business case voor een specifieke opslag uitwerkt is het belangrijk rekening te houden met toekomstige plannen van flexibiliteit. Nieuwe technologieën en capaciteit hebben naar alle waarschijnlijkheid een impact op de prijzen van de benodigde diensten. Ook additionele koppeling met buurlanden kan er flexibiliteit worden geïmporteerd wat leidt tot een verhoogd aanbod in België. Tevens kan dit laatste ook een opportuniteit zijn voor Belgische flexibiliteitsbronnen, aangezien zij hun flexibiliteit ook in het buitenland kunnen aanbieden.

5. Markt- en regulatorisch kader

5.1. Marktdesign

5.1.1. Ontvlechting

Over het algemeen wordt elektriciteitsopslag niet gedefinieerd als een aparte component in het energiesysteem, maar behandeld als conventionele productiecapaciteit [44]. Nochtans heeft elektriciteitsopslag karakteristieken die haar onderscheiden van elektriciteitsproductie. Opslag zou ook gezien kunnen worden als een verbruiker aangezien door onvermijdelijke energieverliezen elektriciteitsopslagsystemen altijd meer consumeren dan genereren gedurende een cyclus. Verder maakt de grote variëteit aan verschillende toepassingen voor verschillende actoren een strikte toewijzing aan ofwel productie of consumptie moeilijk.



Aangezien elektriciteitsopslagsystemen nog steeds impliciet worden gezien als productie, worden deze dus gezien als een marktactiviteit. Dit betekent dat het een netbeheerder in een ontvloten elektriciteitsmarkt in principe niet toegestaan is om opslageenheden uit te baten, net zoals dit het geval is voor conventionele productiefaciliteiten. De idee achter het ontvlechtsprincipe is het feit dat die centrales dan eventueel een gunstigere behandeling zouden kunnen genieten ten opzichte van centrales die beheerd worden door marktpartijen. In het algemeen beschouwen regulatoren elektriciteitsopslag, zowel op TSO als op DSO niveau, dus als een marktactiviteit en dient in principe gescheiden te worden van netwerkactiviteiten [45]. Echter, aangezien het huidige regelgevend kader de rol van opslag niet expliciet bespreekt, staat deze opsplitsing ter discussie [1]. Er zijn voorbeelden waar netbeheerder opslagfaciliteiten mag bouwen en uitbaten (Italië). De organisatie van de Belgische elektriciteitsmarkt wordt behandeld in de Elektriciteitswet van 29 april 1999, alsook het Europese 3de energiepakket ter vrijmaking van de Europese energiemarkt (Richtlijn 2009/72/EG en Verordening (EG) nr. 714/2009).

De aanwezigheid van correcte vergoedingen van de door opslag geleverde diensten dient benadrukt te worden. Het is dus belangrijk dat er compatibele producten bestaan voor de diensten die opslag kan leveren, om zo de volledige waarde te kunnen realiseren. Het leveren van netdiensten, naast energiediensten, kunnen voor een belangrijke aanvulling van de opbrengsten zorgen. Wanneer er geen producten bestaan voor de verscheidene diensten die met opslag aan netbeheerders kunnen geleverd worden vormt dit een regulatoire barrière voor elektriciteitsopslag.

5.1.2. Capaciteitsvergoedingen

België implementeert momenteel een CRM onder de vorm van strategische reserves. Het is elektriciteitsopslag momenteel niet toegelaten om hieraan deel te nemen [46]. Het is nog niet duidelijk in welke richting men in Europa zal evolueren met de ontwikkeling van CRMs. Literatuur toont aan dat hier voor- en nadelen mee verbonden zijn, en de implementatie brengt complexiteiten met zich mee. Wanneer elektriciteitsopslag kan deelnemen in dergelijke systemen kunnen lange-termijn contracten een additionele stabiele opbrengst vormen.

De impact van de implementatie van CRM op de uitbating van opslageenheden hangt sterk af van het geïmplementeerde systeem en marktkader [1]. Sommige mechanismen (bv. capaciteitsmarkten) kunnen tot een vermindering van prijsspieken in de day-ahead markt leiden, wat voor een vermindering van de arbitragemogelijkheden voor opslageenheden kan zorgen. De strategische reserve in België zal zulke vermindering van prijsspieken in de markt niet teweegbrengen, maar kan voor meer prijsspieken zorgen aangezien de capaciteit die deelneemt in de strategische reserve niet meer in de markt kan deelnemen. De strategische reserve kan wel een directe impact hebben op de onbalansprijs, die in sommige gevallen tot 4500 €/MWh kan oplopen, en bijgevolg op de uitbating van opslageenheden met betrekking tot niet gebalanceerde portfolio's.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

5.2. Netwerktarieven

Netwerktarieven moeten betaald worden voor elk fysiek gebruik van het netwerk. Zij worden betaald aan de betrokken netbeheerder voor kosten die resulteren uit het gebruik van het netwerk. Volgens een studie van het Duitse energieagentschap 'dena' [47], kunnen nettarieven een grote impact hebben op de winstgevendheid van een pompcentrale. De spread tussen een lage aankoop- en hoge verkoopprijs wordt kleiner door nettarieven, wat er toe leidt dat er enerzijds minder uren zijn waar een voldoende groot spread voorkomt. Deze regulatoire barrière kan tot een negatieve business case leiden voor opslageenheden. Om de business case voor nieuwe pompopslageenheden te verbeteren, worden sinds 2012 nieuwe pompopslagsystemen in Duitsland voor 20 jaar vrijgesteld van nettarieven door een aanvulling in de energiewet [48].

Nettarieven zijn niet uniform doorheen Europa zowel qua componenten als qua berekeningsmethoden, bijvoorbeeld verdeling tussen consumptie en productie, de hoogte van het nettatarief, etc. Volgens Eurelectric [49] moeten opslageenheden in vier Europese landen 'dubbele' nettarieven betalen: een tarief voor de consumptie en de productie van elektriciteit. Deze landen zijn België, Griekenland, Noorwegen, en Oostenrijk. Zoals hierboven uitgelegd, kunnen te hoge nettarieven een winstgevende operatie van opslageenheden beletten. In tegenstelling tot deze regeling zijn er 8 Europese landen die geen nettarieven opleggen aan opslagcentrales: Italië, Litouwen, Polen, Portugal, Slowakije, Spanje, Tsjechië, en het Verenigd Koninkrijk [46]. Het is belangrijk dat netwerktarieven kosten reflectief zijn naar het gebruik van het netwerk. Daarenboven is harmonisatie op Europese schaal aangewezen [1]. Netwerktarieven in België worden gereguleerd door de Elektriciteitswet van 29 april 1999. Distributienettarieven zijn vanaf 2014 een regionale bevoegdheid en worden gereguleerd (Energiedecreet van 8 mei 2009).

Voor het distributieniveau, zijn er ook nettarieven van kracht, zowel voor consumptie als productie. Het consumptietarief bestaat uit een tarief gebaseerd op de geconsumeerde energie, terwijl het injectietarief grotendeels uit een vast tarief bestaat aangevuld met een laag tarief gebaseerd op de effectieve productie. Aangezien opslag op het distributieniveau een relatief nieuw begrip is, is er momenteel nog praktisch geen regulering hieromtrent van kracht. Het wordt verwacht dat dit in de toekomst zal wijzigen met de evolutie van gedistribueerde opslag.

5.3. Regulatorisch kader netbeheerders

Het vergoedingssysteem is een belangrijk onderdeel van het regulatorische kader van netbeheerders aangezien het de mate waarin innovatie wordt gestimuleerd sterk beïnvloedt. Er is een trend naar systemen waar een maximale opbrengst, of maximale tarieven, voor een bepaalde periode worden opgelegd door de regulator [50]. Hierdoor

worden netbeheerders aangespoord om kosten-efficiënt te werken, aangezien ze hun winst enkel kunnen behouden of verhogen door hun uitgaven te verlagen. Een veelbesproken nadeel bij dit systeem is het feit dat de netbeheerders meer op de korte termijn focussen om hun uitgaven te reduceren, en de voordelen van lange-termijn innovatie minder in rekening brengen. Dit kan de verdere evolutie van diensten die opslag in het net zouden kunnen verlenen (zie sectie 2.2) vertragen, wat de mogelijkheden voor opslag limiteert.

5.4. Administratieve barrières

De vergunningsprocedure voor de aanvraag van de bouw van of investering in een opslageenheid kan de looptijd en de kost sterk doen toenemen. Een omslachtige procedure houdt in dat er bijvoorbeeld een groot aantal studies moeten worden uitgevoerd alvorens men een vergunning kan krijgen. Dit kan de nodige tijd tussen een investeringsbeslissing en de effectieve investering aanzienlijk verlengen.

Een stabiel en transparant energiebeleid is van cruciaal belang aangezien opslageenheden typisch een lange levensduur hebben. De investeerder maakt een lange termijn commitment, en baseert zijn toekomstige opbrengsten op een verwacht markt- en regulatorisch kader. Belangrijke aspecten in deze categorie zijn de wijziging van de hoogte van nettarieven, additionele taksen, bijvoorbeeld watertaks voor pompslag, en andere bijkomende kosten, alsook steunmaatregelen.

Langetermijncontracten zijn belangrijk om de marktrisico's van een grote investering in energie-infrastructuur te verlagen, en de investeerder een houvast te geven qua opbrengstvoorspellingen voor de levensduur van de installatie. Dit gaat echter in tegen de waar te nemen trend in de Europese markt van korte termijncontracten om concurrentie in de elektriciteitsmarkt te verhogen.

6. Conclusies

Het Europese elektriciteitssysteem wordt gekenmerkt door een verhoogde behoefte aan flexibiliteit omwille van de integratie van variabele hernieuwbare energiebronnen gebaseerd op wind en zon. Providers van flexibiliteit kunnen injectie of afname van vermogen snel regelen om verwachte en onverwachte variaties in productie of consumptie op te vangen, en zo het systeem bij te staan in het bewaren van het onmiddellijke evenwicht tussen productie en consumptie. Flexibiliteit kan geleverd worden door verschillende technologieën, waaronder opslag, maar ook vraagsturing en een flexibele uitbating van thermische centrales, alsook hernieuwbare productie. Daarenboven biedt het Europese transmissienetwerk en de Europese markt de mogelijkheid om, via import en export, toegang te krijgen tot flexibiliteit in het buitenland.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

De nodige flexibiliteit zal dus geleverd worden door een evenwicht van deze verschillende technologieën. In welke mate dat deze individueel zullen bijdragen in de totale vraag naar flexibiliteit is onzeker, aangezien dit is onderworpen aan de toekomstige competitiviteit van deze technologieën, alsook aan politieke keuzes. Het is zeker dat het aandeel thermische centrales in de energieproductie afneemt door de toenemende integratie van hernieuwbare energie. Maar deze afname is minder vanzelfsprekend voor wat betreft hun geïnstalleerd vermogen door hun rol om de discontinue beschikbaarheid van hernieuwbare bronnen op te vangen. Deze flexibiliteit wordt echter bedreigd doordat deze centrales een afname van hun jaarlijkse gebruiksduur observeren, en bijgevolg ook hun rendabiliteit afneemt. Door het steeds toenemend aandeel hernieuwbare energie wordt verwacht dat alternatieve bronnen van flexibiliteit, zoals opslag en vraagsturing nodig zullen zijn. Innovatieve simulatiemodellen voor het opstellen van scenario's voor het toekomstig elektriciteitssysteem zijn een tool voor het identificeren van de behoefte naar flexibiliteit.

Deze studie concentreert zich op elektriciteitsopslag als flexibiliteitsprovider. In het algemeen vertonen de verschillende technologieën voor elektriciteitsopslag goede karakteristieken voor het leveren van flexibiliteit, zoals een snelle opstarttijd en regelsnelheid. Er is een grote waaier aan technologieën gaande van kleinschalig tot grootschalige opslag, met een hoog vermogen tot een hoge energie-inhoud, met snelle tot trage regelsnelheid. Deze categorisatie bepaalt in grote mate hun competitiviteit naar verschillende toepassingen in de elektriciteitsmarkt. Met andere woorden voor welke diensten zij het meest geschikt zijn, en op welk spanningsniveau. De meeste technologieën voor opslag worden echter nog gekenmerkt door een lage maturiteit, wat zich vertaalt in hoge kosten, en lage competitiviteit.

Van de verschillende technologieën voor opslag vertoont pompopslag momenteel de hoogste maturiteit en is wereldwijd op grote schaal geïnstalleerd. Het relatief hoge rendement, alsook het hoge vermogen en energie-inhoud, maken deze technologie een geschikte partner voor het balanceren van vraag en aanbod op transmissieniveau, zowel als netdienst (operationele reserves), als rechtstreeks op de energiemarkt (arbitrage en onbalansmanagement). Met de installaties van Coe en Plate-Taille heeft België een aanzienlijke hoeveelheid pompopslag in het systeem, en hoewel beperkt door geografische limieten, zijn bepaalde uitbreidingen (Coe 3), en offshore pompopslag (iLand) mogelijke pistes. Andere technologieën voor grootschalige opslag zijn gebonden aan geografische condities (CAES), zijn minder matuur en vereisen verder onderzoek en ontwikkeling (P2G), of enkel interessant voor specifieke toepassingen (vliegwiel). Het aanwezige markt- en regulatorisch kader heeft een belangrijke invloed op de economische waarde van opslag op transmissieniveau aangezien nettarieven, of de aanwezigheid van compatibele producten op de elektriciteitsmarkt, de kosten en baten van opslag bepalen.

Op het distributieniveau hebben batterijsystemen het grootste potentieel. Geïntegreerd bij de consument, door middel van elektrische voertuigen, of 'stand-alone' kunnen zij

gebruikt worden voor lokale en globale netondersteuning, alsook het aanbieden van energiediensten aan consumenten en producenten. Deze toepassingen zijn echter nog immatuur, en beperken zich tot technische demonstratieprojecten. Er is dan ook nood aan de ontwikkeling van een faciliterend marktkader om deze toepassing te ondersteunen. Dit marktkader vereist de ontwikkeling van diensten, rollen en interacties die aggregatie ondersteunen.

Verschillende studies tonen aan dat het inzetten van opslag voor één bepaalde toepassing leidt tot een onderbenutting van de mogelijkheden, en dus een onderschatting van de potentiële inkomsten. Er wordt daarom meer heil verwacht van uitbatingstrategieën die zich richten op het in parallel leveren van verschillende diensten, en verschillende inkomensstromen te realiseren. Dit leidt echter tot een verhoogde complexiteit van de uitbating. Het aanwezige marktkader dient de participatie van opslag in deze verschillende relevante diensten te faciliteren, alsook een klimaat voorzien dat het risico van investeringen in opslag beperkt.

7. Beleidsaanbevelingen

48

Grootschalige elektriciteitsopslag

Er is een toenemende vraag naar flexibiliteit door de integratie van variabele energiebronnen. Deze flexibiliteit kan door verschillende bronnen geleverd worden waaronder opslag, maar ook door vraagsturing en flexibele productie. Daarenboven kan flexibiliteit uit buitenland gefaciliteerd worden door een Europees netwerk met bijhorende markt. Wanneer men de behoefte naar opslag analyseert, is het belangrijk rekening te houden met de evoluties van deze alternatieve bronnen van flexibiliteit.

De exacte nood aan flexibiliteit is echter nog niet voldoende kwantitatief onderzocht. Dit kan enkel gebeuren door alle mogelijke toepassingen voor flexibiliteit in de toekomst te bekijken, namelijk zowel energiediensten als netdiensten. De kwantificatie van de behoefte naar opslag kan gebeuren aan de hand van innovatieve planningsmodellen. Men moet hiervoor rekening houden met de fysieke locatie, het spanningsniveau en de specifieke toepassing van flexibiliteit.

Er moeten een marktkader aanwezig zijn dat flexibiliteitsdiensten correct vergoed, aan de hand van correcte prijssignalen. De huidige markt, bijvoorbeeld specifieke producten op de reservemarkt, moet worden aangepast om de compatibiliteit met elektriciteitsopslag te verhogen, alsook met alternatieve bronnen voor flexibiliteit. Aan de kostenzijde moet de impact van nettarieven en administratieve lasten geëvalueerd worden.

Aangezien pompopslag de meest mature grootschalige opslagvorm is, is een studie naar technische en economische parameters van een uitbreiding van de bestaande installaties en bouw van meer innovatieve centrales, bijvoorbeeld pompopslagsyste-

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

men in zee, wenselijk. Op lange termijn kan er gekeken worden naar de mogelijkheden van andere grootschalige opslag zoals CAES, P2G, en LAES. Deze technologieën vereisen nog inspanningen wat betreft onderzoek en ontwikkeling om hun rendement en installatiekost te verbeteren. Het potentieel in België van CAES is beperkt door geografische beperkingen, P2G bezit het voordeel van aanwezige gasinfrastructuur, en LAES bezit een zekere compatibiliteit met industriële processen. Grote batterijsystemen worden stilaan competitief en dienen mee in de analyse opgenomen te worden.

Gedistribueerde elektriciteitsopslag

Ook op het distributieniveau is er een toenemende behoefte aan flexibiliteit door de integratie van decentrale productie. Opslag op distributieniveau kan dienen om het distributienet te ondersteunen als alternatief voor de klassieke dimensionering van het net op basis van piekvermogens. Het samenspel tussen vraagsturing en gedistribueerde opslag is hierbij essentieel, aangezien deze zeker gedeeltelijk voor dezelfde toepassingen kunnen worden ingezet.

Er is nood aan de uitwerking van een regulatorisch kader voor gedistribueerde elektriciteitsopslag, aangezien dit een nieuw concept is en het marktkader bijgevolg onbestaande is. Concepten die nader bestudeerd moeten worden zijn incentieven voor de installatie van gedistribueerde opslag op basis van nettarieven, dynamische prijzen en mogelijke diensten aan de distributienetbeheerder. Ook op dit niveau dient men te komen tot een marktkader dat concurrentie tussen de verschillende flexibiliteitsproviders toelaat.

Qua technologie bezitten batterijopslagsystemen het grootste potentieel zowel door technologische ontwikkelingen als stijgende economische haalbaarheid door schaalvoordelen. Onderzoek en ontwikkeling is aangewezen voor het verder ontwikkelen van kleinschalige opslagtechnologieën, alsook hun gebruik voor specifieke toepassingen in het distributienet.

Algemeen

Er is nood aan een definitie van elektriciteitsopslag. Opslag vertoont gelijkaardige karakteristieken met consumptie en productie, maar heeft ook karakteristieken die deze technologie duidelijk onderscheiden van beiden en zou individueel moeten gedefinieerd worden. Een verkeerde categorisatie kan nefast zijn omdat de mogelijkheden van opslag in het huidige marktkader vooral gebaseerd zijn op deze categorisatie naar consumptie of productie afzonderlijk.

Door de kleiner geworden prijsverschillen op de energy-only markt tussen klassieke pieken daluren, worden opslaguitbaters verplicht om andere, meer complexe uitbatingstrategieën, te ontwikkelen. Deze kunnen zowel complexere arbitragemodellen inhouden, als het aanbieden van andere diensten. Algemeen wordt het beschouwen van meerdere toepassingen met één opslageenheid gezien als een belangrijke stap om de waarde van opslag te verhogen en zo competitief te zijn met andere bronnen van flexibiliteit.

8. Referenties

- [1] THINK, "Electricity Storage : How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU," European University Institute, Florence, 2012.
- [2] F. Geth, "Battery energy storage systems and distribution grid support," PhD Thesis, KU Leuven, Leuven, 2014.
- [3] KU Leuven Energy Institute, "Storage Technologies for the Power System," Leuven, 2014.
- [4] ENTSO-E, "ENTSO-E Yearly Statistics & Adequacy Retrospect 2013," Brussels, 2015.
- [5] R. Sioshansi, P. Denholm, and T. Jenkin, "Market and Policy Barriers to Deployment of Energy Storage," *Econ. Energy Environ. Policy*, vol. 1, no. 2, pp. 1–14, Apr. 2012.
- [6] A. Akhil, G. Huff, A. Currier, B. Kaun, D. Rastler, S. B. Chen, A. Cotter, D. Bradshaw, and W. Gauntlett, "DOE / EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA," Albuquerque, New Mexico and Livermore, California, 2013.
- [7] J. M. Eyer, J. J. Iannucci, and G. P. Corey, "Energy Storage Benefits and Market Analysis Handbook," Albuquerque, New Mexico and Livermore, California, 2004.
- [8] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, and M. Milligan, "The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation," Golden, Colorado, 2010.
- [9] IEA, "Technology Roadmap: Energy Storage," Paris, 2014.
- [10] R. Belmans, G. Deconinck, and J. Driesen, *Elektrische energie deel 1*. Uitgeverij Acco, 2010, p. 299.
- [11] Elia, "Product sheets: Balance." [Online]. Available: <http://www.elia.be/en/products-and-services/product-sheets>. [Accessed: 05-Apr-2014].
- [12] Elia, "Overzicht van de ondersteunende diensten voor het elektriciteitsnet," 2015. [Online]. Available: http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S_F_SOUTIEN_RESEAU.pdf.
- [13] EPRI, "Electricity Energy Storage Technology Options: A white paper primer on applications, costs, and benefits," Palo Alto, CA, USA, 2010.
- [14] P. Denholm, J. Jorgenson, T. Jenkin, D. Palchak, B. Kirby, and M. O'Malley, "The Value of Energy Storage for Grid Applications," 2013.
- [15] Frontier economics, "Study on flexibility in the Dutch and NW European power market in 2020," London, 2010.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- [16] G. Strbac, M. Aunedi, D. Pudjianto, P. Djapic, F. Teng, A. Sturt, D. Jackravut, R. Sansom, V. Yufit, and N. Brandon, “Strategic Assessment of the Role and Value of Energy Storage Systems in the UK Low Carbon Energy Future Report for,” London, 2012.
- [17] Elia, “Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018,” Brussels, 2013.
- [18] K. Poncelet, A. Van Stiphout, E. Delarue, W. D’haeseleer, and G. Deconinck, “A clustered unit commitment problem formulation for integration in investment planning models,” 2014.
- [19] K. Poncelet, E. Delarue, J. Duerinck, D. Six, and W. D’haeseleer, “The importance of integrating the variability of renewables in long-term energy planning models,” 2014.
- [20] F. Geth, T. Brijs, J. Kathan, J. Driesen, and R. Belmans, “An Overview of Large Scale Stationary Electricity Storage Plants in Europe: Current Status and New Developments,” *Submitt. to Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2014.
- [21] B. Decourt and R. Debarre, “Factbook electricity storage,” ‘s-Gravenhage, the Netherlands, 2013.
- [22] H. L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling, and J. P. Lopes, “Characterisation of electrical energy storage technologies,” *Energy*, vol. 53, pp. 288–298, May 2013.
- [23] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009.
- [24] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, Aug. 2009.
- [25] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafáfila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, May 2012.
- [26] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, Dec. 2014.
- [27] RWE, “ADELE - Adiabatic Compressed-Air Energy Storage For Electricity Supply,” 2010.
- [28] L. Grond, P. Schulze, and J. Holstein, “Systems Analyses Power to Gas,” Groningen, 2013.

- [29] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, "Stationary/distributed generation projects - non-DOE projects," 2014. [Online]. Available: <http://energy.gov/eere/fuelcells/stationarydistributed-generation-projects-non-doe-projects>.
- [30] K. Vandepopuliere, "Solvay laat brandstofcel van 1 MW 800 uur stabiel draaien," 2012. [Online]. Available: [http://www.engineeringnet.be/belgie/detail_belgie.asp?id=7745&titel=Solvay laat brandstofcel van 1 MW 800 uur stabiel draaien&category=ee_art](http://www.engineeringnet.be/belgie/detail_belgie.asp?id=7745&titel=Solvay+laat+brandstofcel+van+1+MW+800+uur+stabiel+draaien&category=ee_art). [Accessed: 23-Dec-2014].
- [31] C. McKay, "Ultracapacitor EnergyBridge UPS for Palmdale Water District," 2005.
- [32] I. Egido, L. Sigrist, E. Lobato, L. Rouco, and a. Barrado, "An ultra-capacitor for frequency stability enhancement in small-isolated power systems: Models, simulation and field tests," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 670–676, Jan. 2015.
- [33] WEMAG, "Batteriespeicher," 2014. [Online]. Available: https://www.wemag.com/ueber_die_wemag/oekostrategie/Energiespeicher/Batteriespeicher/.
- [34] DOE, "DOE Global Energy Storage Database," 2014. [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/599>.
- [35] Highview Power Storage, "Liquid Air Energy Storage (LAES) 2014," 2014.
- [36] Centre for Low Carbon Futures and Liquid Air Energy Network, "Liquid Air Technologies – a guide to the potential," 2013.
- [37] Service BEAMS groupe énergie ULB, "Energy storage technologies for wind power integration," Brussels, 2010.
- [38] EPRI-DOE, "EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications," Palo Alto, CA and Washington, DC, USA, 2003.
- [39] CREG, "Etude relative aux fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge pour l'électricité - rapport de surveillance 2012," Brussels, 2013.
- [40] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, and S. Rossignol, "A survey of frequency and voltage control ancillary services — part II : economic features," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 358–366, 2007.
- [41] B. Dupont, "Residential Demand Response Based on Dynamic Electricity Pricing: Theory and Practice," PhD Thesis, KU Leuven, Leuven, 2015.
- [42] T. Brijs, C. De Jonghe, and R. Belmans, "Regulatory barriers to energy storage technologies," in 14th IAEE European Energy Conference, 2014, vol. 32, no. 0.
- [43] X. He, E. Delarue, W. D'haeseleer, and J.-M. Glachant, "A novel business model for aggregating the values of electricity storage," *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1575–1585, Mar. 2011.
- [44] M. Papapetrou, T. Maidonis, R. Garde, and G. Garcia, "European Regulatory and Market Framework for Electricity Storage Infrastructure," 2013.

“De voorwaarden scheppen voor een competitieve, duurzame en evenwichtige werking van de goederen- en dienstenmarkt in België.”

- [45] CEER, “The future role of DSOs: a CEER public consultation paper,” Brussels, 2014.
- [46] A. Zucker, T. Hinchliffe, and A. Spisto, “Assessing Storage Value in Electricity Markets: A literature review,” Petten, The Netherlands, 2013.
- [47] dena, “Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken,” Berlin, 2008.
- [48] B. Steffen, “Prospects for pumped-hydro storage in Germany,” *Energy Policy*, vol. 45, pp. 420–429, Jun. 2012.
- [49] Eurelectric, “Europe Needs Hydro Pumped Storage : Five Recommendations,” Brussels, 2012.
- [50] I. J. Pérez-Arriaga, *Regulation of the power sector*. Madrid: Springer, p. 728, 2013.
- [51] L. Vandezande, “Design and integration of balancing markets in Europe,” PhD Thesis, KU Leuven, Leuven, 2011.
- [52] A. Polfliet, “Grootschalige opslag van zonne-energie,” 2014. [Online]. Available: http://www.ode.be/images/zonnestroom/studiedag%20031114/Polfliet_Grootschalige_energie_opslag_PVWL_studiedag_141103.pdf
- [53] Trends, “Comment stocker la fée électricité,” 2013.

Appendix: voor- en nadelen opslagtechnologieën

| | Voordelen | Nadelen |
|-------------------------|---|--|
| PHS | installatiekost (energie) rendement maturiteit levensduur | geografische voorwaarden impact op omgeving energiedichtheid |
| CAES | installatiekost (energie) levensduur | geografische voorwaarden beperkte demonstratie rendement |
| Vliegwiel | vermogensdichtheid levensduur (cycli) reactiesnelheid | energiedichtheid zelfontlading |
| P2G | laadduur bestaande infrastructuur installatiekost (energie) multifunctionaliteit | rendement maturiteit nood aan complementaire technologie |
| Brandstofcel | ontlaadduur | installatiekost (energie) nood aan complementaire technologie |
| SMES | vermogensdichtheid levensduur (cycli) reactiesnelheid rendement | installatiekost (energie) complexiteit temperatuur voorwaarden |
| Supercondensator | vermogensdichtheid levensduur (cycli) rendement | energiedichtheid installatiekost (energie) |
| Batterij | schaalbaarheid rendement energiedichtheid mogelijkheid tot massaproductie | levensduur (cycli) installatiekost (energie) veiligheid vaste vermogen/energie verhouding |
| Flow batterij | vrije vermogen/energie verhouding schaalbaarheid levensduur (cycli) | complexiteit maturiteit |
| LAES | maturiteit componenten energiedichtheid gebruik van afvalwarmte en -koude | maturiteit rendement |



Vooruitgangstraat 50
1210 Brussel
Ondernemingsnummer: 0314.595.348
<http://economie.fgov.be>