

UNIVERSITEIT GENT

FACULTEIT ECONOMIE EN BEDRIJFSKUNDE

ACADEMIEJAAR 2014 – 2015

**DE OPSLAG VAN ELEKTRICITEIT:
EEN ECONOMISCHE ANALYSE**

Masterproef voorgedragen tot het bekomen van de graad van

Master of Science in de Algemene Economie

Thari Schokkaert

onder leiding van

Prof. Johan Albrecht

&

Ruben Laleman

Vertrouwelijkheidsclausule

TOELATING

Ondergetekende verklaart dat de inhoud van deze masterproef mag geraadpleegd en/of gereproduceerd worden, mits bronvermelding.

Thari Schokkaert

Woord vooraf

Deze masterproef is voorgedragen tot het bekomen van de graad van Master of Science in de Algemene Economie aan de Universiteit Gent.

Ik wens mijn promotors, Dr. Pr. Johan Albrecht en Ruben Laleman, te bedanken voor het begeleiden doorheen het jaar. Daarbij waardeer ik ten zeerste de vrijheid die ik ten volle mocht benutten bij het schrijven van deze masterproef.

Tot slot wens ik mijn familie (Daniël, Ilian, Liam en Rowan Schokkaert) te bedanken voor hun steun.

Inhoudstafel

Lijst met afkortingen.....	VI
Lijst met tabellen	VII
Lijst met grafieken	VIII
Lijst met figuren.....	IX
Inleiding.....	1
1. Evolueren naar groene energie	2
1.1. Energiedoelstellingen	2
1.2. Hernieuwbare energiebronnen in België	3
1.3. Uitdaging	4
1.4. Energieopslag als antwoord op hernieuwbare energiebronnen	4
2. Elektriciteitsopslagsystemen	5
2.1. Toepassingen	5
2.1.1. Gridstabilisatie: vermogenstoepassing	5
2.1.2. Load leveling/ shifting: energietoepassing	6
2.1.3. Reduceren van fossiele brandstoffen	7
2.1.4. Netwerkbeparingen	7
2.1.5. (Non) Spinning reserves.....	8
2.1.6. Black start	8
2.1.7. Smart grids.....	8
2.1.8. Import en export.....	8
2.2. Kritiek op energieopslag	9
2.2.1. Hernieuwbare energie is de laatste om te worden opgeslagen	9
2.2.2. Opslag is contraproductief voor brandstofbesparing	10
2.2.3. Arbitrage contradictie	10
2.2.4. Geografische restricties	10
3. Type opslagtechnologie	10
3.1. Parameters	11
3.2. Mechanische opslag technologieën.....	13
3.2.1. Hydro pomp- en turbine energie	13
3.2.1.1. Praktijkvoorbeeld: Coo-Trois-ponts	15
3.2.1.2. Praktijkvoorbeeld: La Plate Taille	16
3.2.2. De energiedonut	16
3.2.2.1. Praktijkvoorbeeld: Energiedonut Wenduine.....	17
3.2.2.2. Praktijkvoorbeeld: Energiedonut Zeebrugge	17
3.2.3. Energieopslag met perslucht: Compressed air energy storage (CAES)	18
3.2.3.1. Praktijkvoorbeeld: Duitsland & Alabama	20
3.2.4. AA-perslucht energieopslag: advanced adiabatic CAES	21
3.2.4.1. Praktijkvoorbeeld.....	21
3.2.5. Vliegwielen	22
3.2.5.1. Praktijkvoorbeeld.....	23
3.3. Elektrische opslag technologieën	23

3.3.1.	Supercapacitor	23
3.3.1.1.	Praktijkvoorbeeld.....	25
3.3.2.	Superconducting magnetic energy storage system (SMES) = magnetische opslag	25
3.3.2.1.	Praktijkvoorbeeld.....	26
3.4.	Chemische opslag technologieën	26
3.4.1.	Batterijen	27
3.4.1.1.	Natrium-zwavel batterij.....	28
3.4.1.2.	Loodzuur batterijen	29
3.4.1.3.	Nikkel-cadmium batterijen	29
3.4.1.4.	Doorstroming batterijen (Flow battery).....	29
3.4.2.	Waterstof energieopslag.....	30
3.4.2.1.	Praktijkvoorbeelden.....	31
3.5.	Thermische opslag technologieën	32
3.5.1.1.	Praktijkvoorbeelden.....	34
3.6.	Overzicht technologieën.....	34
4.	Belgische elektriciteitsmarkt	37
4.1.	Liberalisering van de markt	37
4.2.	Prijsvorming voor elektriciteit	40
4.3.	Belpex.....	42
4.4.	Belgische vraag & aanbod.....	42
4.4.1.	Vraag.....	42
4.4.2.	Aanbod	43
4.4.2.1.	Belgische productie.....	43
4.4.2.2.	Invoer.....	49
4.5.	Afstemming vraag en aanbod	49
4.5.1.	Elektriciteitsschaarste	49
4.5.2.	Strategisch reserve	49
4.5.3.	Het onevenwichtstarief.....	50
4.5.4.	Het schaarsteplan	50
4.6.	Kritiek op de energiemix.....	50
4.7.	Toegevoegde waarde van opslagcapaciteit in de energiemix	51
4.8.	Uitdagingen voor energieopslag	51
5.	Investeringsanalyse	55
5.1.	Keuze opslagtechnologie	55
5.1.1.	Maturiteit	58
5.1.2.	Milieu-impact	58
5.2.	LCOE analyse	59
5.2.1.	Kosten.....	61
5.2.2.	Levelized cost of electricity berekenen	62
5.2.3.	Elektriciteitsprijs	63
5.3.	Energieopslag in andere landen	66
5.3.1.	Duitsland.....	66
5.3.2.	Noorwegen	67
5.3.3.	Californië	67
5.3.4.	New York.....	68

5.3.5.	Japan.....	68
5.3.6.	Australië.....	68
6.	Toekomstig potentieel van energieopslag in België.....	69
6.1.	Vereist niveau hernieuwbare energiebronnen	69
6.2.	Onderzoek & ontwikkeling.....	69
6.3.	Overheid	70
6.3.1.	Normen.....	70
6.3.2.	Subsidies.....	71
6.3.3.	Belastingen	71
6.4.	Residentiële toepassingen	71
7.	Conclusie	73
	Algemene conclusie.....	77
	Bronnen.....	XI

Lijst met afkortingen

DSO: Distributie Systeem Operator

EU: Europese Unie

HEB: Hernieuwbare Energiebronnen

LCOE: Levelized cost of electricity

O&O: Onderzoek & Ontwikkeling

SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage

STEG: Stoom-Elektriciteit Gascentrales

TSO: Transmissie Systeem Operator

Lijst met tabellen

Tabel 1. Elektrische opslag technologieën volgens energievorm en opslagduur

Tabel 2. Algemene vergelijking technologieën

Tabel 3. Regelgeving energieopslag: EU landen

Tabel 4. Overzicht kerncentrales

Tabel 5. Hernieuwbare energiebronnen in 2030 volgens Belgische overheid

Tabel 6. Olie-, gas- en koolprijzen (€ /vat olie-equivalent)

Tabel 7. Technologie per toepassing

Tabel 8. Vergelijking van de 3 belangrijkste opslag technologieën per technische parameter

Tabel 9. Kosten verbonden aan elke opslagtechnologie

Tabel 10. LCOE energieopslag 2015

Tabel 11. Elektriteitsprijs Gezinnen vs. industrie (€/kWh)

Tabel 12. LCOE voor centrales die de markt zullen betreden in 2019

Tabel 13. Elektriteitsprijs in de EU (2011, 2012, 2013): gezinnen vs. industrie

Lijst met grafieken

Grafiek 1. Evolutie van hernieuwbare energiebronnen in België

Grafiek 2. Vraagcurve en energieopwekking

Grafiek 3. Consumptie vs. productie

Grafiek 4. Samenstelling residentiële elektriciteitsprijs

Grafiek 5. Het 'merit order' effect van hernieuwbare energiebronnen

Grafiek 6. Opwekkingstechnologie gebruikt voor het voldoen aan de dagelijkse vraag

Grafiek 7. Huidige en toekomstige energiemix

Grafiek 8. Elektriciteitsprijs België vs. buurlanden: 2014 – 2015, residentieel gebruik

Lijst met figuren

Figuur 1. Hydro

Figuur 2. Energiedonut

Figuur 3. Perslucht

Figuur 4. Vliegwiel

Figuur 5. Supercapacitor

Figuur 6. SMES

Figuur 7. Batterijen

Figuur 8. Waterstof

Figuur 9. Warmte opslag met zonnepanelen

Figuur 10. Toepassingen van energieopslag technologieën

Figuur 11. Maturiteitsgraad per technologie

Inleiding

België wenst het aandeel hernieuwbare energiebronnen (HEB) in de toekomst te verhogen en kernenergie voorgoed te schrappen. Er wordt een sterke stijging in zonne- en windenergie verwacht door de elektriciteitssector. De toevoer van hernieuwbare energie zorgt echter voor een verhoogde variabiliteit in de grid. Energieopwekking zal voornamelijk afhankelijk worden van omgevingsomstandigheden die buiten de controle van de producenten en systeemoperatoren valt (Luickx, Delarue, D'haeseleer, 2008). Schommelingen veroorzaakt door hernieuwbare energiebronnen hebben verschillende negatieve gevolgen voor het net en maken het elektriciteitsaanbod onzeker. Deze scriptie bekijkt of energieopslag een antwoord kan bieden op deze nieuwe uitdagingen en finaal deel kan uitmaken van de (toekomstige) Belgische energiemix. Het eerste deel beschrijft de beschikbare opslagtechnologieën in de markt en waarvoor ze kunnen worden ingezet. België maakt momenteel reeds gebruik van waterkrachtcentrales waaronder de bekendste Coe-Trois-Ponts. Hydro energieopslag wordt niet alleen toegepast ter land in België, maar binnenkort ook op zee door middel van een energiedonut. Hierbij wordt energie opgewekt door het windmolenpark voor de Belgische kust opgeslagen door het opvullen en laten leeglopen van een bassin in Noordzee. Verder zijn er nog tal van andere opslagtechnologieën waar het land geen gebruik van maakt. Deze kunnen worden ingezet om het verhoogde aandeel HEB te ondersteunen. Elke technologie wordt beoordeeld op zijn specifieke kenmerken.

Het tweede deel bekijkt hoe de Belgische elektriciteitsmarkt is opgebouwd en welke plaats de opslagtechnologie kan innemen. Hieruit zal blijken dat er een aantal barrières bestaan voor het inzetten van energieopslag in de huidige elektriciteitsmarkt. Het succes van energieopslag zal afhangen van het rendement op de investering. Dit blijft de determinerende factor vanwege de liberalisering van de Belgische elektriciteitsmarkt. Het zijn private investeerders die moeten investeren in opslagtechnologieën, ook al komt dit ook ten goede voor de grid in zijn geheel (Kloess & Zach, 2014). Een economische analyse zal bepalen op welke opslagtechnologie men momenteel beroep kan doen. Vervolgens wordt bekeken hoe andere landen op de markt inspelen en de combinatie opslag met HEB realiseren. Hierbij zijn voornamelijk Duitsland en Noorwegen de grote spelers.

De conclusie stelt dat producenten op de huidige Belgische markt nog niet spontaan investeren in opslagtechnologieën en het evenmin een groot deel van de energiemix in 2030 zal uitmaken. Er zal een incentive moeten worden gegeven aan investeerders om de stap te zetten. Deze scriptie eindigt met een aantal manieren om het potentieel van energieopslag in België te verhogen.

1. Evolueren naar groene energie

1.1. Energiedoelstellingen

De Belgische overheid publiceerde in 2009 het Energie-Klimaat Pakket 20-20-20 en pleitte voor een volledige decarbonisatie van het elektrisch systeem in 2050. De overheid stelde als voornaamste doelstellingen:

- Het bevorderen van hernieuwbare doelstellingen en specifiek een HEB-aandeel van 13% in het bruto finaal energieverbruik in 2020.
- Een vermindering van de broeikasgasemissies in de ETS-sector. België vindt echter dat dit moet worden gerealiseerd via een eenvormige koolstofprijs op Europees niveau.
- Milieunormen met betrekking tot brandstoffen.

(Belgische overheid, 2009).

Deze richtlijnen werden goedgekeurd door de Europese raad. Echter de deadline nadert en daarom publiceerde de Europese Commissie in 2014 een vervolg op de doelstellingen voor 2020 voor de landen om na te leven, met name het rapport *2030 framework for climate and energy policies*. De EU wil de volgende doelstellingen verwezenlijkt zien:

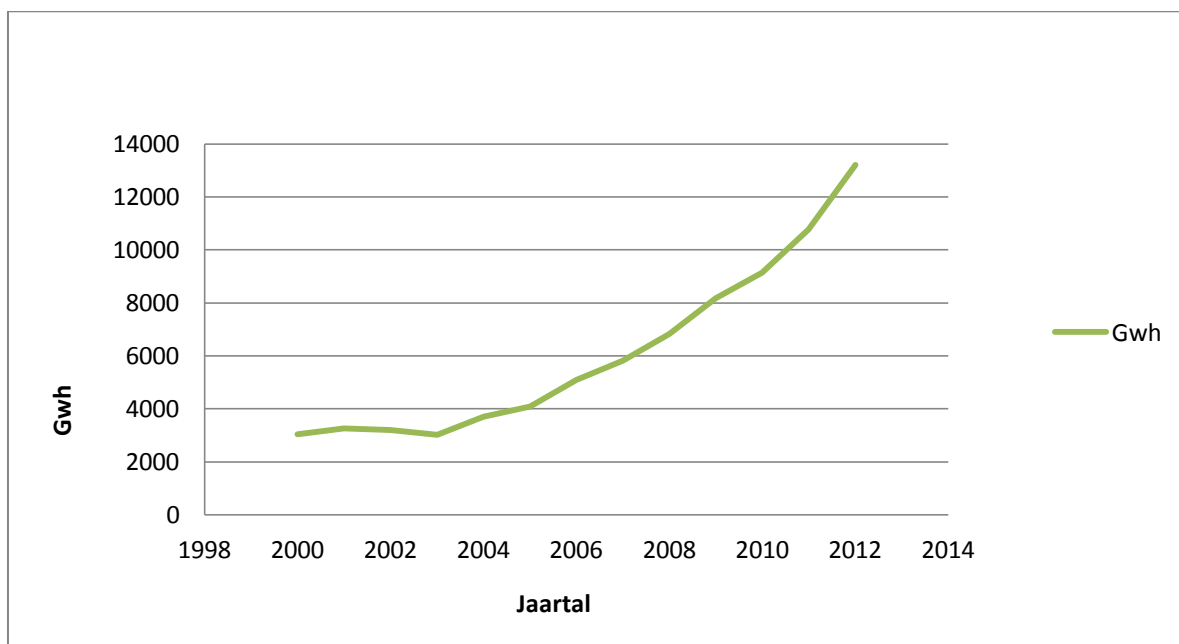
- Vermindering van broeikasgasuitstoot met minstens 40% in vergelijking met 1990. Dit is de belangrijkste te behalen doelstelling.
- Het aandeel hernieuwbare energieën verhogen tot minstens 27%. Deze doelstelling is niet individueel bindend voor de lidstaten.
- Energie-efficiëntie eveneens met 27% verhogen. Deze doelstelling resulteert in een minimumrendement vereist voor energieverbruikende toestellen.
- Hervormingen in zowel de bestuurssystemen als het EU emissiehandelssysteem.

Het doel is om de economie en energiesystemen binnen de Europese Unie competitiever, zekerder en stabielere te maken (Europese commissie, 2014a). De Belgische overheid bracht een studie uit over de elektriciteitsbevoorrading tegen 2030 en deze werd reeds voorgelegd aan de Europese Commissie. De voornaamste bevindingen zijn het sluiten van de kerncentrales, gascentrales competitiever te maken en het aandeel HEB tot bijna 50% op te trekken (Belgische overheid, 2015).

1.2. Hernieuwbare energiebronnen in België

De komende 20 jaar zullen de traditionele energiebronnen worden gebruikt ter ondersteuning van de HEB in het kader van duurzame energie (Ibrahim, Ilinca, Perron, 2008). HEB bestaan uit zonne-energie, windenergie, waterkracht, aardwarmte en biomassa wanneer deze later kan worden hergebruikt. Het zijn lage koolstoftechnologieën gekenmerkt door een hoge initiële investeringskost, maar met lage operatie- en onderhoudskosten (IEA, 2010). Vanwege de Europese doelstellingen en de groeiende bezorgdheid over de impact van de niet-hernieuwbare energiebronnen op het milieu is het aandeel HEB in België eveneens fors gestegen. In 1999 noteerden we slechts 11 windmolens in België, nu telt het land er 252. De totale capaciteit van operationele windturbines voor België in 2013 bedroeg 480 MW. Dit is het equivalent van een zuivere toevoer van elektriciteit aan 275.000 gezinnen. De sector legde zichzelf een doelstelling van 1.500 MW op voor 2020 wat verhoudt tot 600 windturbines. België blijft wel nog steeds sterk achter op andere landen zoals Duitsland, Verenigd Koninkrijk en Italië die een zeer hoog percentage windmolens in hun energiemix aanhouden. Zonnepalen doen het in België beter en zijn goed voor een zuivere toevoer aan 540.000 gezinnen. Er zijn 224.774 installaties waarvan de helft in handen zijn van particulieren. De opwekking van zonne-energie is sterk gestegen de voorbije jaren en wordt verwacht verder uit te breiden. Opnieuw werden er doelstellingen opgemaakt voor het jaar 2020 wat verhoudt tot 4.300 MW uit zonne-energie (ODE, 2014). Beide HEB zorgen voor een sterke stijging in proportie tot de totaal geproduceerde elektriciteit. Grafiek 1 geeft de evolutie van HEB in België tot 2012.

Grafiek 1. Evolutie van hernieuwbare energiebronnen in België



(IEA, 2015a).

1.3. Uitdaging

Traditioneel wordt elektriciteit gegenereerd uit fossiele brandstoffen, wat zorgt voor een onmiddellijke toegang tot elektriciteit op eender welk moment. Deze energieopwekking wordt beschouwd als een stabiele vorm van energie. Het is flexibeler, constanter en voorspelbaarder. De grote troeven van de fossiele brandstoffen vormen meteen de pijnpunten van de HEB (Evans, Strezov, Evans, 2012). De energieopwekking bij een hoog aandeel HEB is voornamelijk afhankelijk van omgevingsomstandigheden buiten de controle van de producenten en systeemoperatoren (Luickx et al., 2008). Ze leveren geen regelmatig aanbod dat gemakkelijk kan worden afgestemd op de consumptie en kunnen dus zelden een onmiddellijk antwoord bieden op de specifieke vraag (Ibrahim et al., 2008). De productie zal variëren tussen seizoenen, maanden, dagen en uren. Hoe groter de schaal van deze HEB, hoe groter de onzekerheid in het aanbod. Er zijn een aantal situaties waar de HEB het lieten afweten of zorgden voor grote overschotten met de economische gevolgen van dien. Voornamelijk wind heeft geleid tot grote operationele moeilijkheden. In Duitsland was er op vrijdag 9 januari door een laag luchtdrukgebied uitzonderlijk veel wind wat resulteerde in een nieuw record in de productie van elektriciteit uit HEB. De HEB bevinden zich voornamelijk in het Noorden van het land terwijl een groot deel van de vraag naar elektriciteit zich in het Zuiden bevindt. Hierdoor moesten extra maatregelen worden getroffen om elektriciteit ofwel te exporteren ofwel te vervoeren naar het Zuiden met dreiging tot uitvallen van het systeem. Dit vereiste een grote investering in transmissie (Clean Energy Wire, 2015b).

1.4. Energieopslag als antwoord op hernieuwbare energiebronnen

De Belgische overheid reikte in 2012 de opslag van elektriciteit aan als één van de mogelijkheden voor het inwerking stellen van de HEB. Het benadrukt het belang van opslag om flexibiliteit te verhogen, zeker wanneer de elektriciteitssystemen steeds verder worden uitgebreid. De voordelen die ze aanreikt is dat elektriciteitsopslag zorgt voor stabilisatie van de grid door niet alleen de toevoer van elektriciteit, maar ook afname van eventuele overschotten. Verder zal de opslag zorgen voor het afvlakken van piekmomenten en arbitrage veroorzaken (Gemix, 2012). Europa benadrukt dat er een sterkere focus dient te worden gelegd op energieopslag in EU beleidsmaatregelen en werkt aan een framework dat zorgt voor gelijkheid in het grensoverschrijdend verhandelen van energieopslag (Europese Commissie, 2013). Het heeft momenteel de EASE opgericht, wat staat voor de European Association for storage of Energy. De organisatie promoot actief het gebruik van energieopslag wereldwijd (EASE, 2015).

2. Elektriciteitsopslagsystemen

Bij elektriciteitsopslagsystemen wordt elektrische energie geëxtraheerd uit het elektriciteitssysteem en opgeslagen onder dezelfde of een andere energievorm, daarop wordt de energie opnieuw omgezet naar elektrische energie bij een verhoogde vraag (Ibrahim et al., 2008). Europa slaat 10% van de opgewekte elektriciteit op wat 4 keer meer is dan de 2,5% in Verenigde Staten (Carson & Novan, 2013). Opslagsystemen kunnen worden ingezet door de generatoren, transmissies systeem operator (TSO), distributie systeem operator (DSO) of door de eindgebruiker. Het is multifunctioneel en zal worden ingezet afhankelijk van het bereik (Anuta, Taylor, Jones, McEntee, Wade, 2014).

2.1. Toepassingen

Welke technologie waar wordt gebruikt hangt af van de toepassing, er zijn 2 soorten.

- Energietoepassingen: toepassingen die energie nodig hebben over een lange periode (minuten tot uren)
- Vermogenstoepassingen: toepassingen die energie nodig hebben over een kleine periode (seconden tot minuten)

(Ferreira, Garde, Fulli, Kling, Lopes, 2013).

De energieopslag gaat niet alleen tekortkomingen van de HEB compenseren maar zorgt ook voor een kwaliteitsverbetering van de grid in zijn geheel. Vanwege de verhoogde flexibiliteit kan het zowel technisch als commercieel voordelig zijn voor de generatoren, netwerk operatoren, energieleveranciers en consumenten (Anuta et al., 2014). De mogelijke activiteiten waarvoor de technieken worden ingezet zijn de volgende.

2.1.1. Gridstabilisatie: vermogenstoepassing

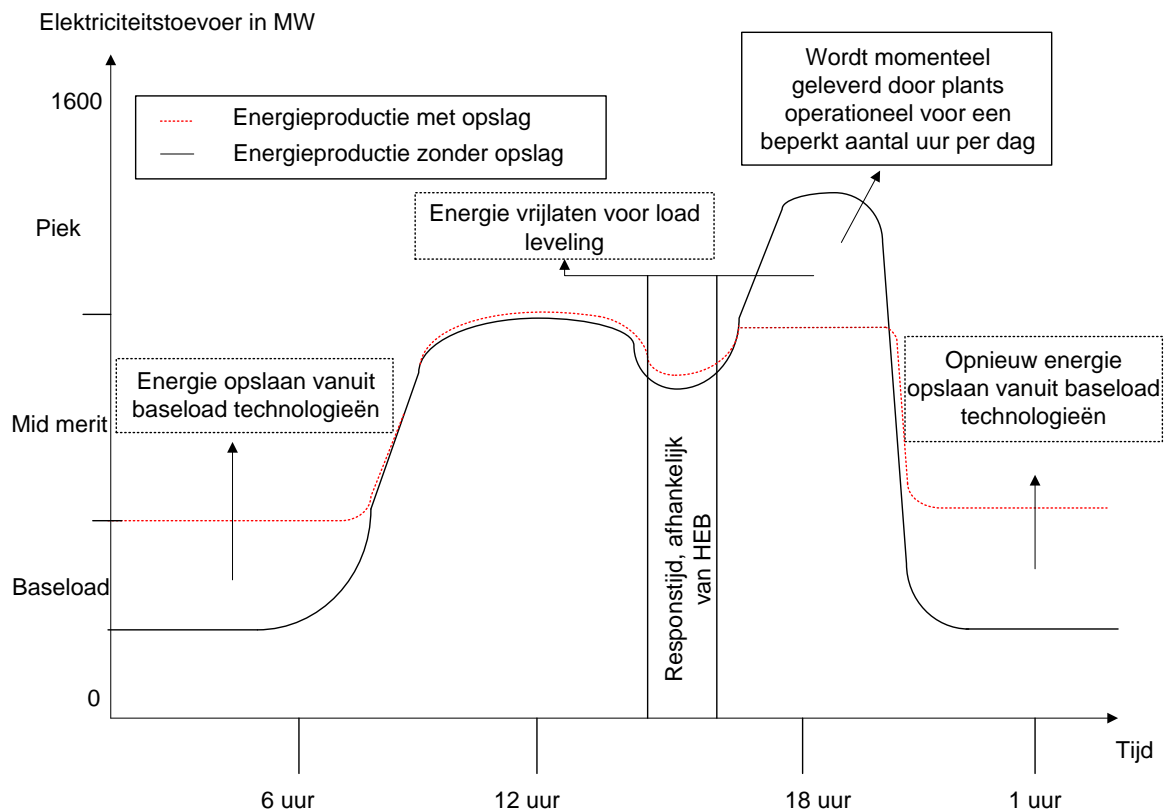
Een groter aandeel HEB zal niet alleen leiden tot onverwachtse tekorten, maar ook plotse significante ongewenste overschotten (Anuta et al., 2014). De vraag wordt niet meer beantwoord of de elektriciteit kan niet tijdig worden afgenomen wat kan leiden tot verlies van ladingen of in meer extreme gevallen het instorten van het systeem (Sundararagavan & Baker, 2012). De opslagsystemen kunnen worden gebruikt om op heel korte termijn op te laden bij elektriciteitsoverschotten en te ontladen bij tekorten (Gao, Jiang, Liu, Li, Hu, Xu, 2014). Noemers binnen de literatuur hiervoor zijn *frequency regulation of control* (Anuta et al., 2014). Binnen de eerste seconden volgt een actie vanuit alle partijen die eerst betrokken zijn bij de afwijking. Ter stimulatie van een optimale tussen generatie en consumptie. In tweede instantie zal na x aantal minuten de TSO actie ondernemen en een reserve aankopen bij de generatoren. Als laatste kan de TSO ook zelf een reserve inschakelen (Zwaenepoel et al., 2014).

Een specifiekere toepassing is *Power quality*, wat betrekking heeft op het niveau van stroom dat wordt beheerst. Er is nood aan deze toepassing wanneer de grid wordt geteisterd door onder andere flikkereffecten of een plots sterke daling in vermogen op het net (Ferreira et al., 2013). Een fluctuatie in de stroom kan bijvoorbeeld een productieproces van een industrieel bedrijf verstoren. Zij kunnen het zich niet veroorloven om geheel onverwacht een aantal elektronische apparaten zoals computers te verliezen, ongeacht de tijdsduur (Sundararagavan & Baker, 2012).

2.1.2. Load leveling/ shifting: energietoepassing

Load shifting betekent opslaan van energie tijdens de daluren om te voldoen aan de vraag tijdens de piekuren. Dit gaat ook vaak onder de noemer van *peak shaving* (Anuta et al., 2014). Bij het specifiek opslaan van intermitterende HEB zoals zonne- en windenergie zal men spreken over *intermittency mitigation* (Ferreira et al., 2013). Later wordt de energie vrijgelaten in de grid bij verhoogde vraag of een tekort aan elektriciteit afkomstig van dezelfde HEB. De voordelen zijn niet alleen de verhoogde waarde van de HEB, maar ook een toepassing voor het overschot aan energie. Dit vereist een opslagtechnologie die grote hoeveelheden energie kan opslaan en deze kan bewaren gedurende een tijdsspanne van een minimum aantal uren. Verder zijn er niet alleen verschillen die betrekking hebben op het moment van de dag zelf, maar ook seizoensgebonden variaties. In dit geval dienen de opslag technologieën energie aan te houden voor een aantal maanden (Sundararagavan & Baker, 2012). Het idee is het opslaan van elektriciteit in de zomer en lente om vervolgens gedurende de winter en de herfst vrij te laten. Grafiek 2 toont hoe de dagelijkse vraag wordt tegemoet gekomen met of zonder het gebruik van energieopslag.

Grafiek 2. Vraagcurve en energieopwekking



De aankoop van elektriciteit aan een lage prijs en vervolgens de verkoop aan een beduidend hogere prijs heet *energiearbitrage*. Hier wordt verondersteld dat men een perfect inzicht heeft in de toekomstige prijzen (Sioshansi, Denholm, Jenkin, 2011).

2.1.3. Reduceren van fossiele brandstoffen

Elektriciteitsopslag kan indirect zorgen voor een vermindering van broeikasgassen door het ondersteunen van de HEB en verlaagde afhankelijkheid van fossiele brandstoffen (Gao et al., 2014). Dit is een belangrijke stap in het behalen van de doelstellingen in het Energie-klimaatpakket uitgegeven door de Europese Commissie (Europese Commissie, 2014a).

2.1.4. Netwerkbewaringen

Energieopslagcapaciteit kan er voor zorgen dat de transmissie en distributiesystemen niet worden overgedimensioneerd en een lichter ontwerp aankunnen. Deze worden immers momenteel ontworpen om de pieken in de vraag te leveren eerder dan op basis van een gemiddeld dagelijks vraagpatroon (Ibrahim et al., 2008). Energieopslag lost enige congestie op en stelt extra investeringen in kabels, lijnen en kleinere tussenstations uit (Ferreira et al., 2013).

2.1.5. (Non) Spinning reserves

De opslagcapaciteit kan fungeren als *non-spinning reserve* wanneer een elektriciteitscentrale niet langer actief is en de extra te genereren capaciteit is niet verbonden is met de grid (Ferreira et al., 2013). Bij een *spinning reserve* is er ongebruikte capaciteit die kan worden gebruikt door de systeemoperatoren. Men verhoogt de capaciteit van deze generatoren al gekoppeld aan de grid (Díaz-González, Sumper, Gomis-Bellmunt, Villafáfila-Robles, 2012). Beide toepassingen vereisen een energieopslag systeem met een responstijd die minder dan een uur bedraagt.

2.1.6. Black start

De opslagtechnologie kan als losgekoppeld systeem opnieuw worden geconnecteerd met de grid als het gehele netwerk is uitgevallen en de elektriciteitscentrales moeten worden opgestart met elektriciteit die zij normaal uit het netwerk zelf halen (Anuta et al., 2014). Dit wordt jaarlijks door de Belgische overheid geoefend in de waterkrachtcentrale van Coo-trois-ponts (Elia, 2012).

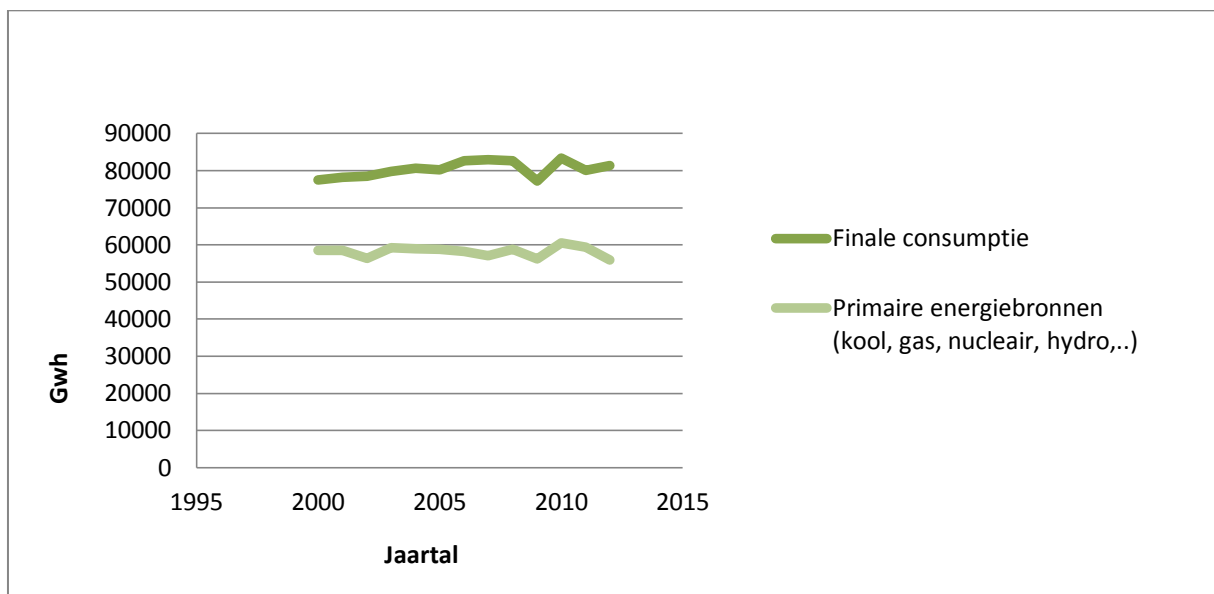
2.1.7. Smart grids

In theorie zal de elektriciteitssector evolueren naar een smart grid. Dit is een elektriciteitsnetwerk dat de laatste nieuwe technologieën gebruikt voor een zo efficiënt mogelijke coördinatie tussen de producenten, grid operatoren en de consumenten. Het maakt bijvoorbeeld gebruik van smart meters die het verbruik voor de huishoudens regelen en is gebaseerd op HEB. Daarbij spelen de opslagtechnologieën een prominente rol aangezien alle partijen en netwerken binnen het systeem zo goed mogelijk op elkaar moeten worden afgestemd en het net zo stabiel mogelijk moet zijn. Energieopslag draagt bij tot minimaliseren van kosten en gevolgen voor de omgeving, afstemming tussen vraag en aanbod en vangt schommelingen van HEB op (IEA, 2012).

2.1.8. Import en export

België is netto-invoerder van elektriciteit. Grafiek 3 toont een groot verschil tussen de finale productie en elektriciteitsconsumptie. De opslag zou het land minder afhankelijk maken van buurlanden via import en kan zorgen voor een verhoogde export bij een aantrekkelijke prijs op de buitenlandse markt.

Grafiek 3. Consumptie vs. productie



(IEA, 2015a)

2.2. Kritiek op energieopslag

Er bestaat ook een keerzijde aan de medaille. Er zijn een aantal kritieken aan het adres van energieopslag.

2.2.1. Hernieuwbare energie is de laatste om te worden opgeslagen

Swift-Hook's kritiek stelt dat de opslag van zonne- en windenergie een verschil kan maken wanneer het op kleine schaal gebeurt en wanneer geen enkele andere opwekking van energie mogelijk is. Echter, op grote schaal zal men de onderbroken HEB als laatste mogelijke optie voor opslag beschouwen (Swift-Hook, 2010). Zo is het volgens Swift-Hook niet mogelijk om bij overschotten in de grid een onderscheid te maken tussen de energie die wordt gegenereerd door welke centrale bij het opslaan van de energie. Hij stelt dat dit wel zou kunnen worden afgeleid van de eenheden die stoppen met genereren wanneer de opslagcapaciteit is bereikt. Als tegenreactie kan men deze probleemstelling als irrelevant beschouwen. Het belang van opslagcapaciteit voor HEB ligt in hoe het met de verhoogde variabiliteit van de grid omgaat. Dit is ongeacht of de stroom die wordt opgeslagen of wordt vrijgelaten op een gegeven moment afkomstig is van een hernieuwbare energiebron.

2.2.2. Opslag is contraproductief voor brandstofbesparing

De energie die oorspronkelijk wordt gegenereerd om fossiele brandstoffen te vervangen, wordt opgeslagen. Een deel ervan zal verloren gaan omdat deze opnieuw moet worden omgezet tot elektriciteit. Dit zal leiden tot brandstofverspilling (Swift-Hook, 2010). Tegenargumenten stellen dat men ook rekening moet houden met de daling in brandstof wanneer er gebruik gemaakt wordt van de opslag en HEB in de eerste plaats (Wilson, McGregor, Infield, Hall, 2011). Uitstoot kan verhogen met het gebruik van opslagcapaciteit, maar dit gebeurt in mindere mate dan wanneer de elektriciteit in zijn geheel via de conventionele technologieën wordt opgewekt (Carson & Novan, 2013).

2.2.3. Arbitrage contradictie

Het vervangen van elektriciteitsproductie gedurende de piekperiode door elektriciteitsopslag gegenereerd gedurende de daluren zal de prijs van elektriciteit sterk beïnvloeden. De prijs in de daluren zal stijgen en deze gedurende de piekperiode zal dalen. Hier worden binnen de HEB twee tegengestelde bewegingen vastgesteld. Windproductie die voornamelijk doorheen de nacht elektriciteit zal genereren, gaat in waarde stijgen. Echter zonne-energie die alleen overdag elektriciteit genereert zal in waarde dalen. Daarbij wordt het complement tussen HEB en opslag meer bepaald in het geval van zonne-energie in vraag gesteld omdat het de waarde van HEB kan doen dalen (Carson & Novan, 2013). Dat is belangrijk voor België aangezien de zonnepanelen in grote mate energie produceren (ODE, 2014).

2.2.4. Geografische restricties

De grote opslagtechnologieën worden nu voornamelijk beperkt door de grote geografische impact. Een opslagtechnologie kan soms enkel op afgelegen plaatsen worden verwezenlijkt waardoor er opnieuw stevig moet worden geïnvesteerd in infrastructuur en elektriciteitsnetten.

3. Type opslagtechnologie

Elektriciteit opslag technologieën kunnen worden onderverdeeld in 4 categorieën naar gelang het type energie men opslaat; mechanische, elektrische, thermische en chemische energie (Sioshansi et al., 2011). Een andere vorm van onderscheid tussen de technieken is het tijdsbestek waarover de technologie wordt ingezet. Deze kan op korte, middellange of lange termijn worden ingezet (Chauhan & Saini, 2014). De combinatie van beide elementen leidt tot de volgende tabel.

Tabel 1. Elektriciteitsopslag technologieën volgens energievorm en opslagduur

Energievorm	Lange termijn	Middellange termijn	Korte termijn
Mechanisch	Hydro	Gecomprimeerde lucht	Vliegwielen
Chemisch		Batterij Waterstof	
Elektrisch			SMES (Super)capacitor
Thermisch	Hoge temperatuur	Lage temperatuur	

(Sioshansi et al., 2011; Chauhan & Saini, 2014; Chen, Cong, Yang, Tan, Li, Ding, 2009).

De gebruiksduur van de opgeslagen energie is belangrijk voor het bepalen van de toepassing.

Volgende categorieën zijn van toepassing in geval van grote schaal opslag technologieën.

- Power quality: wanneer de technologie binnen enkele seconden of minder opereren.
- Buffer of noodgevallen: binnen de seconden tot minuten. Zoals in het geval van black start applicaties.
- Netwerk management: wanneer de opslagcapaciteit gedurende een langere termijn wordt gebruikt voor bijvoorbeeld load leveling. Er is niet langer sprake van een direct antwoord vanwege de opslagcapaciteit op de consumptievraag (Ibrahim et al., 2008).

3.1. Parameters

Elke technologie wordt beoordeeld op zijn specifieke kenmerken om er diegene uit te halen die de beste kandidaat vormen voor de vernieuwde uitdagingen. Bovendien moet de technologie economisch haalbaar zijn binnen de Belgische elektriciteitsmarkt. Het is daarom belangrijk te starten met een eenduidige definitie voor elk van de technische karakteristieken van de systemen binnen de literatuur.

- Beschikbare energie: de fundamentele kwantiteit die geleverd wordt in kWh.
- Opslagcapaciteit: de maximum energie in kW dat kan worden afgeleverd door het systeem na het opladen en dus nog voor het ontladen. Het zal hoger zijn dan de energie die effectief wordt ontvangen wat een gevolg kan zijn van het snel ontladen van de energie of zelf-ontlading (Ibrahim, et al. 2008). Daarbij is belangrijk of deze voor korte periode wordt aangehouden (vermogen). Of ze voor een lange periode worden aangehouden (energie).

Dit zal belangrijk zijn omdat bepaalde toepassingen een minimum aantal uren vereisen zoals load leveling, en anderen een aantal luttele seconden of minuten vragen zoals power quality (Ferreira et al., 2013).

- Efficiëntie: de verhouding tussen de hoeveelheid geleverde elektriciteit bij het laden en de hoeveelheid elektriciteit initieel opgeslagen. Dit heeft betrekking op zowel het laden, bewaren en het ontladen van de technologie (Sundararagavan & Baker, 2012). Hier is het belangrijk dat de energieopslag weinig zelf-ontlading of verliezen heeft gedurende de energie overdracht. Deze kan afhangen van de hoeveelheid al afgenomen energie.
- Zelf-ontlading: de energie die verloren gaat wanneer de opslagcapaciteit niet wordt gebruikt (Ibrahim et al., 2008).
- Responstijd: de tijd vooraleer de technologie op volle kracht kan werken. Deze reikt van milliseconden tot minuten. Sommige toepassingen vereisen een quasi onmiddellijke reageertijd (Ferreira et al., 2013). Dit was het geval bij gridstabilisatie, met onder meer power quality en frequency regulation.
- Ontlaadtijd: de tijd om de elektriciteit opslag leeg te halen wanneer deze zich op het capaciteitsniveau bevindt. Deze moet meestal op vraag heel snel gebeuren (Ibrahim et al., 2008).
- Energie- of powerdichtheid: de energiedichtheid is de hoeveelheid energie die maximaal per eenheid massa of volume kan worden opgeslagen. De powerdichtheid (W/kg or W/liter) is het nominale uitgangsvermogen gedeeld door het volume van de opslagcapaciteit (Kousksou, Bruel, Jamil, El Rhafiki, Zeraouli, 2014).
- Technologische levensduur: het aantal jaar de opslagcapaciteit verwacht wordt operationeel te blijven. Bij sommigen hangt dit af van het aantal cyclussen en anderen de temperatuur (Ferreira, et al. 2013). Deze kan ook worden uitgedrukt in het aantal keer er een laad- of ontlaadcyclustijd zich voordoet (Sundararagavan & Baker, 2012). Wat valt onder cyclustijd: het maximum aantal keer de opslagcapaciteit de beoogde hoeveelheid energie kan vrijlaten (Ibrahim et al., 2008).
- Maturiteitsgraad: de fase van ontwikkeling waarin de technologie zich bevindt. Deze gaat van een uitvinding en later prototype tot een technologie die op veel plaatsen wordt toegepast. Een mature technologie bevindt zich in het laatste stadium van ontwikkeling en kan op industriële schaal worden ingezet (Chen et al., 2009).
- Operationele beperkingen: opslag technologieën kunnen veiligheidsrestricties worden opgelegd. Wat gaat van ontploffingsgevaar, ingrijpende veranderingen in de omgeving tot schadelijke stoffen voor de omgeving (Ibrahim et al., 2008).

- Betrouwbaarheid: de kans dat een opslagtechnologie zal opereren over een bepaalde periode en onder bepaalde voorwaarden (Ferreira et al., 2013).
- Autonomie: de mate waarin de applicatie de energie zelfstandig kan vrijlaten, wat belangrijk is voor geïsoleerde gebieden die alleen beroep doen op HEB (Ibrahim et al., 2008).
- Flexibiliteit: de mate waarin energiesystemen inspelen op de elektriciteitsproductie of consumptie en dus kan wijzigen als antwoord op een (on)verwachte variabiliteit. Het duidt aan in MW/tijdseenheid hoe het betrouwbare aanbod wordt behouden in snelle en grote onevenwichten ongeacht de oorzaak (IEA, 2012). Er moet een constante stabiliteit worden behouden in de elektrische grid wat inhoudt dat de gevraagde hoeveelheid elektriciteit gelijk is aan de aangeleverde hoeveelheid.

3.2. Mechanische opslag technologieën

Een mechanisch elektriciteitsopslag systeem is van potentiële of kinetische aard. Tot de eerste categorie horen de hydro- en perslucht energieopslag. De laatste categorie bevat voornamelijk vliegwielen (Fernandes, Pitié, Cáceres, Baeyens, 2012).

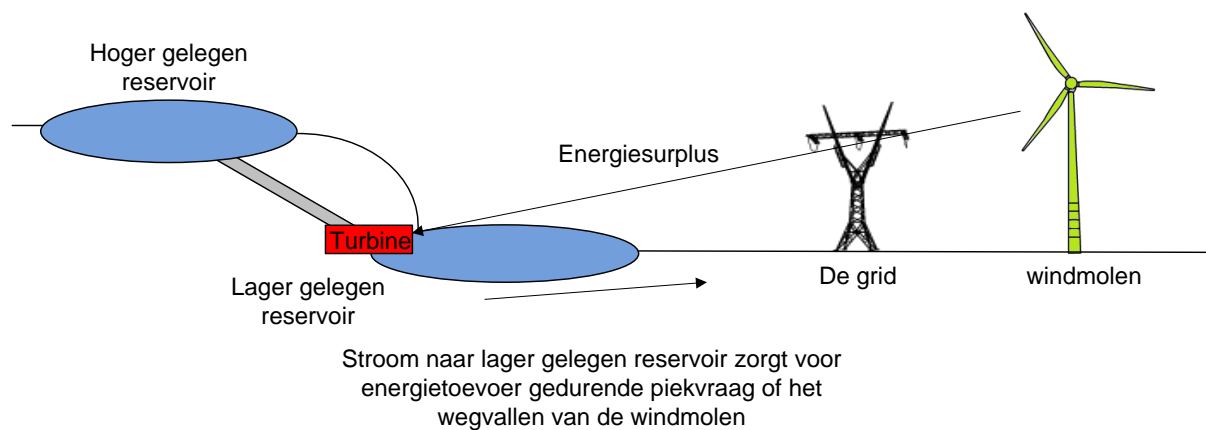
3.2.1. Hydro pomp- en turbine energie

De oudste en meest gebruikte technologie wereldwijd is de hydro-elektriciteit opslagtechnologie. 96% van de opgeslagen capaciteit is afkomstig uit water waardoor deze het belangrijkste medium voor de opslag van elektriciteit is (DOE, 2015).

Mechanisme

Wanneer de vraag laag is, wordt elektriciteit gebruikt om water van een lager gelegen reservoir naar een hoger gelegen reservoir te pompen. Vervolgens wanneer de vraag hoog is, laat men het water van het hoger reservoir naar het lager gelegen reservoir stromen om turbines aan te drijven die elektriciteit produceren (Beaudin, Zareipour, Schellenberglabe, Rosehart, 2010). Deze terugpomp techniek maakt gebruik van extra generatoren die het water opnieuw omhoog pompen wat niet het geval is bij de pure hydro-elektriciteit technologieën (Deane, Gallachoir, McKeogh, 2010).

Figuur 1. Hydro opslag



Specificaties

De technische en kostenparameters zijn sterk afhankelijk van plaatsgebonden kenmerken. Een algemeen overzicht van de hydro-elektriciteitscentrales in de literatuur leidde tot volgende kenmerken. De opslagtechnologie kent een vrij hoge efficiëntie, namelijk 65 – 80%. Het kan grote hoeveelheden stroom genereren wat afhankelijk is van de grootte van de turbines en pompen. Daarnaast heeft het ook een hoge opslagcapaciteit afhankelijk van de grootte en hoogte van het hoger gelegen water bassin (Ibrahim et al., 2008). Deze reiken meestal van 0,1 tot 5.000 MW en kunnen binnen een aantal seconden tot minuten worden opgestart. De elektriciteitscentrales kunnen meestal tot 50 jaar optimaal opereren, waaronder sommigen 100 jaar operationeel blijven. Het zal echter wel een hoge kapitaalkost vereisen, maar de daaropvolgende onderhouds- en operationele kosten zijn zeer beperkt. De kapitaalkosten gaan sterk variëren naar gelang de centrale. Zo schatte Deane et al de kapitaalkost tussen 470€ minimaal en maximaal 2.170€/kW (Deane et al., 2010). De hydro-elektriciteitscentrales kunnen tot 24 uur lang opereren en bovendien geheel autonoom (Kousksou et al., 2014).

Toepassingen

Hydro-elektriciteit gaat voornamelijk over toepassingen met een groot capaciteitsvereiste gepaard met onder andere een hoge kapitaalkost en ingrijpende veranderingen in het landschap (Beaudin et al., 2010). De centrales kunnen worden gebruikt voor het opvangen van de variabiliteit in windenergie, maar een windmolenpark kan te klein zijn en het vermogen van de hydro-elektriciteit beperken. De technologie wordt voornamelijk gebruikt voor load leveling en dit op dagelijkse basis (Beaudin et al., 2010.) Om hydro-elektriciteit te gebruiken voor energie arbitrage moet er op zijn minst 25 tot 30% verschil zijn tussen de verkoopprijs.

Er moet ook genoeg volatiliteit op de markt zijn wat in de toekomst zeker het geval zal zijn bij een stijgend aandeel HEB (Deane et al., 2010). Daarnaast kan het worden ingezet in specifieke situaties zoals de black start toepassing (IEA, 2012).

Voordelen

Het grootste voordeel van hydro-elektriciteit is de grote hoeveelheid energie die onmiddellijk beschikbaar is (Ibrahim et al., 2008). De energie kan voor meerdere uren en dagen in zeer grote hoeveelheden worden opgeslagen.

Nadelen

Het grootste nadeel is de geografische impact en vereisten voor de technologie. De opslaglocaties moeten voldoen aan de behoeften van de technologie en worden ook sterk geëxploiteerd (Ibrahim et al., 2008). Dit maakt het moeilijk nieuwe plaatsen te vinden en leidt tot een hoge voorlooptijd, deze kan oplopen tot 10 jaar (Kousksou et al., 2014).

Ontwikkelingspotentieel

De technologie ter land bevindt zich in de maturiteitsfase en verwacht geen verdere ontwikkeling. Ze wordt wel verwacht steeds uitgebreider te worden toegepast in het gebruik van de HEB, maar uiteindelijk zijn er een eindig aantal locaties op aarde.

3.2.1.1. Praktijkvoorbeeld: Coo-Trois-ponts

Een Belgisch voorbeeld is de waterkrachtcentrale van Coo-Trois-Ponts, operationeel sinds 1971 en later nog uitgebreid in 1979. Coo 1 & 2 produceren jaarlijks 1.600 GWh en zijn eigendom van elektriciteitsleverancier Electrabel. De centrale kan in enkele seconden worden opgestart en op volle kracht binnen 6 uur 1164 MW genereren. De centrales werken omkeerbaar en kunnen vervolgens het water terug naar boven pompen, wat maximaal 7 uur en 30 minuten zal duren en 1035 MW elektriciteit zal verbruiken. Zo kan er dagelijks voor Coo 1, 2.300 MWh elektriciteit worden opgewekt en voor Coo 2 2.700 MWh. Ze kent een efficiëntie van om en bij de 75% wat vrij goed is in vergelijking met andere hydro-elektriciteit (Electrabel, 2012).

Coo-Trois-Ponts werd oorspronkelijk gebouwd ter ondersteuning van de nucleaire reactor Tihange om een evenwicht te realiseren tussen de constante toevoer van de kerncentrale en de variabele vraag. Ze wordt nu stilaan meer gebruikt voor het gemakkelijk aanpassen van aanbod op de vraag wat elementair is in de stabilisatie van het net door het verhoogde gebruik van HEB. Ook in geval van grote storingen of wegvallen van grote hoeveelheden energie kan het een deel van de productie overnemen.

Coo-Trois-Ponts is de enige waterkrachtcentrale in België in staat om een black start tot stand te brengen. Dit wordt jaarlijks getest en krijgt een steeds belangrijkere rol door het nakende energietekort (Elia, 2012). De redenen voor het beheren van de hydro-elektriciteit centrale voor Electrabel is de sterke autonome van de energiebron. Ze kan worden gestart zonder enige externe bron van energie. Ook heeft ze een relatief beperkte impact op het milieu aangezien er geen brandstof wordt verbruikt en er een herbebossing plaatsvond voor de verdwenen flora (Electrabel, 2012). De centrale werd uitzonderlijk stilgelegd op 1 april 2013 door een hogere elektriciteitsproductie dan verwacht vanwege een extreem zonnige dag met sterke wind.

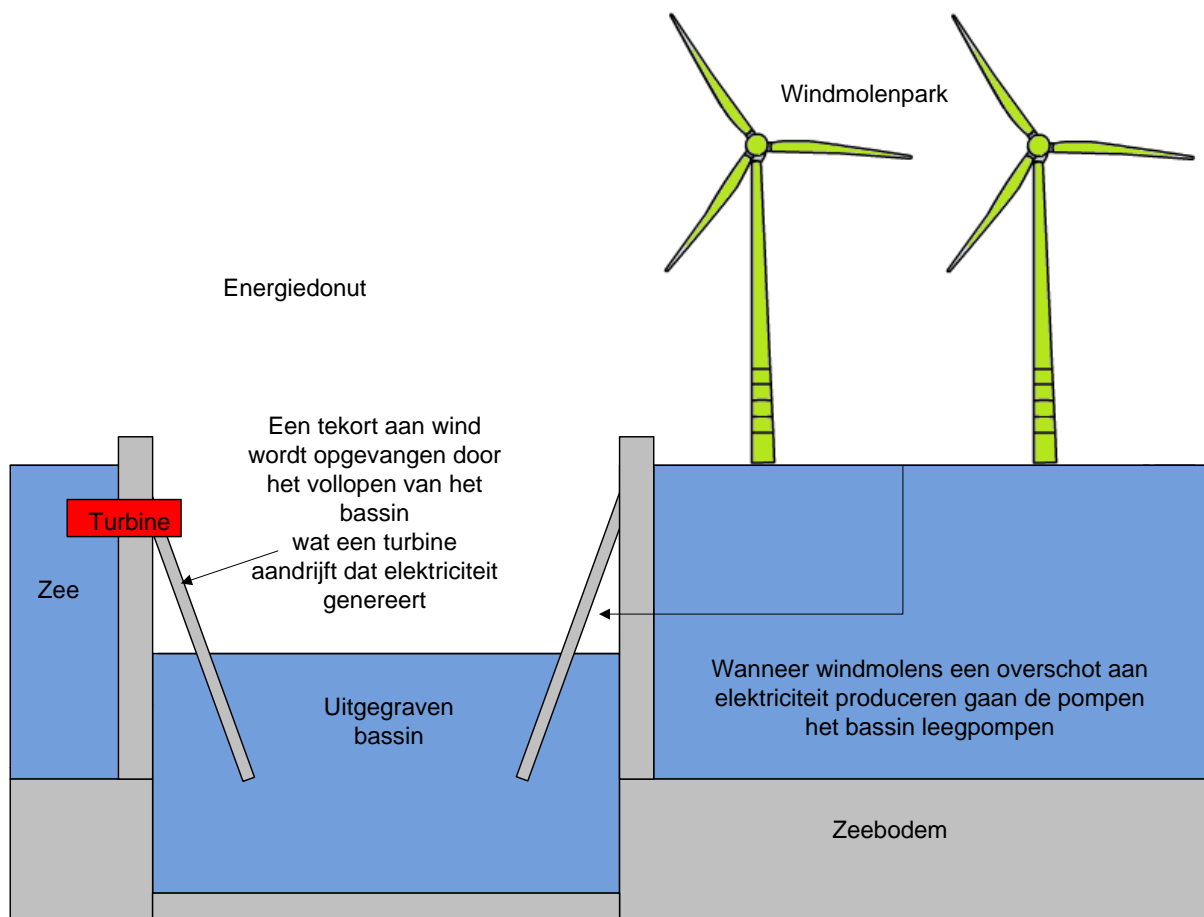
3.2.1.2. Praktijkvoorbeeld: La Plate Taille

Een tweede waterkrachtcentrale bevindt zich in Namen met een totale capaciteit van 140 MW. Ze is operationeel sinds 1981. Recent overgenomen door groene elektriciteit leverancier Lampiris. Ze wordt voornamelijk gebruikt om gedurende de nacht energie op te slaan en overdag gedurende de piek uren vrij te laten en kan binnen de 3 minuten worden opgestart (Lampiris, 2014).

3.2.2. De energiedonut

Hydro-elektriciteit maakt meestal gebruik van rivieren of meren, maar een meer innovatieve methode is de voorbije jaren ontwikkeld die zal gebruik maken van de zee (Ferreira et al., 2013). Een energiedonut stelt een kunstmatig eiland voor dat bestaat uit een uitgegraven bassin verbonden met windturbines in het windmolenpark. Gedurende periodes van lage energieprijzen wordt het bassin leeggepompt. Wanneer de vraag naar elektriciteit stijgt wordt het bassin gevuld wat zorgt voor de aandrijving van turbines die elektriciteit genereren. Ierland heeft reeds een energiedonut aangekondigd, deze zal 1.500 MW van de aanwezige windmolens gebruiken voor opslag. Ze zal specifiek worden gebruikt voor de piekuren en tekort aan windenergie. Het grootste voordeel is dat ze Ierland helpt besparen op transmissie kabels, aangezien het de overtollige windenergie die anders wordt verspreid via grotere infrastructuur, nu gelijkmatiger kan verdelen (DOE, 2015). Sinds kort kent ook België 2 aangekondigde projecten, namelijk de energiedonut Wenduine en Zeebrugge.

Figuur 2. Energiedonut



3.2.2.1. Praktijkvoorbeeld: Energiedonut Wenduine

De eerste Belgische energiedonut situeert zich in de Noordzee, ter hoogte van Wenduine, 4 km verwijderd van de kust. Het 'iLand'-consortium, partijen die het project zullen uitvoeren, bestaat uit de elektriciteitsproducent Electrabel, baggeraar DEME, de Participatiemaatschappij Vlaanderen en de Société Régionale d'Investissement de Wallonie. Er werd reeds een concessie aangevraagd bij de overheid ter realisatie van het project. Het project wordt verwacht in 2019 in werking te treden.

3.2.2.2. Praktijkvoorbeeld: Energiedonut Zeebrugge

Er zijn reeds plannen voor een tweede energiedonut elders in de Noordzee, ter hoogte van de haven van Zeebrugge. Dezelfde mechanismen en structuur zullen hier worden gebruikt. Het consortium voor dit project bestaat uit het Zeebrugse havenbestuur en Rent-a-port Energy. De plannen voor de Zeebrugse energiedonut liggen enigszins anders. Er wordt eerst een proefatol gebouwd die ongeveer 15 MW energie opslaat. Als het energie-atol succesvol blijkt, wordt het toegepast op grote schaal dat ongeveer 400 MW zal opslaan. Het proefproject wordt geschat op 350 miljoen euro en het grootschalige project op 1.2 miljard Euro.

De bouw van de energiedonut wordt geschat 5 à 7 jaar te duren (De tijd, 2014). De reden voor het niet aanvragen van een concessie is de afwezigheid van een hoogspanningslijn tussen Zeebrugge en het eerstvolgende toegangspunt in Zomergem om de opgewekte windenergie verder te verdelen. Intussen zijn de voorbereidende werken hiervoor reeds van start gegaan (Elia, 2015).

Beide energie-atollen hebben een omvang van 2,5 bij 3,5 km en reiken tot 10 meter boven de zeespiegel uit (De Tijd, 2014).

Financiering

Beide initiatieven zijn compleet afhankelijk van de huidige marktmechanismen. Er worden geen overheidssubsidies of groene stroom certificaten toegekend, maar er zijn een aantal overheidsinstanties aanwezig in het consortium zoals de haven van Zeebrugge en de participatiemaatschappij Vlaanderen. De concessie aanvraag voor de energiedonut ter hoogte van Wenduine was goed voor 3 miljoen Euro, daarvan werd 350.000 euro betaald door de participatiemaatschappij Vlaanderen, een holdingmaatschappij voor de Vlaamse overheid. In Nederland werd het idee voor het bouwen van een energiedonut voor de Nederlandse kust afgevoerd vanwege te hoge kosten voor het project en een negatieve impact op het milieu (Knack, 2015b). Alle geplande windmolens moeten geïnstalleerd en operationeel zijn opdat de energiedonuts rendabel zou zijn. Indien dit het geval is, wordt er een rendement van 7% verwacht (De Tijd, 2014).

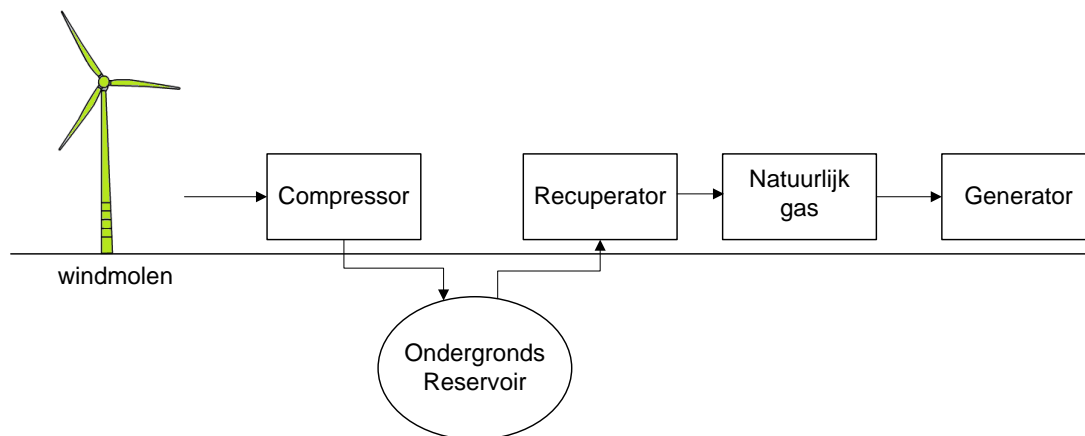
3.2.3. Energieopslag met perslucht: Compressed air energy storage (CAES)

De tweede grootste opslagcapaciteit is compressed air energy storage (CAES), een hybride opslagtechnologie die zowel elektriciteit als gas vereist. Deze technologie bestaat zowel op grote als op kleine schaal. Deze technologie is goed voor 0,68% van de totale wereldwijde opslagcapaciteit (DOE, 2015). Ze is naast hydro-elektriciteit de enige technologie die meer dan 50MW elektriciteit kan opslaan (Chauhan & Saini, 2014).

Mechanisme

De elektriciteit wordt gebruikt om compressoren aan te drijven die lucht onder grote druk brengen om vervolgens op te slaan in een reservoir, meestal ondergronds. Bij een verhoogde vraag aan elektriciteit wordt de gecomprimeerde lucht vrijgelaten en in combinatie met gas drijft deze turbines aan die elektriciteit opwekken (Kloess & Zach, 2014). Oude zoutmijnen, gasgrotten of diepe ondergrondse grotten die uit kwaliteitsvol gesteenten bestaan zijn de beste optie om de lucht op te slaan (Ibrahim, et al. 2008).

Figuur 3. Perslucht



Specificaties

De capaciteit bedraagt meestal 50 tot 400 MW en kan binnen de 12 minuten worden opgestart. Echter is er wat onenigheid over de efficiëntie van de centrales. Er worden cijfers aangereikt die duiden op hyperefficiëntie gaande van 85 tot 90 % (Chauhan & Saini, 2014). Anderen gaan het veel lager schatten, meer bepaald 70% of lager (Kousksou et al., 2014). De lucht kan tot 1 jaar lang worden opgeslagen, afhankelijk van het type reservoir en de centrale kan tot 40 jaar operationeel blijven (Yucekaya, 2013). De marginale kost van energiec capaciteit is in het algemeen veel lager dan bij hydro-elektriciteit of andere technologieën (Beaudin et al., 2010). Deze factoren en een zeer lage zelfontlading stellen CAES in staat om te concurreren met hydro-elektriciteit (Kousksou et al., 2014).

Toepassing

Perslucht energieopslag kan worden gebruikt voor het afvlakken van de piekmomenten van de elektriciteitsmarkt, spinning reserves en als ondersteuning van de grid wanneer er een plotse significante daling van huidige generatoren is, dit ook in het geval van hernieuwbare energie (Yucekaya, 2013; Chen et al., 2009). Ook kan het functioneren als non-spinning reserve zijnde dat de perslucht energieopslag een batterijsysteem als back up kan vervangen (Chen et al. 2009).

Voordelen

De technologie kent een hoge efficiëntie en lage energiedichtheid (Chauhan & Saini, 2014). Het absolute voordeel daarbij is de lange periode waarover de lucht kan worden opgeslagen. Daarnaast heeft het ook een vrij lage kapitaalkost in vergelijking met andere technologieën en is het meteen beschikbaar (Yucekaya, 2013).

Gedurende de zomer is er een relatief hoog verschil tussen de dal en piek elektriciteitsprijzen. Door hogere temperaturen is er ook minder tijd nodig voor het systeem om op te laden wat de technologie interessant maakt (Sioshansi et al., 2011). Het grote voordeel t.o.v. hydro-elektriciteit is dat de centrale ondergronds kan worden gebouwd (Kousksou et al., 2014). Maar dit geeft meteen ook een groot nadeel.

Nadelen

Net zoals hydro-elektriciteit zijn er sterke eisen verbonden aan de locatie waar de energieopslag kan opereren. Een groter reservoir volume zal leiden tot een grotere capaciteit. Hoe hoger de capaciteit hoe beter de opslagtechnologie zal werken, maar dit betekent eveneens een hogere initiële investeringskost (Yucekaya, 2013). De financiële crisis leidde tot een dalende elektriciteitsprijs en de groeiende HEB leiden tot een permanente daling van de inkomsten wat gascentrales niet langer aantrekkelijk maakt (Gemix, 2012). De technologie krijgt ook te kampen met een stijging in de natuurlijke gasprijzen, waardoor de waarde van de energieopslag zal dalen t.o.v. de zuivere opslagtechnologieën. De vraag is of de stijging in de kost van natuurlijk gas hoger is dan de prijsarbitrage die de technologie aantrekkelijk maakt (Sioshansi et al., 2011). Europa zet echter wel sterk in op gasinterconnectie tussen de lidstaten. Het overziet projecten tussen België en zijn buurlanden om nieuwe pijplijnen aan te leggen of oude te verstevigen (Europese Commissie, 2014c).

Ontwikkelingspotentieel

Perslucht energieopslag lijkt veelbelovend gezien het een zeer betrouwbare technologie is die overigens economisch haalbaar is (Beaudin et al., 2010). De huidige centrales maken gebruik van zoutmijnen die zijn leeggehaald, maar er zijn een aantal nieuwe technologieën zoals hard gesteenten en grondwaterreservoirs die de technologie interessanter kunnen maken (Ibrahim et al., 2008). Er wordt nu ook uitgebreid gezocht naar een toepassing op kleine schaal (Ferreira et al., 2013). Dit zijn elektriciteitscentrales < 10 MW. Gecomprimeerde lucht kan batterijen vervangen door hoge betrouwbaarheid, laag onderhoud en lagere levenscyclus kosten (Chen et al., 2009). De technologie is reeds in de commerciële fase, maar kent geen groot aantal toepassingen.

3.2.3.1. Praktijkvoorbeeld: Duitsland & Alabama

Er bestaan momenteel vijf operationele perslucht energieopslag centrales wereldwijd, waarvan één zich in Duitsland bevindt, namelijk Huntorf en een andere centrale McIntosh in Alabama in de Verenigde Staten. De andere drie centrales, waarvan twee in de Verenigde Staten en één in het Verenigd Koninkrijk, zijn beduidend kleiner (DOE, 2015).

Kraftwerk Huntorf te Duitsland is reeds operationeel sinds 1978. Ze is opgebouwd in twee zoutgrotten, 640 tot 792 meter diep onder de grond (Yucekaya, 2013). Het duurt 8 uur voor de grot is gevuld en daarna kan ze 290 MW voor 2 uur produceren (Chen, 2009). De centrale wordt in het geval van Duitsland gebruikt voor afvlakken van piekmomenten, spinning reserves en als ondersteuning van de grid (Yucekaya, 2013). De centrale is beschikbaar voor 90% van de tijd en is 99% betrouwbaar (Chen et al., 2009).

De perslucht energieopslag gelegen in *McIntosh, Alabama* is een kleinere centrale operationeel sinds 1991, goed voor 110 MW capaciteit. Net als Huntorf werkt de energieopslag in een ondergrondse zoutgrot, maar dan op 300 m diepte vanwege de kleinere omtrek. De opstarttijd zal tussen 9 en 13 minuten bedragen (Yucekaya, 2013). Deze elektriciteitscentrale gaat wel gebruik maken van een recuperator om warmte alsnog te hergebruiken wat het verbruik van brandstof met 25% laat dalen t.o.v. de centrale in Huntorf (Chen et al., 2009). Ze wordt voornamelijk ingezet voor peak shaving (DOE, 2015).

Er zijn momenteel 4 perslucht energieopslagcentrales onder constructie, met de grootste opnieuw aanwezig in Duitsland (DOE, 2015).

3.2.4. AA-perslucht energieopslag: advanced adiabatic CAES

De reeds volwassen CAES kent een kleine broer die zijn opmars aan het maken is binnen de opslagtechnologieën, namelijk het 'advanced adiabatic' systeem. *Advanced* staat voor grotere mogelijkheid voor de elektriciteitscentrale om tegemoet te komen aan de verhoogde variabiliteit van de HEB en zijn de generatoren nog sterker toe in staat om hoge pieken te voorzien van elektriciteit. *Adiabatic* wil zeggen dat de elektriciteitscentrale bestaat uit een basis perslucht energieopslag centrale, maar met een aangepast reservoir om de warmte die wordt gecreëerd binnen de perslucht energieopslag niet verloren te laten gaan. Deze hitte wordt hergebruikt waardoor deze vorm een veel hogere efficiëntie kent (Neuralenergy, 2014). Aan deze verbeteringen hangt een prijskaartje vast, zo is de kost voor de AA-Perslucht energieopslag technologie 20 tot 30% duurder, maar kan worden gecompenseerd door een sterk gereduceerde hoeveelheid fossiele brandstoffen (Chen et al., 2009).

3.2.4.1. Praktijkvoorbeeld

Het concept is nergens concreet uitgevoerd. In 2010 kondigde Duitsland de eerste AA-Perslucht energieopslag powercentrale aan namelijk het Adele perslucht energieopslag project. Het startte reeds met de constructie ervan, wat zou leiden tot 200 MW opslagcapaciteit (Energy Storage, 2015).

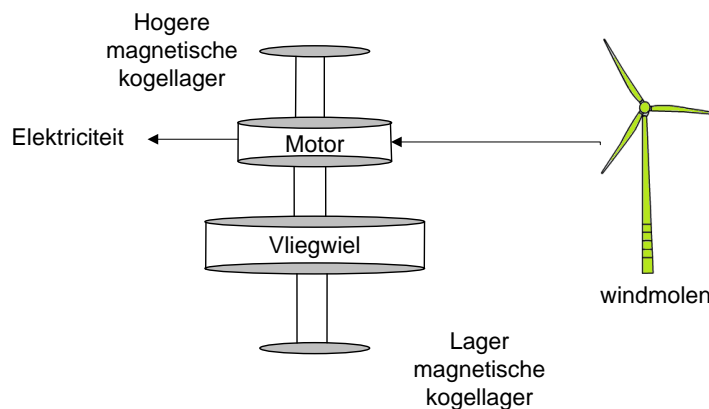
3.2.5. Vliegwielen

Een vliegwiel zal elektriciteit opslaan onder de vorm van kinetische energie. Het wordt reeds uitvoerig gebruikt in auto's en bussen, maar kan ook van dienst zijn in energieopslag.

Mechanisme

Een vliegwiel is een roterend wiel dat wordt versneld met een elektromotor. Bij vraag aan elektriciteit kan het wiel worden vertraagd en wordt de kinetische energie omgezet tot elektriciteit (Ferreira et al., 2013).

Figuur 4. Vliegwiel



Specificaties

Er zijn twee soorten vliegwielen, een snel en een traag roterende versie, wat resulteert in vermogen of energie (Kousksou et al., 2014). Een traag type is goedkoper, maar kent een korte ontlaadperiode. Een snel type zal over een langere tijd energie aanleveren en is veel duurder (Ferreira et al., 2013). De efficiëntie voor deze technologie bedraagt 85 %, wat op zich beduidend goed is t.o.v. sommige anderen, maar deze daalt al snel tot 78% na 5 uur en halveert de volgende dag (Ibrahim et al., 2008). Het vliegwiel heeft een hoog aantal cyclussen dat gaan van honderd tot duizendtallen, onafhankelijk van de temperatuur. De technologie kan voor meer dan 20 jaar opereren (Kousksou et al., 2014).

Toepassingen

De technologie kan worden gebruikt in geval er korte grote verliezen zijn door het falen van de grid (Kousksou et al., 2014). Vanwege de zelfontlading is er geen mogelijkheid tot toepassingen die meerdere uren opslag vereisen zoals load leveling.

Voordelen

Ze zijn geschikt voor zeer korte injecties in de grid aan een hoog vermogen. Ze zijn competitiever in vergelijking met batterijen door het hoge aantal cyclussen (Kousksou et al., 2014).

Nadelen

De vliegwielen zijn zeker geen mogelijkheid voor de opslag van elektriciteit op lange termijn. Ze kennen grote energieverliezen wat hen zeer onbetrouwbaar maakt (Ibrahim et al., 2008). Daarbij is er ook een lage energiedichtheid en de zeer hoge kost (Kousksou et al., 2014).

Ontwikkelingspotentieel

De technologie kan nog verder worden ontwikkeld om hem rendabel te maken op grotere schaal. Voornamelijk zelf-ontlading is een punt voor verbetering. Huidig onderzoek focust zich voornamelijk op de verbetering van de materialen en het ontwikkelproces om ervoor te zorgen dat ze stabiel wordt op de lange termijn zonder grote verliezen en een lagere kost. Belangrijk daarbij is de focus op de veiligheid (Kousksou et al., 2014).

3.2.5.1. Praktijkvoorbeeld

Er zijn een groot aantal vliegwielen operationeel, 6 daarvan bedragen een capaciteit van boven de 10 MW. De grootste, de EFDA JET Fusion Flywheel, situeert zich in het VK en is goed voor 400 MW. De elektriciteitscentrale kan tot 300 MW afnemen van de elektrische grid en tot 400 MW opnieuw injecteren. Dit geldt enkel gedurende 30 seconden en dit voor elke 20 tot 30 minuten. Ze wordt initieel ingezet voor een kernfusie experiment, maar daarnaast ook gridstabilisatie (EFDA, 2015).

3.3. Elektrische opslag technologieën

Dit is de enige technologie die elektriciteit gaat afnemen en ze zonder omzetten achteraf opnieuw zal vrijlaten. Deze omvat de supercapacitor en SMES.

3.3.1. Supercapacitor

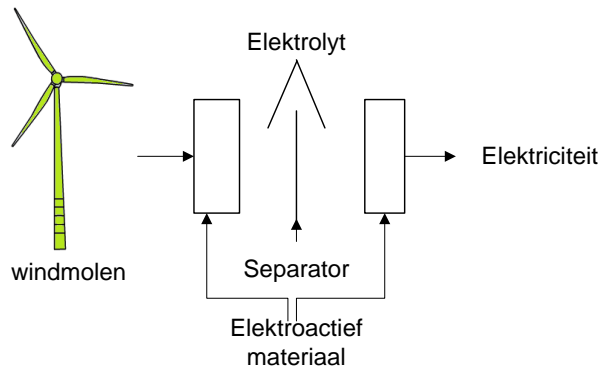
De supercapacitor is een verbeterde versie van de capacitor, ook bekend als een condensator, zal elektrische energie opslaan in een elektrisch veld. De technologie lijkt veelbelovend voor het opvangen van onregelmatigheden in de grid gedurende zeer korte periode.

Mechanisme

De technologie maakt net zoals batterijen gebruik van een elektrisch veld dat wordt geproduceerd tussen twee elektrodes. Alleen is er geen sprake van een chemische reactie.

Zijn voorganger, de capacitor, verschilt vanwege de kleinere oppervlakte van de elektrodes (Díaz-González et al., 2012).

Figuur 5. Supercapacitor



Toepassingen

De capacitor zal worden gebruikt voor toepassingen die een korte duur en een beperkte capaciteit vereisen zoals power quality. Ze is zeer geschikt voor de eindgebruiker of distributie operatoren (Ferreira et al., 2013).

Voordelen

Ze hebben een lage energiedichtheid en kunnen uiterst efficiënt ontladen. Wanneer je ze aan elkaar schakelt, kunnen ze 50 tot 100 kW opslagcapaciteit realiseren (Ibrahim et al., 2008). Voordelig is dat de supercapacitors zeer lang meegaan en ze ideaal zijn om een hoog vermogen op korte tijd te ontladen (Chauhan & Saini, 2014). Ze doen het goed bij lage temperaturen en vragen verder geen groot onderhoud (Ferreira et al., 2013).

Nadelen

Er is er een hoog kostenplaatje verbonden aan het systeem en verder een hoge zelf-ontlading en lage energiedichtheid (Ibrahim et al., 2008).

Ontwikkelingspotentieel

De supercapacitor bevindt zich in de ontwikkelingsfase. Het kent momenteel alleen toepassingen op kleine schaal beperkt tot power quality op distributieniveau. Verdere O&O zou ervoor zorgen dat het kan worden ingezet op transmissieniveau voor voltage regulation (Ferreira et al., 2013).

3.3.1.1. Praktijkvoorbeeld

De technologie is voornamelijk toegepast op kleine schaal. De grootste elektriciteitscentrale bevindt zich in Spanje (4MW) op de Canarische eilanden en staat in voor gridstabilisatie van de geïsoleerde en zwakke eilanden (Endesa, 2014).

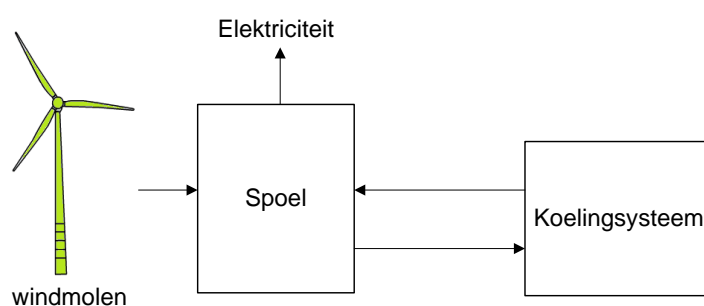
3.3.2. Superconducting magnetic energy storage system (SMES) = magnetische opslag

De supergeleidende magnetische energieopslag is reeds commercieel inzetbaar en kent groot aantal toepassingen in de VS (Díaz-González et al., 2012).

Mechanisme

De energie wordt opgeslagen in een magnetisch veld dat wordt gecreëerd door een supergeleidende spoel. Deze spoel vertoont geen slijtage op termijn dus de technologie is afhankelijk van andere materialen zoals de stroomconversie apparaten (Díaz-González et al., 2012).

Figuur 6. SMES



Toepassingen

Ze worden gebruikt in het geval er een constante activiteit moet zijn binnen de applicatie. Ze kunnen worden ingezet voor zowel gridstabilisatie als load leveling (Ibrahim et al., 2008).

Voordelen

SMES is hyperefficiënt. Bijna de volledige opgeslagen energie kan later worden afgenomen en daarbovenop hebben ze een snelle reageertijd. Ze kunnen binnen 17 milliseconden de overgang maken van laden naar ontladen met een efficiëntie gelijk aan 98%.

Nadelen

De elektriciteitscentrale moet sterk worden afgekoeld wat zeer duur is en ze moeten ondergronds worden geïnstalleerd (Ibrahim et al., 2008). Het grootste nadeel is de mogelijke risico's die met het sterk magnetisch veld gepaard gaan en de vereiste diameter van de spoel die proportioneel stijgt met de gevraagde hoeveelheid geleverde energie (Chauhan & Saini, 2014).

Ontwikkelingspotentieel

De SMES is reeds commercieel ingezet voor kleine toepassingen, maar moet nog verder worden getest op grote schaal. Het volgt hetzelfde stramien als de supercapacitor, de ontwikkeling van eindgebruiker applicaties naar transmissietoepassing. Daarbij wordt er gestreefd naar het gebruik van SMES voor load leveling gedurende de piek uren in 2020 en uiteindelijk load leveling op dagelijkse basis in 2030 (Nomura, Shintomi, Akita, Fellow, Nitta, Shimada, Meguro, 2010).

3.3.2.1. Praktijkvoorbeeld

De Technische Universiteit van München heeft reeds in 1993 een kleine schaal SMES opgestart. De opslagcapaciteit bedraagt 1.36 MJ of 0,38 kWh. De centrale wordt ingezet voor activiteiten die snelle reactie van de opslagtechnologie vraagt zoals een plots sterke daling in spanning (Birkner, Brammer, Lorenzen, Kärner, Rehm, Schaller, Schöttler, 1993). De Verenigde Staten is koploper in het aantal bedrijven die de technologie hebben aangewend. Momenteel zijn de marktleiders in SMES nog steeds bezig met het maken van prototypes. Zo kondigde het Zwitsers bedrijf ABB in 2011 een 3,3 kilowattuur prototype aan. Het uiteindelijke doel van dit project is een 1 tot 2 MWh SMES te ontwikkelen die commercieel inzetbaar is en in staat is te concurreren met de loodzuur batterij (MIT Technology Review, 2011).

3.4. Chemische opslag technologieën

Chemische opslag technologieën zet elektriciteit om in chemische energie en wordt vaak in 1 adem genoemd met batterij opslagsystemen, maar ze hebben ook betrekking op de waterstof opslagtechniek.

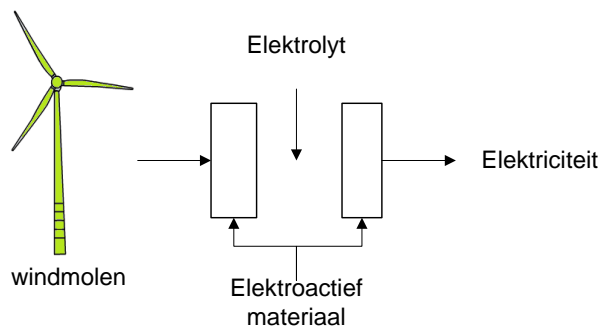
3.4.1. Batterijen

Batterijen zijn de meest flexibele opslagsystemen met een snelle reageertijd. Er wordt sterk ingezet op de ontwikkeling van batterijen, mede door de verhoogde vraag naar opslagcapaciteit vanwege elektrische wagens. Een aantal batterijen zijn commercieel inzetbaar, maar een aantal bevinden zich nog in de experimentele fase (Divya & Ostergaard, 2009). De belangrijkste en meest gekende types batterijen zijn de natrium-zwavel, loodzuur en nikkel-cadmium batterijen (Chauhan & Saini, 2014).

Mechanisme

Batterijen zijn gemaakt uit gestapelde cellen waar chemische energie wordt omgezet tot elektrische en omgekeerd. Ze bestaat uit een positieve en negatieve elektrode en een elektrolyt die zowel vast als vloeibaar kan zijn. De reacties zijn omkeerbaar wat de batterij speciaal maakt (Ferreira et al., 2013).

Figuur 7. Batterijen



Specificaties

Het type batterij en zijn kenmerken zijn voornamelijk bepaald door de materiaalkeuze. Over het algemeen kunnen ze tot 50 MW opslaan en reageren ze meestal binnen de milliseconde op potentiële vraag. De meerderheid zal tot 20 jaar operationeel blijven, maar de efficiëntie per batterij kan sterk verschillen. Ze zal doorgaans variëren tussen 60 en 90% (Chauhan & Saini, 2014).

Toepassingen

Ze worden vaak gebruikt in draagbare systemen, maar ook voor een permanente opslag zoals deze van hernieuwbare energie bronnen in geïsoleerde gebieden of back up in geval van noodsituaties (Ibrahim et al., 2008).

Voordelen

Het grote voordeel aan de huidige batterijen is de hoge energiedichtheid (Ibrahim et al., 2008). Ze zijn modulair, wat betekent dat ze uit elkaar kunnen worden gehaald en op een andere manier kunnen worden gecombineerd. Dit is ideaal in combinatie met hernieuwbare energieën (Chauhan & Saini, 2014).

Nadelen

De nadelen verbonden aan batterijen is de lage levensduur bij grote schommelingen in de spanning in de batterij (Ibrahim et al., 2008). Ook is er een hoge kost vanwege onderhoud en soms materiaalproblemen (Gao et al., 2014). De voornaamste bedreiging is de impact van toxische stoffen op het milieu.

Ontwikkelingspotentieel

Ze zullen voornamelijk belangrijk zijn voor de combinatie zonnepaneel en energieopslag. De batterijen zullen in de toekomst grondig worden ontwikkeld om de kost te doen dalen en ze betrouwbaarder te maken.

Er is een groot aanbod batterijen: natrium-zwavel, loodzuur, nikkel-cadmium, Lithium-ion, natrium-ion,... Verder bestaat er nog een onderscheid in doorstroming batterijen (Díaz-González et al., 2012).

3.4.1.1. Natrium-zwavel batterij

De grootste batterij opslagtechnologie is de Natrium-zwavel batterij goed voor 0,09% van de totale elektriciteitsopslag (162 MW). Deze worden meestal gebruikt in specifieke lokale applicaties (IEA, 2012). Een aantal worden gebruikt in windmolenparken, voornamelijk waar er een zwakke verbinding is met de grid of ze functioneren op een eiland. Ze hebben een hoge energiedichtheid en kennen weinig zelf-ontlading. Ze zijn uiterst efficiënt, sommigen behalen de kaap van 90% en verder vragen ze weinig onderhoud (Chauhan & Saini, 2014). Bovendien schakelen ze zeer snel om van laden naar ontladen. Een eerste nadeel is een minimum temperatuur van 300 tot 350 graden Celsius vereist om de batterij te laten werken. Een tweede nadeel is het hoge kostenplaatje. Ze wordt geschat op 1595 € per kW, wat het de duurste technologie tot dusver maakt (Kousksou et al., 2014). Ze zijn toepasbaar in zowel power quality als peak shaving. Tot op heden is er reeds een elektriciteitscentrale in Duitsland aanwezig, maar de allergrootste bevindt zich in Japan, goed voor 34 MW. Ze wordt gecombineerd met een windmolenpark en dient als spinning reserve of wordt gebruikt voor load levellen (CleanEnergy, 2015).

3.4.1.2. Loodzuur batterijen

De oudste batterij is de loodzuur batterij, voornamelijk toegepast in de auto-industrie (Ferreira et al., 2013). Deze batterij heeft een vrij lage energiedichtheid en een betrekkelijk lage kost. Daarnaast is heeft ze een hoge betrouwbaarheid en een relatief goede efficiëntie, om en bij de 70 à 90%. Wat de technologie minder interessant maakt is de sterke invloed die een verschil in temperatuur kan maken op de prestaties en eveneens dus de korte leeftijd (Kousksou et al., 2014). Ze presteert heel slecht bij lage temperaturen en heeft een negatieve invloed op het milieu vanwege het lood gebruikt in de batterijen. Een voorbeeld is de Duke elektriciteitscentrale in Texas, goed voor 36 MW. Het kent het klassieke voorbeeld van een windmolenpark vergezeld met een opslagtechnologie (US. Department of Energy, 2012).

3.4.1.3. Nikkel-cadmium batterijen

Een andere volwassen technologie is de nikkel-cadmium batterij. Ze wordt voornamelijk toegepast bij apparaten. Het heeft een hoge energiedichtheid en een hoger aantal cyclussen dan de meeste andere batterijen. Ze kan worden toegepast in bijna elke activiteit, gaande van load leveling tot gridstabilisatie. Maar de batterij gaat gepaard met zeer grote gezondheidsrisico's en daarnaast is het ook tien keer duurder dan een gewone loodzuur batterij wat de energieopslag minder aantrekkelijker maakt (Kousksou et al., 2014). Meer nog de Europese Commissie besliste in 2003 om 75% van de batterijen terug uit de handel te nemen wat betreft apparaten wat zorgde voor de neergang van deze batterij. Er zijn alternatieven ontwikkelt die de beschadigende stoffen niet bevat, maar deze worden geteisterd door een grote zelf-ontlading en zijn dus ook niet aantrekkelijk voor investeerders (Kousksou et al., 2014). Een praktijkvoorbeeld situeert zich in Alaska, VS. Ze kan 27 MW produceren gedurende 15 minuten (GVEA, 2015).

3.4.1.4. Doorstroming batterijen (Flow battery)

Er is een nieuwe speler op de markt, namelijk de doorstroming batterij. Het is een heroplaadbare batterij alleen dat deze soort gebruik maakt van elektrolyt oplossing die wordt opgesloten in een externe tank, wat maakt dat de systeemcapaciteit wordt bepaald door de grootte van deze tank. Ze kennen een hoge efficiëntie, zijn heel flexibel en hebben een kortere responstijd in vergelijking met andere batterijen. Een groot nadeel is een lage energiedichtheid en toxische stoffen (Ferreira et al., 2013). Soorten doorstroming batterijen zijn de vanadium redox, zink broom en polysulphide-bromide batterijen (Díaz-González et al., 2012). Er is een project aangekondigd, waarbij een zink bromine batterij, gesitueerd in de Verenigde staten 28 MW zal opslaan, maar de bekendste en meest ontwikkelde batterij momenteel is de vanadium Redox batterij.

Tabel 2 geeft daarom gegevens over de Vanadium Redox batterij weer. De grootste centrale bevindt zich in China, goed voor 5 MW. Ze is gelegen in een windmolenpark en wordt voornamelijk gebruikt voor het ondersteunen van de windmolens, spinning reserves en voltage support (DOE, 2015).

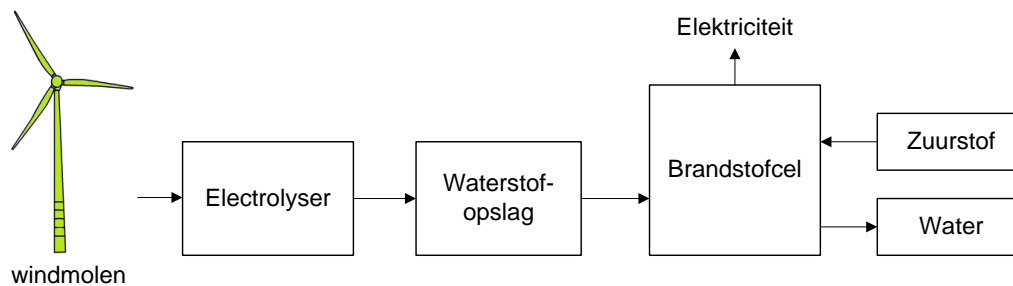
3.4.2. Waterstof energieopslag

Een tweede soort chemische opslag maakt gebruik van waterstof. Deze lijkt ook veelbelovend en wordt aangereikt door de overheid als toekomstige opslagmogelijkheid (Gemix, 2012). Momenteel is ze nog beperkt tot 30 MW van de totale opslagcapaciteit, wat amper 0,02% van de totale wereldopslag bedraagt.

Mechanisme

Deze technologie doet beroep op elektrolyse om elektriciteit om te zetten in waterstof. Deze produceert waterstof op basis van elektriciteit afgenomen gedurende daluren, waarop ze wordt opgeslagen in een tank. De brandstofcel zal dan achteraf waterstof en zuurstof gebruiken om elektriciteit te produceren gedurende piekuren (Ibrahim et al., 2008). In een ander type kan waterstof worden geïnjecteerd in een thermische elektriciteitscentrale in de plaats van de omzetting in een brandstofcel (Kloess & Zach, 2014).

Figuur 8. Waterstof



Specificaties

De technologie heeft een zeer lage efficiëntie gaande van 40 tot 60%, beduidend lager dan andere technologieën (Chauhan & Saini, 2014). Dit wordt grotendeels goedgemaakt door de hoge energiedichtheid en modulariteit wat zorgt voor een veelzijdig aantal combinaties. Het kan tot 2000 cyclussen uitvoeren zonder enige vermoeidheid van het systeem.

Toepassingen

De opslag kan zowel worden toegepast in zowel gedecentraliseerde productie als in domestieke of noodtoepassingen. De technologie werkt autonoom en kan dus in geïsoleerde gebieden worden ingezet (Ibrahim, et al. 2008). Waterstof is één van de veelbelovende technieken voor load leveling in de toekomst (Meena, Baharawani, Dubey, Brighu, Mathur, 2014).

Voordelen

De waterstofcellen hebben een beperkte impact op het milieu en is gemakkelijk te controleren (Gao et al., 2014).

Door de mogelijkheid ze op te slaan in diverse vormen is ze makkelijker te transporteren (Ibrahim et al., 2008).

Nadelen

De technologie kent een zeer lage efficiëntie in de energieconversie. In een goed scenario zal de electrolyzer 70% omzetten en de waterstofcellen slechts de helft niet meer gebruiken. Deze twee gecombineerd leidt tot slechts 30% efficiëntie. Er is daarboven ook een beperkte levensverwachting, zeker als deze zal worden gebruikt in stroomnetwerk applicaties (Ibrahim et al., 2008). De technologie is nog vrij onderontwikkeld, ze heeft momenteel nog een lage opslagcapaciteit en een vrij hoge kost (Gao et al., 2014; Kousksou et al., 2014).

Ontwikkelingspotentieel

Er zijn hoge verwachtingen voor waterstof om in de toekomst bovengaan te komen in de opslag van elektriciteit (Kousksou et al., 2014). De techniek zal verder moeten worden aangepast om het betrouwbaarder, veiliger en commercialiseerbaar te maken (Chauchan & Saini, 2014).

3.4.2.1. Praktijkvoorbeelden

Ze wordt tot op heden alleen gebruikt in proefinstallaties. Er zijn reeds 5 centrales operationeel, waarvan één is gelegen in Falkenhagen te Duitsland. Ze levert tot 1 MW elektriciteit en gebruikt specifiek energie geproduceerd uit HEB. De waterstof wordt er niet alleen gebruikt voor het opwekken van nieuwe energie, maar ook voor verwarming. Deze centrale zou de nodige inzichten geven in de marktmechanismen en het bouwen van dit soort energieopslag om toekomstige grootschalige projecten op te zetten (E.ON, 2014).

Methaan opslag

De elektriciteit omgezet in waterstof kan daarna worden omgevormd tot methaan door het toevoegen van CO₂. Dit is belangrijk aangezien methaan ook kan worden gebruikt door gascentrales. Dit maakt dat het bereik van de gascentrales kunnen worden uitgebreid met energieopslag wanneer deze technologie wordt toegevoegd. De bestaande natuurlijk gascentrales die momenteel buiten werking zijn gesteld of onvoldoende inkomsten genereren kunnen nu hun potentieel verhogen (Kloess & Zach, 2014).

3.5. Thermische opslag technologieën

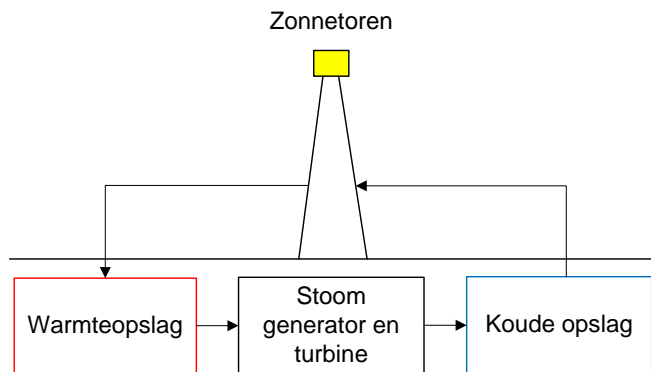
Het laatste type opslagtechnologie dekt een grote lading. Het maakt gebruik van temperatuur intervallen om energie op te slaan, zowel aan lage als hoge temperatuur.

Er bestaan twee soorten hoge temperatuur energieopslag namelijk de opslag van warmte als latente energie of de voelbare warmteopslag. Het eerste zal beroep doen op water, synthetische olie en asfalt. De tweede zal beroep doen op vloeibare lucht of gesmolten zout (Ibrahim et al., 2008). De lage temperatuur energieopslag opereert bij temperaturen onder 200°C en is al uitgebreid onderzocht en ontwikkeld (Fernandes et al., 2012). De belangrijkste thermische opslag is deze bij hoge temperaturen in dit nieuwe tijdperk van HEB en de nadruk op het recupereren van verloren warmte. De meest gebruikte technologie is dan ook het gesmolten zout type, voornamelijk in warme klimaten (DOE, 2015). De hoge temperatuur toepassingen kunnen energie opslaan gaande van minuten tot maanden, de koude toepassingen eerder van minuten tot dagen (Chen et al., 2009). De verdere analyse heeft daarom betrekking op hoge temperatuur energieopslag.

Mechanisme

Bij verhoogde vraag aan elektriciteit wordt de warmte/koude omgezet tot elektriciteit via warmtemotoren.

Figuur 9. Warmte opslag met zonnetoren



Specificaties

Deze uiteenlopende types zorgen ervoor dat de efficiëntie sterk varieert naar gelang de centrale. Het is daarom uitermate belangrijk het juiste medium te kiezen waarin de energie wordt opgeslagen (Kuravi, Trahan, Goswami, Rahman, Stefanakos, 2013). Maar over het algemeen zal men om een hogere efficiëntie te bereiken, hogere temperaturen vereisen. De efficiëntie bij warmte opslag is hoog wanneer er geen initiële omzetting van elektriciteit naar energie is gebeurd, maar hitte onmiddellijk wordt geëxtraheerd zoals in figuur 9 (Madaeni, Sioshansi, Denholm, 2012). Van zodra je warmtemotoren voorafgaandelijk gaat combineren met verwarmingssystemen, daalt de efficiëntie tot 30 a 60% (Chen et al., 2009).

Toepassingen

Warmteopslag kan zowel in bulktoepassingen voor een langere periode worden gebruikt als voor gridstabilisatie. Het systeem kan bijvoorbeeld worden toegepast in de nabijheid van zonnepanelen, zo kan bij periodes van minder zon, de warmte worden gebruikt om elektriciteit te blijven produceren (Ferreira et al., 2013).

Voordeel

Thermische energieopslag kan makkelijk worden gekoppeld aan zonne-energie. De energie kan worden opgeslagen in het geval er later nood is aan elektriciteit, zoals wanneer de zon onder gaat of bij sterk bewolkte periodes. Bij een overmaat aan zon en dus warmte kan deze eveneens ook onmiddellijk worden gebruikt om de warmtemotoren aan te drijven en zo in te staan voor de conventionele energiebronnen om de zonnepanelen te ondersteunen (Madaeni et al., 2012).

Nadeel

Men moet rekening houden met een aantal gevolgen van de temperatuurverschillen zoals vervuiling van grondwater (Bonte, Stuyfzand, Hulsmann, Van Beelen, 2011). Verder kent de opslag een zeer lage efficiëntie wanneer het van elektriciteit naar warmte en omgekeerd wordt omgezet.

Ontwikkelingspotentieel

Er zijn een aantal grootschalige projecten in ontwikkeling, vaak vergezeld met een zonne-energie elektriciteitscentrale (DOE, 2015). De technologie neigt steeds meer naar de hoge temperatuur toepassingen en zo ook onderzoek en ontwikkeling (Kuravi et al., 2013).

3.5.1.1. Praktijkvoorbeelden







Er zijn wereldwijd 188 projecten lopende die gebruik maken van thermische energieopslag zowel koud als warm, samen hebben ze een capaciteit van 3391 MW, ofwel 1,8% van de totale energieopslag. De grootste bevindt zich in de VS en genereert tot 280 MW. Ze wordt ingezet om variabiliteit veroorzaakt door HEB en voornamelijk gedurende bewolkte periodes en in de avond op te vangen. Dit is een voorbeeld van een elektriciteitscentrale die warmte opslaat in gesmolten zout om later een motor aan te drijven (Abengoa Solar, 2015). De resterende projecten zijn 50 MW of lager. Het zuiderse klimaat en hoge efficiëntie zijn niet te vergelijken met hoe ze in België zullen presteren. In Duitsland loopt een proefproject, de Jülich zonnetoren, waar 2000 spiegels meedraaien met de zon en deze projecteren op de toren. Deze verwarmt de lucht aanwezig in de toren tot 700 graden Celsius, wat vervolgens wordt gebruikt om een generator aan te drijven en energie op te slaan.





Deze toepassing wordt gebruikt voor het opvangen van de wijzigende HEB, voornamelijk wanneer de centrale sterker bewolkt is, ze heeft immers een beperkte capaciteit van 1.500 kW. Dit vereist een ondergrondse opslagplaats en een 8 hectare groot veld om de spiegels te plaatsen. De producenten zien nu de commercialisatie van het project in het zuiden van Europa en het noorden van Afrika (DLR, 2009). Zo is duidelijk ondanks deze technologieën een lage efficiëntie kennen in België a.d.h.v. deze laatste ontwikkelingen het toch kan renderen.

3.6. Overzicht technologieën

Tabel 2 geeft een overzicht van alle technologieën samen, daarbij worden alle kenmerken van de technologie opgesomd die een invloed gaan hebben op de productiebeslissing van de producent.

Tabel 2. Algemene vergelijking technologieën

Opslag-technologie	Opslag-capaciteit	Efficiëntie	Reageer-tijd	Energie-densiteit (Wh/kg)	Zelf-ontladings g	Levens-duur	Cyclussen	Opslagtijd	Kapitaal-kost €/KW	Maturiteits-graad	Milieu-impact	Praktijk-voorbeelden	Foto
Hydro-elektriciteit	0,1 - 5.000 MW	65 - 80 %	Sec - min	0,5 - 1,5	0	50 - 100	12.000 – 30.000 en hoger	Uren tot maanden	470€ - 2170€ /KW	Mature	Negatief - ingrijpende veranderingen landschap	Coo-Trois-Pont (België). Opslagcapaciteit: 1.164 MW	
Energiedonut	15 - 400 MW	77%	Sec - min	0.5 - 1.5				Uren tot maanden	3 miljoen €/KW	Ontwikkeling	Negatief - ingrijpende veranderingen landschap	Zeebrugge (België). Proefproject: 15 MW opslagcapaciteit. Grootschalig project: 400 MW opslagcapaciteit	
Perslucht energieopslag	50 - 400 MW	85 - 90%	10 - 12 min	30 – 60	0	20 - 40	300.000	Uren tot maanden	319 - 638	Commercieel	Negatief - ingrijpende veranderingen landschap	Kraftwerk te Huntorf (Duitsland). Opslagcapaciteit 290 MW	
Super-capacitor	50 - 100 KW	90 - 95 %	Sec - min	2,5 – 15	20 - 40%	>20	>100.000	Seconden tot uren	80 - 239	Prototype	Klein	Endesa (Canarische eilanden). Opslagcapaciteit 4 MW	
Vliegwheels	0.25 MW	Dag 1: 95.00%, dag 2: 45%	Ms – sec	10 – 30	100%	> 20	100.000	Seconden tot minuten	200 - 279	Prototype	Klein	EFDA JET Fusion Flywheel (VK). Opslagcapaciteit 400 MW.	
SMES	0.1 – 10 MW	98%	Ms	0,5 - 5	10 - 15%	20	>100.000	Minuten tot uren	160 - 239	Prototype	Negatief - magnetisch veld	Munchen (Duitsland). opslagcapaciteit 1.36 MJ (0.38 kwh)	

Opslag-technologie	Opslag-capaciteit	Efficiëntie	Reageer-tijd	Energie-densiteit (Wh/kg)	Energie-verlies	Levens-duur	Cyclussen	Opslagtijd	Kapitaal kost €/KW	Maturiteits-graad	Milieu-impact	Praktijk-voorbeelden	Foto
Loodzuur batterij	0.0001 – 50 MW	70 – 90 %	Ms	30 - 50	0,033-0,3%	5 – 15	500 – 1000	Minuten tot dagen	239 - 478	Mature	Negatief - Toxische stoffen	Duke elektriciteitscentrale in Texas (VS). Opslagcapaciteit: 36 MW	
Vanadium Redox	30 kW – 3 MW	75 - 85%	Ms – 10 uur	11.232	Klein	5 – 10	>12.000	Uren tot maanden	524 - 1.310,27	Ontwikkeling	Negatief - Toxische stoffen	GuoDian LongYuan windmolenpark met VFB (China). Opslagcapaciteit: 5 MW	
Waterstof	1 KW - 50 MW	40 – 60 %	Ms - min	5 - 500	0,20%	>15	>1.000	Uren tot maanden	>8.033	Ontwikkeling	Klein	Falkenhagen (Duitsland). Opslagcapaciteit: 1 MW	
Thermisch (hoge temperaturen)	0 – 60 MW	30 - 60%	1 uur – 24 uur	80 – 200	0,5 - 1%	5 – 15	2.000 – 14.000	Minuten tot dagen	174,7 - 262,05	Commercieel	Negatief - Watervervuiling	Abengoa te Arizona (VS). Opslagcapaciteit: 280 MW	

(Chen et al., 2009; Ferreira et al., 2013; Kousksou et al., 2014).

4. Belgische elektriciteitsmarkt

Er wordt een analyse gemaakt van een aantal aspecten in de elektriciteitsmarkt die bepalend zijn voor energieopslag. Dit is onder andere de liberalisering van de markt en de daar uitvloeiende elektriciteitsketen, de wijzigende energiemix en de huidige elektriciteitschaarste.

4.1. Liberalisering van de markt

De Belgische staat wordt gedreven door een gedereguleerde elektriciteitsmarkt. Tot 20 jaar geleden was hiervan nog geen sprake. De Europese richtlijnen werden toegepast in België via wetswijzigingen in 1999 en 2005. Dit betekende een einde aan de monopolistisch verticaal georganiseerde elektriciteitsmarkt en een stap richting competitie en verhoogde kwaliteit voor de consument. Dit is belangrijk voor opslag technologieën omdat deze ook tot de private eigendom behoren en hun diensten worden verkocht op de markt (Kloess & Zach, 2014). De liberalisering van de Belgische markt heeft tot een strikte onderverdeling geleid in de productie, transmissie en distributie van elektriciteit. Zo kan een partij slechts 1 activiteit uit de keten beoefenen. De energieopslag kan worden gebruikt zowel door de producenten/generatoren, netwerkoperatoren als de eindconsument.

- 1) Productie: producenten/generatoren staan in voor de productie van elektriciteit. Ze staan ook bekend als evenwichtsverantwoordelijken. ze zijn wettelijk verplicht hun klanten de contractueel overeengekomen elektriciteit te voorzien. Men dient dagelijks voor een gegeven tijdstip aan te geven hoeveel elektriciteit men de volgende dag zal leveren. De voorspelling is nooit perfect, maar geaggregeerd volgen ze wel de vraag. Een aantal grote leveranciers in het Belgisch elektriciteitsnet zijn Electrabel, EDF Luminus, Eneco en Lampiris (Elia, 2014b).

Energieopslag wordt door de producenten, mogelijks in bezit van HEB, ingezet voor competitieve doeleinden. Het finale doel is prijsarbitrage. Hun inkomen en dus aangeboden diensten worden gebaseerd op de marktprijs (Anuta et al., 2014).

- 2) Transmissie: de elektriciteit wordt onder leiding van de transmissie systeem operator over lange afstanden via de hoogspanningsnetwerken verdeeld doorheen het land naar de aanwezige toegangspunten. De Belgische transmissie systeem operator Elia, is de netbeheerder die zorgt voor een constant evenwicht tussen de productie en consumptie van elektriciteit. Het doet beroep op zowel het Belgisch hoogspanningsnetwerk als import en export met buurlanden, voornamelijk uit Frankrijk (Elia, 2014b).
Bij onderproductie wordt de TSO verantwoordelijk gesteld. De vergoeding voor hun diensten komt onder netwerkkosten op de eindfactuur te staan.

Energieopslag betekent in dit geval het ondersteunen en verbeteren van de aangeboden transmissiediensten. Welke ze gebruiken zal afhankelijk zijn van de Belgische regelgeving (Anuta et al., 2014).

- 3) Distributie: de distributie systeem operator gaat op elk toegangspunt de elektriciteit via de grid verder lokaal verdelen naar KMO's, instellingen en particulieren. De Belgische DSO's zijn onder meer Eandis, Sibelga, Infrac en Ores (Elia, 2014b).

Energieopslag heeft hier dezelfde doelstelling als bij de TSO. Energieopslagcapaciteit werkt eerder ter ondersteuning en het verbeteren van hun aangeboden distributiediensten. Opnieuw zal het gebruik van opslag technologieën afhankelijk zijn van de Belgische regelgeving (Anuta et al., 2014).

- 4) Security of supply: de producenten zijn verantwoordelijk voor het aanbod, maar het gehele energiebevoorradsingsbeleid wordt gehandhaafd door de federale overheid (Elia, 2014b).

Er is tot op heden geen specifieke regelgeving voor het opslaan van elektriciteit binnen de Belgische overheid (Europese Commissie, 2013). Tabel 3 geeft een overzicht van de regelgeving rond energieopslag in andere EU landen.

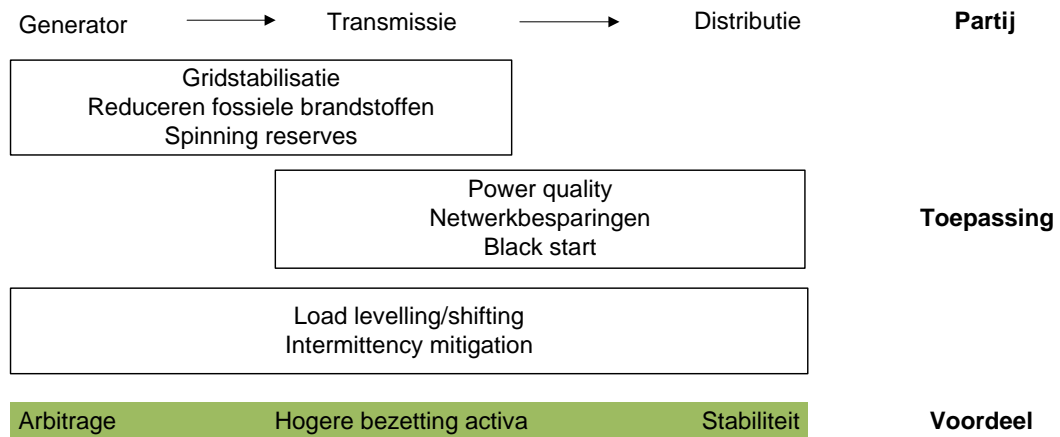
Tabel 3. Regelgeving energieopslag: EU landen

Land	Regulering
België	Nee
Denemarken	Ja, de regelgeving werkt indirect discriminerend. Energieopslag wordt als consumptie beschouwd, wat extra belastingen betekent.
Duitsland	Ja, de regulering vermeldt telkens energieopslag maar legt geen specifieke vereisten op. Energieopslag wordt vrijgesteld voor het betalen van netwerkvergoedingen. Energieopslag die HEB opslaan krijgen de vergoeding toegekend aan het opwekken van HEB. Ondersteuning van warmteopslag.
Frankrijk	Nee
Hongarije	Nee
Ierland	Nee
Italië	Nee
Nederland	Nee
Noorwegen	Nee, wel teruglevertarieven voor zowel de producent als consument voor energieopslag
Oostenrijk	Nee
Polen	Ja, energieopslag is opgenomen in de wetgeving. Er is geen extra ondersteuning of regelgeving. Er wordt alleen verwacht dat de opslagcapaciteit op de juiste manier wordt geboekt.
Slovakije	Ja. Energieopslag kent geen speciale regelgeving, maar hydro opslag krijgt voorrang door een ander tarief voor de grid.
Spanje	Nee
Tsjechië	Nee
Verenigd Koninkrijk	Nee

(Europese Commissie, 2013).

Figuur 10 geeft de toepassingen van de verschillende energieopslag technologieën die door elk van de partijen uit de keten kunnen worden uitgevoerd.

Figuur 10. Toepassingen van energieopslag technologieën



4.2. Prijsvorming voor elektriciteit

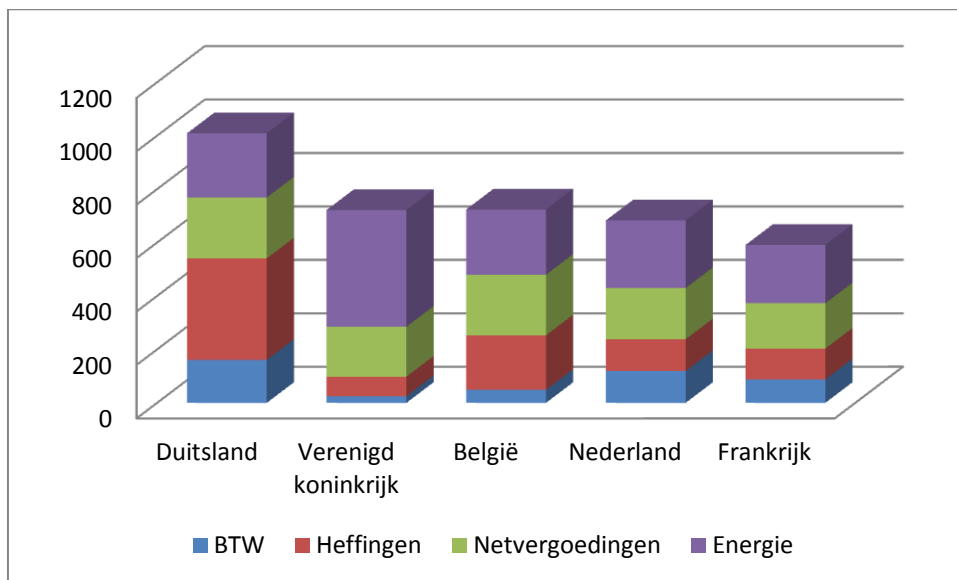
De uiteindelijke verkoopprijs van elektriciteit zoals op de eindfactuur toegerekend aan de consument bestaat uit de elektriciteitskosten, netwerkkosten en belastingen. De vergoeding voor opslagcapaciteiten zal invloed hebben op elk van de onderdelen.

- 1) *De energieprijs* bestaat uit de productiekostprijs met daarop de door leverancier vastgelegde winstmarge. De producenten dienen tegemoet te komen aan hun evenwichtsverplichting. Zo niet is er sprake van een onevenwicht en wordt er gebruik gemaakt van de onevenwichtsprijs. Elia maakt gebruik van een enkelvoudige onevenwichtsprijs. Slechts één prijs wordt gehanteerd voor zowel positieve als negatieve onevenwichten (Elia, 2014b). De energieprijs wordt door producenten beïnvloedt vanwege het gebruik van de opslagcapaciteit voor energiearbitrage.
- 2) *De transmissietarieven* worden bepaald door Elia en bestaan uit de kosten voor het gebruik en aansluiting op het transmissienet en ondersteunende diensten. Potentieel gebruik van opslagcapaciteiten voor gridstabilisatie zal hier door Elia worden doorgerekend.

- 3) *De distributietarieven* worden bepaald door de bevoegde DSO's en bestaan net als het transmissietarief uit de kosten voor het gebruik en de aansluiting op de distributienetten, net als voor het gebruik van ondersteunende diensten. Potentieel gebruik van opslagcapaciteiten voor gridstabilisatie zoals power quality zal hier door de TSO worden doorgerekend.
- 4) Daarop zijn er nog *belastingen en extra bedragen* te betalen door de eindconsument. Deze worden toegevoegd aan de schatkist en worden onder andere gebruikt voor groene stroom certificaten (Belgische overheid, 2014a). De heffingen en BTW zullen worden aangepast voor bijvoorbeeld een subsidie of groenestroomcertificaat voor energieopslag.

De samenstelling van de verkoopprijs voor residentiële klanten is voor België en zijn buurlanden verschillend. Zo zien we in België een relatief kleiner aandeel heffingen en BTW dan in Duitsland. Duitsland werkt voornamelijk met teruglevertarieven die onder andere wordt gebruikt voor de subsidie van energieopslag. België zet ook meer in op netvergoedingen dan andere landen.

Grafiek 4. Samenstelling residentiële elektriciteitsprijs



4.3. Belpex

De diensten aangeboden door de opslagcapaciteiten zullen worden verhandeld op de Belgische markt. Belpex is de Belgische energiebeurs voor het verhandelen van elektriciteit aangeboden op korte termijn. Deze is in 2006 geïntroduceerd als reactie op de liberalisering van de elektriciteitsmarkt. De markt bestaat uit drie deelmarkten.

De eerste Belpex markt is de *day ahead market* (DAM) en is gekoppeld aan de APX in Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Het biedt de mogelijkheid een set van gestandaardiseerde producten aan te kopen die de dag erop door Elia worden aangeleverd. Dit geldt voor zowel producenten, distributeurs, industriële groepen, handelaren als makelaars.

De tweede markt is de *continue intraday market* (CIM) die eveneens is gekoppeld aan de APX in Nederland en de Nord Pool Spot in Scandinavië. De gestandaardiseerde producten worden in dit geval tot 5 minuten voor de levering aangekocht (Belpex, 2014).

De laatste Belpex markt is de *strategische reserve markt* en is voorbehouden voor het in werking stellen van de strategische reserve van Elia (Belpex, 2014).

Even belangrijk is de EPEX Spot, de European power exchange, wat elektriciteit verhandelt tussen Duitsland, Frankrijk, Oostenrijk en Zwitserland.

4.4. Belgische vraag & aanbod

Opslagcapaciteit zal een belangrijke rol spelen in het afstemmen van vraag en aanbod. Belangrijk is hoe de vraag wordt verwacht te evolueren en hoe het aanbod van elektriciteit wordt samengesteld en zal wijzigen in de toekomst.

4.4.1. Vraag

De crisis in 2008 zorgde voor een daling in de elektriciteitsvraag. Volgens Eurostat wordt nu evenveel energie geconsumeerd als voor het jaar 2000 (Eurostat, 2014a). De vraag is echter of deze daling al dan niet structureel is. De Belgische overheid publiceerde in 2015 'De prospectieve studie elektriciteit tegen 2030' met daarin ramingen over de evoluerende vraag, de economische activiteit en de Belgische bevolking zijn volgens hen bepalend in het toekomstig energieverbruik. De overheid voorspelt op jaarbasis een gemiddelde stijging van de bevolking met 0,4% tot 2030. Ook wordt er een stijging van 2% voor de Belgische economie verwacht en dit voornamelijk in de chemische en metaalverwerkende nijverheid.

Dit alles zou leiden tot een jaarlijkse stijging met 0,76% tussen 2010 en 2030. Wat de vraag van 90,4 TWh in 2010 laat stijgen tot 105,1 TWh in 2030 (Belgische overheid, 2015). Alleen houdt de Belgische overheid hier geen rekening met de efficiëntiedoelstellingen die er voor zorgen dat bijvoorbeeld huishoudapparaten minder elektriciteit gaan verbruiken. Stel dat toekomstige energieconsumptie toch zal dalen zal de vraag in grotere mate worden beantwoord door de HEB. Dan volgt er een afstemming met aanbod op kleinere schaal wat de coördinatie zou moeten vergemakkelijken aangezien de vraag naar constante toevoer in grote getallen verdwijnt. Tegelijk zal er wel grotere variabiliteit ontstaan (Europese Commissie, 2009).

4.4.2. Aanbod

Binnen dezelfde studie geeft de overheid ook aan hoe de vraag zal worden opgevangen. In dit document waarborgt zij de bevoorradingszekerheid tijdens de komende 15 jaar. De energiemix die de overheid aanreikt bestaat enerzijds uit de productie van elektriciteit en anderzijds voor een groot deel uit invoer (Belgische overheid, 2015).

4.4.2.1. Belgische productie

De Belgische elektriciteitsproductie zal een aantal sterke veranderingen ondergaan naar aanleiding van de stijgende HEB, decarbonisatie en de nucleaire uitstap.

Kernenergie

De kernuitstap zal grote impact hebben op de elektriciteitsproductie in het land. Momenteel genereren de 7 centrales samen 5.927 MW. Dit bedraagt ongeveer de helft van de dagelijkse load, wat kan worden geschat op maximaal 12.000 MW op een weekdag. In 2003 werden sluitingsdata wettelijk vastgelegd bij elk van hen zoals weergegeven in tabel 4. De laatste sluiting is gepland voor 2025. Deze regelgeving werd later herzien om Tihange 1 de kans te geven langer open te blijven als gevolg van het toenmalig Plan Wathélet¹. Deze voorzag wel nog steeds in de sluiting van Doel 1 en 2.

¹ Het plan Wathélet opteert voor 1) Verbetering van de rendabiliteit van bestaande elektriciteitscentrales om zo hun stillegging te voorkomen 2) Een openbare aanbesteding voor 800 MW aan nieuwe gasgestookte eenheden 3) Een verlenging met 10 jaar van de levensduur van de nucleaire centrale Tihange 1 4) De aanleg van een strategische reserve 5) Verhoging van de interconnectiecapaciteit 5) Verbetering van de vraagzijdebeheer (Elia, 2014a).

Tabel 4. Overzicht kerncentrales

Kerncentrale	Capaciteit (MW)	Sluitingsdatum Wet 2003	Huidige status
Doel 1	433	15 februari 2015	Operationeel
Doel 2	433	1 december 2015	Operationeel
Doel 3	1.006	1 oktober 2022	Gesloten
Doel 4	1.039	1 juli 2025	Operationeel
Tihange 1	962	1 oktober 2015	Operationeel
Tihange 2	1.008	1 februari 2023	Gesloten
Tihange 3	1.046	1 augustus 2025	Operationeel

(Electrabel, 2015; Wet 2003).

Intussen zijn de kerncentrales Tihange 2 en Doel 3 gesloten vanwege scheurtjes in de kernreactor. Met de buiten werking gestelde reactoren wordt de elektriciteitsopwekking uit kernenergie teruggebracht tot 3913 MW. De huidige regering heeft inmiddels een nieuwe wetswijziging aangekondigd waarin Doel 1 en 2 tien jaar langer open blijven en zo tot 2025 operationeel blijven (De Morgen, 2014). Hierdoor zullen alle kerncentrales in België nog tot 2022 open blijven. Er wordt verwacht dat de 2 buiten werking gestelde reactoren opnieuw worden ingezet op de elektriciteitsmarkt. Hiermee blaast België nucleaire energie een nieuw leven in. De uitgeschakelde reactoren worden momenteel gedeeltelijk opgevangen door stoom-en gascentrales in België. Ook is er meer invoer, maar wordt deze beperkt door de huidige infrastructuur die tot maximaal 3.500 MW aan elektriciteit kan dragen (De standaard, 2014). Opvallend is dat ondanks de strategische doelstellingen die zijn uiteengezet en er een eerste leidraad is voor de uitwerking naar een nieuwe energiemix (plan Wathélet & prospectieve studies) de overheid hier geen rekening mee lijkt te houden. De lange termijnvisie blijkt te verwateren en er worden beslissingen gemaakt op korte termijn.

Hernieuwbare energiebronnen

De HEB zijn reeds sterk gestegen zoals aangereikt in het eerste deel *hernieuwbare energiebronnen in België*. In het klimaatpakket heeft het land er zich toe verbonden om 13% van het finale energieverbruik in 2020 te leveren met HEB. Dit percentage wordt hoogst waarschijnlijk overschreden tot 24%. Daarbij stelt de overheid dat dit aandeel stijgt los van de kernuitstap (Belgische overheid, 2015). De energiesector heeft zichzelf opgelegd om 1.500 MW te genereren uit windenergie en 4300 MW te behalen met zonne-energie in 2020 (ODE, 2014). In 2030 zal bijna 50% van de energie worden gegenereerd door HEB zoals in grafiek 7 weergegeven. Tabel 5 toont aan hoe dit zich concreet vertaalt in aangeleverde energie in 2030.

Tabel 5. Hernieuwbare energiebronnen in 2030 volgens Belgische overheid

Hernieuwbare energiebronnen in 2030	
Waterkrachtcentrales	0,1
On shore windmolens	3,4
Of shore windmolens	2,9
Fotovoltaïsche zonne-energie	1,9
Biomassa	1,9

(Belgische overheid, 2015).

Kool

De overheid wil een energiemix in 2030 zonder koolcentrales. Wat betekent dat tot dan er 0,9 GW ofwel 6,2% van de totale elektriciteitsproductie moet worden vervangen door een milieuvriendelijk alternatief. De overheid weigerde in 2011 nog een milieu vergunning aan een Antwerpse koolcentrale en er wordt verwacht dat er geen steenkoolcentrales worden bijgebouwd (De Tijd, 2011). Maar het ziet er niet naar uit dat huidige centrales worden gesloten de komende jaren door de lage steenkoolprijzen. Voor producenten is het belangrijk een raming te maken van toekomstige fossiele brandstofprijzen. De Belgische overheid schat deze als volgt

Tabel 6. Olie-, gas- en koolprijzen (€ / vat olie-equivalent)

	2015	2020	2025	2030
Ruwe olie	80,5	88,4	101,6	105,9
Aardgas	49,5	62,1	74,6	76,6
Steenkool	24,5	28,7	32,5	32,8

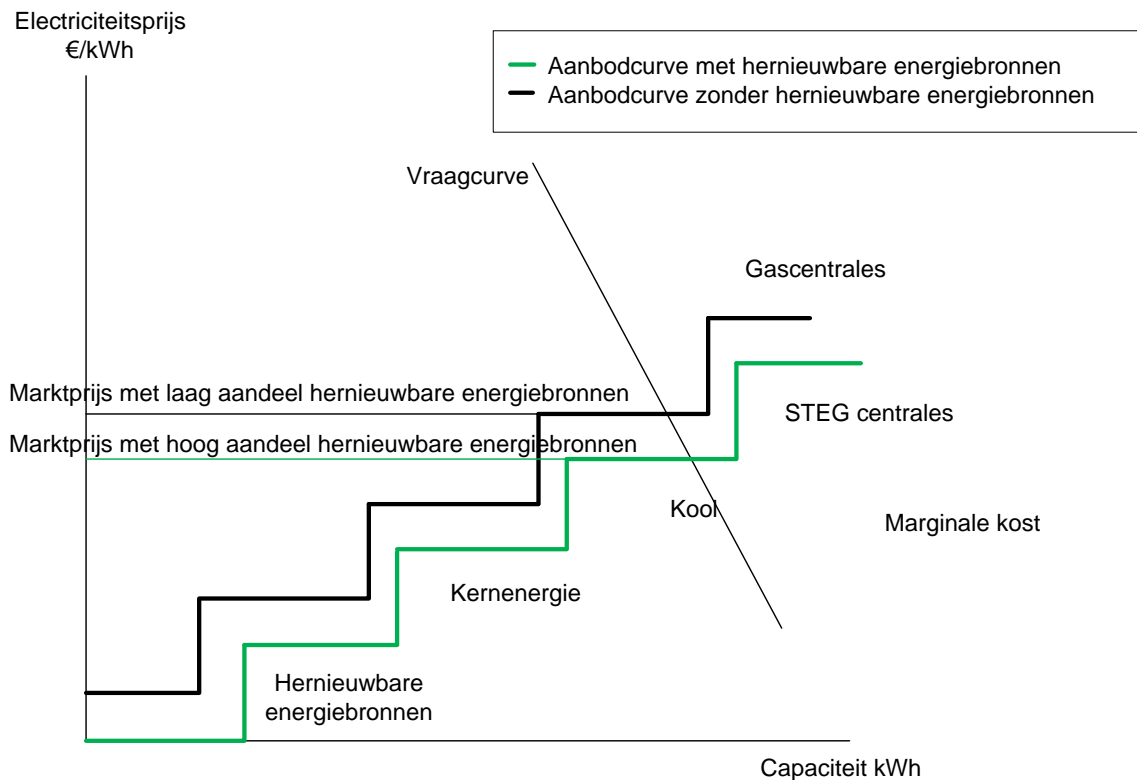
(Belgische overheid, 2015).

Opvallend is een verdubbeling van aardgasprijzen, en de matige stijging van zowel olie als steenkool. Deze bieden geen stimulans voor producenten om over te stappen naar een andere energievorm. De enige stimulans om deze energiebron te verlaten is het emissiehandelssysteem. Alleen heeft deze de voorbije jaren niet optimaal gewerkt. De invloed hiervan op de energiemix en energieopslag wordt later besproken.

Gascentrales (STEG-centrales)

De overheid wenst gas de primaire energiebron te maken in 2030. Ze vormt een ideale combinatie met HEB vanwege een korte opstarttijd en snelle aanpassing aan het gewenste vermogen. Echter beslist de markt hier anders over en zijn er momenteel reeds een aantal gascentrales inactief. De T-Power plant in Tessenderloo bestaat slechts 4 jaar, is goed voor 425 MW en is uiterst efficiënt. Toch is de centrale buiten werking gesteld (T-Power, 2015). De oorzaak hiervan is het 'merit order' effect van de HEB.

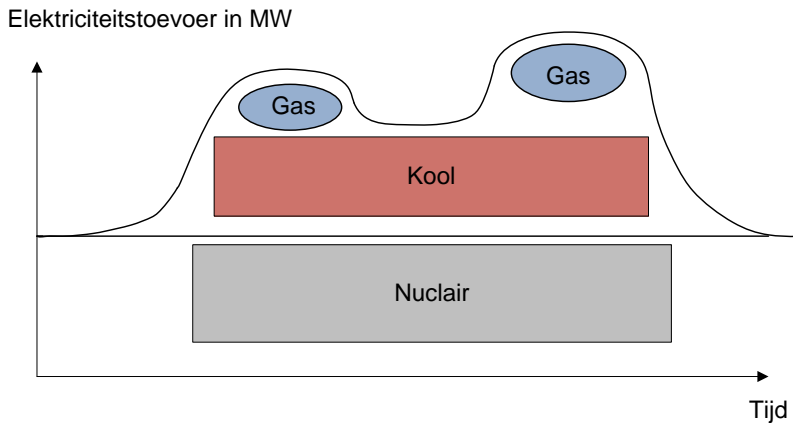
Grafiek 5. Het 'merit order' effect van hernieuwbare energiebronnen



Het merit order effect van HEB kan worden voorgesteld door grafiek 5. De aanbodcurve toont aan uit welke opwekking technologieën het elektriciteitsaanbod bestaat gerangschikt volgens marginale kost. Onderaan bevinden zich de HEB, vermits de marginale kosten gelijk zijn aan 0. Bovenaan bevinden zich de gasturbines, de duurste technologie. Het snijpunt met de vraagcurve bepaalt de marktprijs en geeft ons meteen welke technologie deze zal bepalen, in dit geval kool. Alle technologieën onder het snijpunt worden ingezet, deze erboven worden niet ingezet. Wanneer verwacht wordt dat de hernieuwbare energieën optimaal renderen zoals bij goed weer of stevige wind, verschuift de aanbodcurve naar rechts wat de gascentrales nog minder interessant maakt. Een stijgende vraag zou de gascentrales toch in de markt kunnen houden, iets wat de Belgische overheid ook voorspelt aan de hand van een stijgende bevolking en economie. Maar anderen voorspellen juist een daling van de elektriciteitsvraag, die de gascentrales nog oninteressanter maakt (Clean Energy Wire, 2015a). België zet voornamelijk in op gas-stoomturbines die zowel gebruik maakt van gas als hitte, de zogehete STEG-centrales, wat staat voor stoom-elektriciteit gascentrales. Deze zijn competitiever dan de gewone gascentrales, maar duurder dan kool. De overheid verwacht in 2030 11 GW aan aardgascentrales, voornamelijk STEG centrales waarvan het merendeel operationeel wordt in 2010-2020 (Belgische overheid, 2015).

Het plan Wathélet voorziet hier een aanbesteding voor 800 MW, waar de Europese Commissie zelf niet achter staat omdat het bestaande centrales zou benadelen (Knack, 2015a). Momenteel kan de opvulling van de vraag als volgt worden voorgesteld

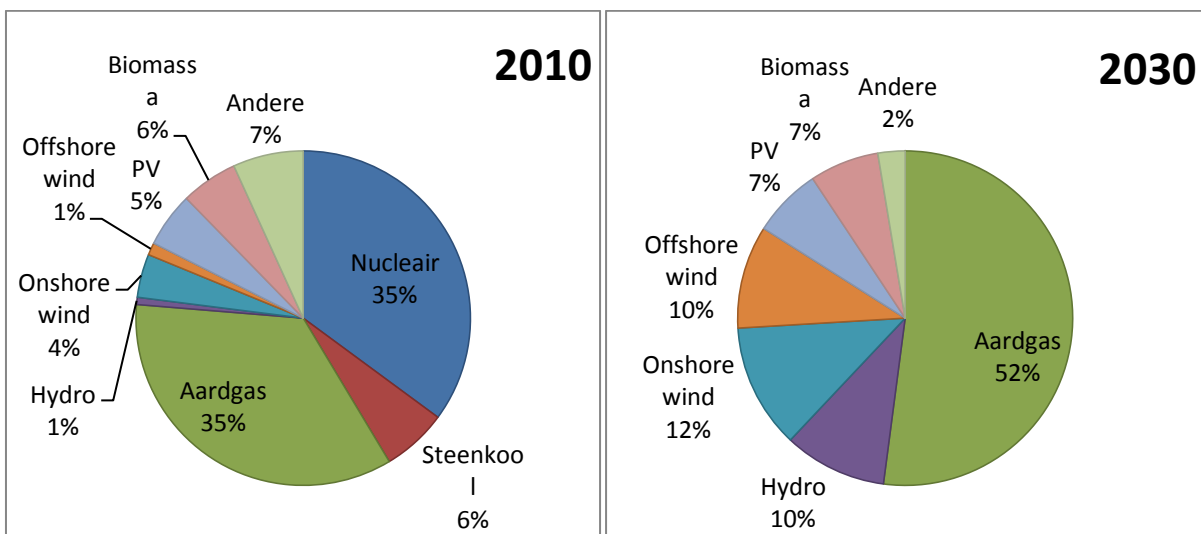
Grafiek 6. Opwekkingstechnologie gebruikt voor het voldoen van de dagelijkse vraag



Toekomstige energiemix

De toekomstige energiemix wordt voornamelijk gekenmerkt door een nucleaire uitstap en sluiting van de koolcentrales. De overheid voorziet hier 20 GW aan investeringen, 80% daarvan is bestemd als vervangingsinvesteringen, vermits een groot aantal activa in België reeds verouderd zijn.

Grafiek 7. Huidige en toekomstige energiemix



Andere = afgeleide gassen en olieproducten

4.4.2.2. Invoer

België is netto-invoerder van elektriciteit, uitzonderlijk is de netto-uitvoerder zoals in 2009 gedurende de financiële crisis door een daling van de vraag. In haar prospecties maakt de overheid de veronderstelling dat de netto elektriciteitsinvoer constant blijft en gelijk is aan 5,8 TWh. De ingevoerde elektriciteit zou overeenstemmen met 6% van de behoefte aan elektrische energie in 2020 en 5% in 2030 (Belgische overheid, 2015). Elia investeert jaarlijks in het uitbreiden van de elektriciteitsnetten, mits subsidies van de Europese Unie (Europese Commissie, 2014c).

4.5. Afstemming vraag en aanbod

Bij het vastleggen van de vereiste elektriciteitsproductie moet er rekening worden gehouden met de reservemarge. Deze is gelijk aan de verhouding tussen de gegarandeerd beschikbare capaciteit en de piekvraag. Voor het systeem om betrouwbaar te zijn moet de marge boven de 5% zijn. Echter kunnen we voorzichtig afleiden dat vanwege de uitblijvende kernuitstap, de hoge gasprijzen in de toekomst, terugtrekken van subsidies in HEB, geen subsidies voor opslagcapaciteiten en een lage energieprijis de private investeringen zullen uitblijven en België deze reservemarge niet behaalt.

4.5.1. Elektriciteitsschaarste

Niet alleen in de toekomst zal de reservemarge niet worden behaald, ook op heden is dit reeds het geval. Na een aantal incidenten en structurele wijzigingen in de markt is er een dreigend stroomtekort voor België tijdens de winterperiode en voornamelijk gedurende de piekuren vanaf 17u00 tot 20u00 (Elia, 2014b).

Twee kerncentrales werden onverwachts stilgelegd en tegelijk leiden de zonnepanelen niet tot een sterke stijging in productie gedurende de winterdagen gezien deze alleen kunnen renderen van 9 uur tot 17 uur. Wanneer men een strenge winter kent is er eveneens minder wind en zal windenergie ook beperkt zijn. Deze factoren maken dat België in de winter voornamelijk afhankelijk zal zijn van zijn import aan elektriciteit, voornamelijk uit Frankrijk. Dit fenomeen doet zich niet enkel voor in België, maar ook in andere landen waar de komst van een strenge winter import laat stijgen en er een geheel tekort aan energie plaatsvindt.

4.5.2. Strategisch reserve

Als gevolg van de crisis was er een daling in de elektriciteitsprijs wat zorgde voor dalende rendabiliteit van de elektriciteitscentrales. Voornamelijk gascentrales werden getroffen die ook al minder competitief zijn vanwege de HEB. Het buiten gebruik stellen van de gascentrales loopt gelijk met de potentiële stroomtekorten vanwege de kernuitstap.

Privéproducenten blijven aanhouden dat de gascentrales onvoldoende rendabel zijn. Maart 2014, kwam een antwoord vanuit de Belgische overheid op het stroomtekort door middel van een hervorming van de huidige wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (Wet, 2014). De overheid verplichtte Elia om een strategische reserve aan te leggen. Dit betekent dat de centrales die tijdelijk of definitief werden stilgelegd worden verplicht elektriciteit te genereren gedurende de piekperiodes (Belgische overheid, 2014b). Dit zal niet leiden tot significante marktnevenwichten, want deze worden alleen geactiveerd wanneer alle andere opties reeds operationeel zijn.

4.5.3. Het onevenwichtstarief

Elia heeft ook actie ondernomen tegen de stroomtekorten in het geval de strategische reserve reeds werd ingezet. De producenten die niet kunnen instaan voor het leveren van de vereiste elektriciteit dienen een onevenwichtstarief van 4500€/MWh te betalen. Omgekeerd, producenten die over een overschot beschikken ontvangen 4500€/MWh. Elia hoopt zo de markt te stimuleren om elke mogelijke actie te ondernemen aangezien de prijs op de Belpex beurs maximaal oploopt tot 3.000€/MWh (Elia, 2014a).

4.5.4. Het schaarsteplan

De laatste toevlucht die er voor de overheid nog resteert, is het onderbreken van de stroom voor een aantal verbruikers in dezelfde regio. Eandis reikte een lijst van landelijke gebieden die elk deel uitmaken van een schijf van 500 MW en elk om beurt zullen worden afgesneden bij stroomtekorten (Eandis, 2014).

4.6. Kritiek op de energiemix

België is niet voorbereid op de sluiting van een aantal kerncentrales ondanks in de wet vastgelegd in 2003. Er wordt telkens beslist om een aantal centrales langer open te houden en nu 2 reactoren noodgedwongen moeten sluiten, kampt het land met tekorten. Er wordt verweten dat zowel Electrabel en SPE de sluiting hinderen omdat deze gestuurd worden door hun Parijse moederbedrijven. Frankrijk staat bekend als voorstander van nucleaire energie (Verbruggen, 2014). Politieke partij Groen beschuldigt Electrabel ervan de kerncentrales langer gesloten te houden om schaarste op de markt te creëren en zo de elektriciteitsprijzen op te drijven (De Redactie, 2015).

Ondanks de opgegeven doemscenario's is de winter van 2015 vlot verlopen. België bleef gespaard van een koude winter en de zon scheen in overvloed. Maar er is verder nog niets veranderd, er staat volgend jaar België waarschijnlijk hetzelfde scenario te wachten door een iets te gemakzuchtige overheid.

Maar voornamelijk moet er worden gewezen op risico's die het land loopt als het geen elektriciteit zal opslaan of tijdig kan uitvoeren in geval van overschot zoals schade aan een hoogspanningslijn. Ook is het onrealistisch gas als primaire energiebron te beschouwen vanwege de sterk stijgende gasprijzen en negatief advies van de Europese Unie op de subsidie van nieuwe gascentrales.

4.7. Toegevoegde waarde van opslagcapaciteit in de energiemix

De samenstelling van het aanbod is belangrijk om te bepalen welke plaats de opslagcapaciteiten zal innemen. Er is reeds het 'plan Wathélet' opgesteld dat opslagcapaciteiten in België vernoemt. Het wees er op dat de enige mogelijkheden voor Belgische opslagcapaciteiten hydro gericht zijn, meer bepaald deze in Coe en Plate-taille aangevuld met een hybride toepassing die de periodes van het terugpompen van het water kunnen aanvullen. In de nieuwe rapporten wordt er op dit plan verder opgebouwd, maar wordt er opnieuw geen concrete richting uitgewezen. Het adviseert de bestaande waterkrachtcentrales te versterken en meer onderzoek te voeren naar opslagtechnieken rond elektrische wagens en andere technieken. Volgens de Belgische overheid zijn andere potentiële technologieën gecomprimeerde lucht en waterstof. Deze hebben grotere O&O investeringen nodig om te kunnen worden ontwikkeld en een aantal moeten verder worden getest op grote schaal. De overheid benadrukt hier telkens de hoge kosten verbonden aan de opslagtechnieken (Gemix, 2012). De overheid maakt dan ook in 2015 de aanbeveling tot het lanceren van een nieuwe studie over de technische kenmerken en het Belgische ontwikkelingspotentieel van de technologieën tegen 2030 en 2050 (Belgische overheid, 2015).

Het lijkt er op dat de overheid energieopslag slechts gerealiseerd ziet op lange termijn en het vastberaden is een volledige nieuwe energiemix op te bouwen op basis van aardgas. Deze scriptie stelt dat men hernieuwbare energiebronnen als primaire energiebron dient te gebruiken en opslagcapaciteiten ter ondersteuning.

4.8. Uitdagingen voor energieopslag

De elektriciteitsopslag in België bestaat uit 2 waterkrachtcentrales, samen goed voor 1307 MW, wat beduidend klein is t.o.v. de wereldwijde opslagcapaciteit van 184.574 MW (DOE, 2015) De totaal opgeslagen energie t.o.v. de totale gegenereerde capaciteit in België is momenteel slechts 1% (Belgische overheid, 2015). Het gebruik van opslagcapaciteit wordt weerhouden door een aantal barrières: een gebrek aan praktijkvoorbeelden en ervaring, hoge technologiekosten, onzekerheid binnen de huidige markt waar deze werden opgesteld en hoe ze worden gereguleerd (Anuta et al., 2014).

- 1) **De conventionele energiesystemen** omvatten energiebronnen die gemakkelijk kunnen worden aangepast aan de vraag. Verder opereren deze in een sterk verbonden systeem waardoor de elektriciteit opgewekt in 1 gebied gemakkelijk kan worden gebruikt in een ander gebied (Divya & Ostergaard, 2009). In dit framework zullen energieopslag technieken op dezelfde markt moeten concurreren als de conventionele technologieën. Echter geeft opslag een aantal extra voordelen die anderen niet bieden maar worden ze tegelijk met de anderen beboet wanneer ze onvoldoende energie aanleveren (Anuta et al., 2014). De producent zal de voorkeur geven aan de goedkopere conventionele technieken en het overschot aan elektriciteit verloren laten gaan.
- 2) **De emissiehandel** in Europa probeert via de onderlinge aankoop en verkoop van uitstootrechten om de CO uitstoot kosteneffectief te reduceren. De bedrijven krijgen een limiet die ze maximaal kunnen uitstoten. Bij het overschrijden hiervan kunnen zij het overschrijdende gedeelte aankopen a.d.h.v. een emissierecht bij andere bedrijven die deze limiet niet overschrijden. Elk jaar moeten de bedrijven voldoende rechten indienen voor het dekken van hun uitstoot, anders betalen ze een stevige boete. Na de crisis in 2008 zijn er heel wat emissierechten in overaanbod wegens een algemene daling van de productie. De prijzen van de emissierechten zijn gekelderd waardoor de werking van de emissiehandel fel is verzwakt. De Europese Commissie heeft hervormingen aangekondigd rond het ETS zoals de zogenaamde back loading aanpak waarbij er 900 miljoen uitstootrechten worden weggehaald uit de markt en deze in een latere fase opnieuw worden geïntroduceerd (Europese Commissie, 2014b).
Producenten hebben al snel door dat het systeem zwak is en er in de toekomst opnieuw een daling wordt verwacht wanneer een groot deel van de emissierechten vrij komen. Opnieuw krijgen de sterk vervuilende technieken voorrang.
- 3) **Subsidies:** de opslagcapaciteit wordt in deze scriptie gebruikt voor het opvangen van de verhoogde variabiliteit in de grid die gepaard gaan met een hoger percentage onbetrouwbare HEB. Echter bestaan er momenteel in België nog geen subsidies voor opslagtechnologieën. Er is ook geen Europese subsidies voor een Belgisch project. De Europese Commissie focust zich immers voornamelijk op interconnectiviteit. Het zal daarbij opslagprojecten subsidiëren waarbij ze op zijn minst 2 lidstaten positief beïnvloeden, CO2 reduceren en concurrentie aanwakkeren. De projecten die ze momenteel overziet zijn 11 hydro-elektriciteit technologieën, 1 gecomprimeerde lucht energieopslag centrale in het Verenigd Koninkrijk en centrale vol batterijsystemen in Italië (Europese Commissie, 2014c). Daarnaast is er een beduidend hoge subsidie voor investeringen in **hernieuwbare energiebronnen** (Anuta et al., 2014).

Elke energietechnologie krijgt een ander teruglevertarief toegekend, onder de vorm van een belastingvermindering of een groenestroomcertificaat. In België wordt dit uitbetaald door de DSO, maar uiteindelijk wordt dit gefinancierd via de eindfactuur voor de consument. De marginale kost voor deze HEB is nul, wat producenten aanzet om te investeren in HEB en het overschot aan elektriciteit verloren laten gaan of injecteren in de grid en deze destabiliseren. Het is economisch oninteressant om in opslagtechnologieën te investeren. Inmiddels zijn de Belgische subsidies op HEB gedaald. Deze op zonnepanelen bij de consument zijn geschrapt, maar hier geniet de consument wel nog van een gratis nettoegang. Wanneer men overtollige elektriciteit op het net injecteert, daalt de meterstand en er dus een blijvende stimulans blijft tot het massaal inleggen van zonnepanelen zonder oog voor gevolgen voor de grid. Echter vanaf 1 juli voert DSO Eandis een prosumementarief in, 62,9 tot 83,99 euro per eenheid geïnstalleerd vermogen. In Vlaanderen zou dit 260 euro per gemiddeld gezin per jaar bedragen voor het gebruik van zonnepanelen (Eandis, 2015).

Daarnaast kan een groot vraagteken worden gesteld bij de subsidies op **fossiele brandstoffen**. Het IEA schatte in 2013 de wereldwijde subsidies van fossiele brandstoffen op 478,69 miljard euro en deze dalen alleen maar te wijten aan een gedaald elektriciteitsprijs, niet als gevolg van een veranderende strategische beslissing (IEA, 2015b). Voor België heeft het geen cijfers vrijgegeven maar volgens andere bronnen zijn deze bedragen nog steeds het dubbel van de subsidies in HEB (Knack, 2014).

In 2011 werd vrijgegeven dat België 1,48 miljard euro kon uitsparen, de voornaamste aanpassing was het schrappen van de brandstof belastingvermindering voor bepaalde industriële of professionele gebruiken van olie (IISD, 2012). Andere bronnen stellen dan weer dat het voornamelijk gaat om koolsubsidie (IMF, 2013). Hoe dan ook zal men blijven teruggrijpen naar fossiele brandstoffen als deze wordt gesubsidieerd en er geen stimulans bestaat voor de combinatie HEB + opslagcapaciteit.

- 4) Men verwacht in de toekomst een grotere eenheid in elektriciteitsmarkten, de zogenaamde **Europese supergrid**. Privatisatie heeft een positieve invloed op de wisselwerking tussen nationale markten (Torriti, 2014). Er zal meer elektriciteit tussen buurlanden worden verhandeld om black-outs en energieoverschotten te vermijden. Als gevolg wordt de markt verruimd met producenten die over veel grotere activa bezitten. Er ontstaan extra reservecapaciteiten die leiden tot een lagere kost voor de energieleveranciers (Torriti, 2014). Anno 2018 zullen er verbindingen komen tussen België en buurlanden Verenigd Koninkrijk en Duitsland, telkens met een capaciteit van 1.000 MW. Ook staan er tal van projecten met Luxemburg op het programma (Europese Commissie, 2014c).

Dit groter aantal connecties zal leiden tot minder incentives tot energieopslag door producenten in België (als kleine markt) en een verhoogde vraag naar elektriciteit uit buitenlandse markten met een uitgebreider elektriciteitssysteem.

- 5) Daling in het prijsverschil tussen piek- en daluren:** Het vervangen van elektriciteitsproductie gedurende de piekperiode door elektriciteitsopslag opgeladen gedurende de daluren zal de prijs van elektriciteit sterk beïnvloeden. De prijs van elektriciteit zal in de daluren stijgen en deze gedurende de piekperiode zal dalen. Hier worden twee tegengestelde bewegingen vastgesteld. Namelijk, windproductie die voornamelijk doorheen de nacht elektriciteit zal genereren, gaat in waarde stijgen. Echter zonne-energie die alleen overdag elektriciteit genereert zal in waarde dalen. Daarbij wordt het complement tussen HEB zoals zon en opslagcapaciteit in vraag gesteld omdat het de waarde van HEB kan doen dalen (Carson & Novan, 2013). Dit is op heden belangrijk aangezien er nu overwegend meer energie wordt opgewekt door zonnepanelen.
- 6) Efficiënt overheidsbeleid:** Naast de Belgische subsidies is er heel wat onzekerheid bij producenten over vergunningen verbonden aan het federale, gewestelijk of gemeentelijk niveau. Ook wijzigt de overheid elke verkiezing de energiestrategie, waardoor het onduidelijk is of een lange termijn investering ook werkelijk zal renderen.

5. Investeringsanalyse

Na het analyseren van opslagtechnieken in de literatuur, praktijkvoorbeelden en de Belgische markt kunnen we de volgende *onderzoeksvraag* formuleren.

H: Zal energieopslag deel uitmaken van de Belgische energiemix?

H1: Zo ja, welke opslagtechnologieën kunnen worden ingezet?

H1: Zo nee, hoe kan de markt worden aangestuurd om energieopslag deel te laten uitmaken van de energiemix?

De methodologie start met een overzicht van vereiste diensten voor opslagtechnologieën op de veranderende Belgische markt en uit welke technologieën men kan hiervoor kiezen. Vervolgens worden de technologieën geselecteerd die voldoende ontwikkeld zijn. Als laatste maakt de scriptie een levelized cost of electricity analyse die weergeeft welke technologie rendabel is.

5.1. Keuze opslagtechnologie

België heeft nood aan opslagcapaciteiten die een antwoord kunnen bieden op een stroomtekort gedurende de winter, de kernuitstap en verhoogde variabiliteit vanwege HEB. Vertaald naar de vereiste toepassingen voor de markt is dit een verhoogde vraag naar load-leveling, spinning reserves, frequency regulation, power quality en intermittency regulation. Tabel 7 geeft aan welke vereisten er aan de opslagtechnologie worden gesteld.

Tabel 7. Technologie per toepassing

Toepassing	Maximale afname Vermogen (MW)	Vereiste duur	Aantal cyclussen	Responstijd
Load shifting/leveling	1 – 2.000	15 min – 1 dag	1 tot 29 per dag	<15 min
(Non) Spinning reserves	10 – 2.000	15 min – 2 uur	0,5 tot 2 per dag	<15 min
Intermittency mitigation	1 – 400	1 min - uren	0,5 tot 2 per dag	<15 min
Frequency regulation	1 – 2.000	1 – 15 min	20 tot 40 per dag	1 min
Power quality	1 – 40	1 sec – 1 min	10 tot 100 per dag	Ms tot seconde
Netwerkbesparingen	10 - 500	2 – 5 uur	0,75 – 1,25 per dag	>1 uur

(IEA, 2014)

Load leveling/ shifting vereist een opslagtechnologie die grote hoeveelheden energie kan opslaan (tot 2.000 MW) en deze kan bewaren gedurende een minimum aantal uren. Het tijdsbestek gaat van luttele minuten tot een volledige dag. Vandaar dat de technologie eveneens weinig zelf-ontlading mag hebben. Hydro-elektriciteit (op zee) is de meest economisch geschikte technologie, daarna volgt gecomprimeerde lucht. Batterijen en doorstroming batterijen zijn ook ideaal voor deze toepassing. Voornamelijk de Vanadium redox batterij is geschikt aangezien ze voor een langere termijn energie kan opslaan (Beaudin et al., 2010). Waterstof kan in de toekomst meegerekend worden als één van de alternatieven, maar is momenteel onvoldoende ontwikkeld. Een technologie zeker niet geschikt voor de toepassing is de SMES zal door de hoge zelf-ontlading. Verder zijn de supercapacitor, vliegwielen en loodzuur te klein om te worden gebruikt voor load leveling. Thermische energieopslag heeft alle juiste kenmerken, maar is niet in staat binnen de 15 minuten te reageren.

Peak shaving, vergelijkbaar met load leveling, vereist een technologie te reageren na 1 uur (Díaz-González et al., 2012). Dit als gevolg van het specifieke economische doel, eerder dan de onevenwichten die tot grotere destabilisatie van de grid leiden. Opnieuw komen gecomprimeerde lucht, hydro (op zee), (doorstroming) batterijen er bovenuit. In dit geval is thermische energieopslag wel rendabel, maar de koploper blijft nog steeds hydro.

(Non) Spinning reserves dekken een grote lading vanwege de vrij vage omschrijving van het begrip. Het verschil met load leveling is dat spinning reserves een beperkt aantal cyclussen per dag moet draaien. Opnieuw zijn gecomprimeerde lucht, hydro-elektriciteit (op zee) en batterijen een geschikte kandidaat. Waterstof moet nog verder worden ontwikkeld.

Intermittency mitigation (vergelijkbaar met load leveling, maar dan met betrekking op het specifiek opslaan van HEB) vereist een technologie die enorm snel kan energie kan opladen en terug afgeven aan het net voor een groot aantal keer per dag. Het vereist een kleinere opslagcapaciteit wat zorgt dat er geen vereiste is aan enorme bulk opslagcapaciteiten. Deze kenmerken elimineren gecomprimeerde energieopslag, thermische energieopslag en grote hydro centrales (op zee). Het zijn voornamelijk de batterijen en vliegwielen die hier kunnen worden opgesteld. De supercapacitor kan worden ingezet, maar is over het algemeen te klein.

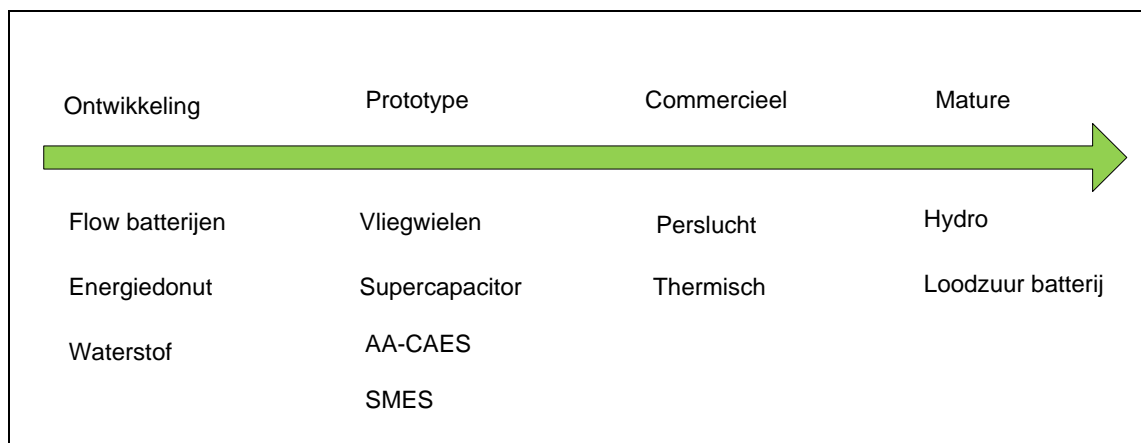
Power quality heeft betrekking op het opvangen van flikkereffecten of sterke veranderingen in het vermogen op het net. Deze toepassing is voornamelijk belangrijk op het distributieniveau waar de eindegebruiker uit een industrieel bedrijf of commerciële klant bestaat (Sundararagavan & Baker, 2012). Dit vereist een technologie die een hoog aantal cyclussen kan draaien en zeer snel reageert. De technologie hoeft geen grote opslagcapaciteit te bezitten of de energie lang aan te houden. Vliegwielen, capacitors en batterijen zijn een geschikte kandidaat. De supercapacitor en SMES bezitten eveneens een groot potentieel tonen maar zijn nog niet commercieel inzetbaar op grote schaal (Walawalkar, Apt, Mancini. 2007).

Netwerkbewaringen worden belangrijker door het verhoogde aantal HEB wat zorgt voor een grotere impact op transmissie en distributie, met daaraan verbonden kosten. Divya & Ostergaard claimen dat de batterijen hier een economisch haalbaar zijn en tegelijk voordelen bieden voor de grid (Divya & Ostergaard, 2009). Thermische energieopslag is een geschikte kandidaat vanwege de trage reageertijd. Opnieuw komen hydro en gecomprimeerde lucht er bovenuit door de vraag naar grote opslagcapaciteit.

5.1.1. Maturiteit

Een belangrijk aspect in deze analyse is dat de technologieën commercieel inzetbaar zijn. Echter bevindt elk van hen zich in een verschillende maturiteitsfase (Chen et al., 2009). De meest volwassen technologieën zijn hydro-elektriciteit, loodzuur batterijen en CAES. Daarnaast zijn er een aantal voldoende ontwikkeld, maar is er een gebrek aan praktijkvoorbeelden en dit zeker in het geval van bulk opslagcapaciteit. Tot deze categorie behoren supercapacitors, vliegwielen, SMES en het merendeel van de batterijen. De laatste groep zijn technologieën die zich nog steeds in de ontwikkelingsfase bevinden. Deze categorie bevat doorstroming batterijen, waterstofcellen en de energiedonut (Ferreira et al., 2013).

Figuur 11. Maturiteitsgraad per technologie



Aan de hand van deze onderscheidingscriteria krijgen gecomprimeerde lucht, hydro, de loodzuur batterij en thermische energieopslag de voorkeur krijgt.

5.1.2. Milieu-impact

Grote systemen moeten rekening houden met hun geografische impact, voornamelijk in een klein land als België. Hier is duidelijk dat batterijen de voorkeur genieten. De techniek kan vrij gemakkelijk worden toegevoegd aan een bestaande centrale. Hydro op grote schaal en gecomprimeerde lucht daarentegen gaan vrij ingrijpende veranderingen in het landschap teweegbrengen. België heeft voor hydro een oplossing gevonden via de herverpakte hydro-elektriciteit, de energiedonut. Alleen lopen de onderhoudskosten voor offshore technologieën zeer hoog op en wordt het ecosysteem in de Noordzee verstoord. Thermische energieopslag is eveneens ingrijpend, maar geeft kans op watervervuiling.

Resultaat

Aan de hand van deze onderscheidingscriteria krijgen gecompresseerde lucht, hydro en de loodzuur batterij de voorkeur. Thermische energieopslag wordt niet opgenomen aangezien deze opslagtechnologie geschikt is voor extreme klimaten. Van zodra men naast de motoren ook moet werken met koeling- of verwarmingssystemen is er een significante daling in efficiëntie. Verder heeft ze kwaliteiten dat hydro en gecompresseerde lucht ook bezitten en is ze niet flexibel genoeg zijn voor de helft van de toepassingen. Tabel 8 geeft nogmaals een overzicht van de belangrijkste technische parameters.

Tabel 8. Vergelijking 3 belangrijkste opslag technologieën per technische parameter

Energieopslagsysteem	Hydro	Perslucht	Loodzuur batterij
Efficiëntie	70 – 85%	50 - 80%	70 – 90%
Aantal cyclussen	12.000 – 30.000	300.000	500 – 1.000
Opslagcapaciteit	0,1 – 5.000 MW	50 – 400 MW	0,0001 – 50 MW

(Gao et al., 2014).

5.2. LCOE analyse

Na het uitfilteren van de technologieën geschikt voor de Belgische elektriciteitsmarkt, maken we een economische analyse voor elke technologie apart. Ondanks de voordelen van de opslagtechnologieën voor de gehele grid, wordt de economische analyse gedaan vanuit het standpunt van de investeerder. Wanneer er geen winst kan worden gegarandeerd zal er ook niet worden geïnvesteerd in deze opslag technologieën.

LCOE, de *levelized cost of electricity* methode, zal de huidige waarde van de kosten overheen de levensduur van de elektriciteitscentrale berekenen. Concreet geeft het de kost om 1 MWh elektriciteit te produceren. Het resultaat ervan kan ook worden gebruikt als proxyvariabele². Het is dan de gemiddelde elektriciteitsprijs vereist om break even te zijn overheen de levensduur. De methode is nauwkeurig, houdt rekening met de tijdswaarde van geld en de levensduur van de opslagtechnologie. Nadelig aan deze methode is dat het geen rekening houdt met externaliteiten zoals andere emissies en ongelukken.

² Proxy variabele: een variabele die op zichzelf niet relevant is, maar kan worden gebruikt voor een onmeetbare of niet observeerbare andere variabele.

LCOE (€/MWh)

$$\begin{aligned} \text{Electriciteitsprijs} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) & \times \sum_{t=0}^n \frac{\text{Electriciteit}_t \text{ (MWh)}}{(1+i)^t} \\ & = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Investeringskost}_t + \text{O\&O}_t + \text{brandstof}_t + \text{koolstof}_t}{(1+i)^t} \end{aligned}$$

t = levensduur van het project. Deze loopt van 0 (= vandaag) tot n (= het laatste jaar waarin wordt verwacht de investering kosten of baten teweegbrengt).

i = de discontovoet = het percentage waartegen toekomstige waarden naar het heden worden verdisconteerd. Dit om de waarde van toekomstige kosten en baten aan te passen naar vandaag. Wanneer deze hoog wordt verondersteld, wordt er weinig waarde gehecht aan toekomstige baten en omgekeerd bij een lage discontovoet.

O&O = operatie & onderhoudskost

We gaan er van uit dat de operatie-, brandstof-, koolstof- en onderhoudskosten dezelfde blijven. Hierdoor is het een vereiste alleen de investeringskost te verdisconteren.

$$\text{Investeringskost (Jaarbasis)} = \frac{\text{Inv totaal}}{(1-(1+r)^{-t}) \cdot r^{-1}} \times \frac{1}{\text{FLEOH}}$$

FLEOH = full load equivalent operating hours

= het aantal uur per jaar de technologie zal opereren bij volledige bezitting

= totaal jaarlijks geproduceerde elektriciteit (MWh/jaar)/geïnstalleerde capaciteit (MW)

= MWh/MW/jaar = h/jaar

~ *Load factor* = het percentage een technologie opereert bij volledige bezetting =

LF * 365 * 24

LCOE = Investeringskost (Jaarbasis) + o&o + energiekost + koolstof

Dit betekent dat de kost zal stijgen als de investeringskost, onderhoud- en operatiekosten of de koolstofkost zal stijgen. Anderzijds stijgt de LCOE eveneens wanneer de disconteringsvoet stijgt, dit betekent immers dat er een hogere rente wordt gegeven ter financiering van het project. De producent kan de LCOE drukken door een zo hoog mogelijke bezettingsgraad (FLEOH). De LCOE houdt geen rekening met subsidies of eventuele incentives gegeven aan bedrijven.

5.2.1. Kosten

Het kapitaal geïnvesteerd en de operationele kosten zijn de belangrijkste factoren gedurende de levenscyclus van de technologie. Systemen met een lagere capaciteit en efficiëntie vereisen een vrij lage initiële investering (Ibrahim et al., 2008).

- *Opslagkosten*: kost geassocieerd met het opslagreservoir. Deze zal proportioneel zijn tot de capaciteit van het systeem (€/kWh)
- *Stroomconversie systeemkost*: kosten betreffende de connectie van de technologie met de grid (€/kW).
- *Plantkost*: kosten met betrekking tot de faciliteiten ter beschikking gesteld van de technologie. Bijvoorbeeld de vestiging van de centrale, de omgeving en de verbinding tussen de stroom conversie systemen en de grid. Dit gaat van verwarming en airconditioning tot veiligheidsprocedures. De installatiekost zal verhogen naar gelang de grote en de ingrijpende veranderingen aan de omgeving. De plantkost wordt gemeten ofwel in de hoeveelheid opgeslagen energie (€/kWh) of power (€/kW).

Deze eerste drie samen vormen de kapitaalkost (Sundararagavan & Baker, 2012). Vervolgens worden de operatie-en onderhoudskosten (€/MWh), energiekost (€/MWh) en de koolstofkost (€/MWh) toegevoegd.

Tabel 9. Kosten verbonden aan elke opslagtechnologie

ESS	Hydro	Perslucht	Loodzuur batterij
Kapitaalkost (€/kW)	470 – 2170	319 – 638	239 – 478
Operatie- en onderhoudskosten (€/kWh per jaar, vaste kosten)	2,62 – 3,84	5,24 – 13,98	1,57 – 45,42
Power kost (€/kW)	524,11 – 1747,03	349,41 – 698,81	152,87 – 542,11
Energiekost (€/kWh)	0 – 20,09	1,75 – 122,29	131,03 – 349,41
Levensduur (jaar)	43,68 – 87,35	17,47 – 34,94	2,62 – 17,47

(Fernandes et al., 2012; Chen et al., 2009).

5.2.2. Levelized cost of electricity berekenen

Belangrijk bij het berekenen van de LCEO is dat de veronderstellingen deze sterk gaan beïnvloeden. Een pessimistische visie kan zorgen voor een kost die drie maal hoger ligt. De maatschappelijke discontovoet voor energiedoelinden wordt gezet op 4%, de private discontovoet ligt hoger. Deze scriptie gaat uit van een discontovoet gelijk aan 8%. Even belangrijk is dat we uitgaan van een controleerbare technologie waardoor de FLEOH constant zijn. Dit is bijvoorbeeld niet zo in het geval bij HEB als water en zon. Aan de hand van de vraag naar verschillende activiteiten in tabel 7 kan men de bezettingsgraad van de opslagtechnologieën bepalen. Hydro zal een hogere bezettingsgraad kennen, net als batterij opslag. Hydro vanwege de enorm grote opslagcapaciteit en batterijen vanwege hun veelzijdigheid. Perslucht kent een lagere reageertijd en zal waarschijnlijk worden ingezet wanneer hydro reeds in gebruik is genomen.

Hydro

- 1) $45\% * 24 * 365 = 3942$ (uur/ jaar)
- 2) $INV\ 2015 = 2170 * 1000 / [((1-(1+0,08)^{-50})) * 0,08^{(-1)}] * 3942 = 45$ (€/MWh)
- 3) $LCOE = O\&O + \text{energiekost} + INV\ 2015 = 3,48 + 20,09 + 45 = 68,57$ (€/MWh)

Gecomprimeerde lucht

- 1) $35\% * 24 * 365 = 3066$ (uur/jaar)
- 2) $INV\ 2015 = 638 * 1000 / [((1-(1+0,08)^{-20})) * 0,08^{(-1)}] * 3066 = 21,19$ (€/MWh)
- 3) $LCOE = O\&O + \text{energiekost} + \text{koolstof} + INV\ 2015 = 5,24 + 43,68 + 4 + 21,19 = 74,11$ (€/MWh)

Batterij

- 1) $50\% * 24 * 365 = 4380$ (uur/jaar)
- 2) $INV\ 2015 = 478 * 1000 / [((1-(1+0,08)^{-10})) * 0,08^{(-1)}] * 4380 = 16,26$ (€/MWh)
- 3) $LCOE = O\&O + \text{koolstof} + \text{energiekost} + INV\ 2015 = 5,24 + 131,03 + 16,26 = 152,53$ (€/MWh)

Tabel 10. LCOE energieopslag 2015

	Levensduur (jaar)	Load factor (%)	Investerings-kost (€/kW)	O&O (€/MWh)	Energiekosten (€/MWh), brandstof kost	INV 2015 (€/MWh)	Koolstof (€/MWh)	LCOE 2015 (€/MWh)
Hydro	50	50%	217 0	3,84	20,09	45	0	68,57
Gecompresseerde lucht	20	35%	638	5,24	53,68	21,19	4	84,11
Batterij	10	80%	478	5,24	131,03	16,26	0	152,53

5.2.3. Elektriciteitsprijs

Zoals eerder vermeld zal de LCOE kunnen worden gebruikt als proxyvariabele voor de elektriciteitsprijs. De huidige elektriciteitsprijs zal even hoog moeten zijn als de LCOE voor de opslagtechnologie om break even te zijn gedurende de levensduur van de opslagtechnologie. Tabel 11 toont de verkoopprijs in de EU voor gezinnen vs. industrie. De startprijs is de elektriciteitsprijs toegekend aan de industrie, gelijk aan 0,108 €/kWh. De prijs voor gezinnen ligt over het algemeen veel hoger. Dit is voornamelijk te wijten aan hoge belastingen en heffingen die aan de consument worden toegerekend op de eindfactuur.

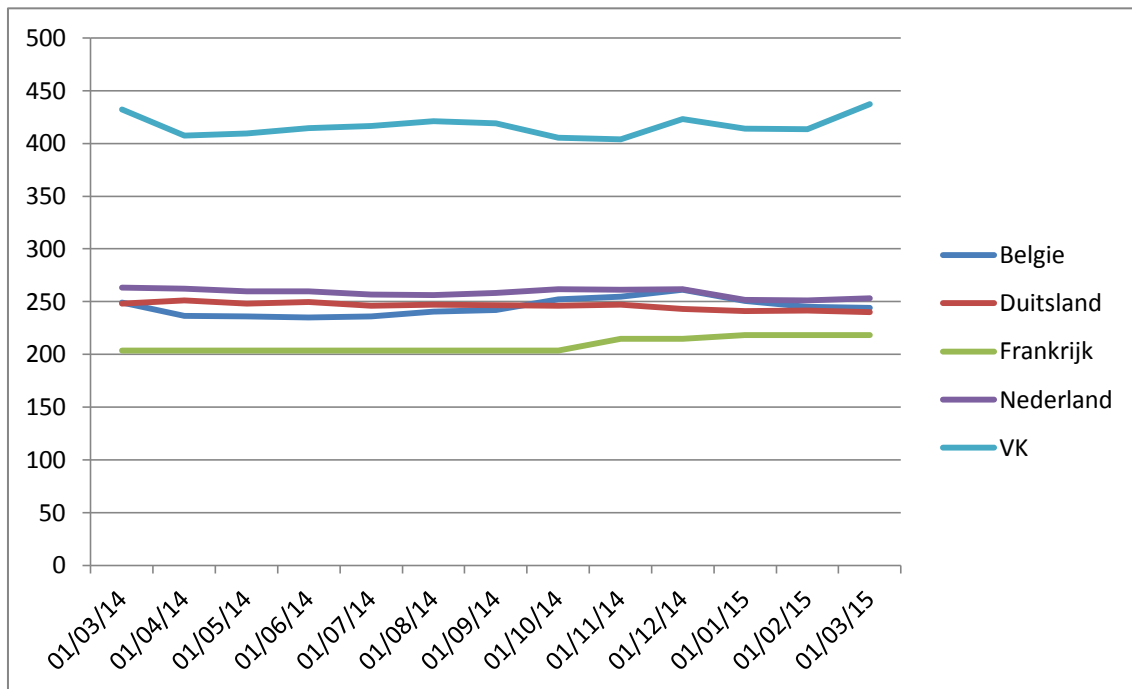
Tabel 11. Elektriciteitsprijs Gezinnen vs. industrie (€/kWh)

Jaartal	Gezinnen			Industrie		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
EU-28	0,179	0,188	0,199	0,11	0,115	0,12
Euro gebied (EA – 17)	0,19	0,198	0,211	0,116	0,121	0,127
België	0,214	0,233	0,217	0,11	0,108	0,108

(Eurostat, 2014b).

Ondanks een liberalisering zullen de elektriciteitsprijzen tussen de landen niet convergeren. Denemarken, Duitsland en Cyprus hebben de duurste elektriciteitsprijzen (zie tabel 13 in de bijlage). België zit bij het gemiddelde en kent prijzen veel hoger dan buurland Frankrijk. Frankrijk werkt immers met maandelijks gereguleerde tarieven (CREG, 2015). Je kunt de prijzen in de Belgische markt dus moeilijk vergelijken met deze in Frankrijk. Volgens de CREG is bij het uitfilteren van openbare dienstverplichtingen door de netwerkbeheerders en het toevoegen van kosten verbonden aan HEB, België alsnog op de derde plaats komt qua elektriciteitsprijzen voor maart 2015.

Grafiek 8. Elektriciteitsprijs België vs. buurlanden: 2014 – 2015, residentieel gebruik



Belangrijk voor de investeringsbeslissing is dat de gemiddelde prijzen worden verwacht te dalen. De CREG schrijft dat 58,09% van alle consumenten €100 of meer kan besparen door van product of leverancier te veranderen. Zo adviseert ze de consument op regelmatige basis het aanbod op de markt op te volgen (CREG, 2015).

Resultaat

De gemiddelde jaarlijkse elektriciteitsprijs voor 2013 bedroeg 0,108 €/kWh. Dit zou de LCOE moeten zijn wil het break even zijn. Voor zowel hydro als gecomprimeerde lucht is dit het geval, alleen de batterij is niet haalbaar.

De levelized cost of electricity gaat uit van een lage koolstofprijs zoals deze heerst op de markt. Wanneer deze wordt verwacht te stijgen, zoals bij een koolstofbelasting of minder emissierechten het

geval zal zijn, zal het de LCOE van gecompresseerde lucht opdrijven en wordt hydro nog competitiever.

De technologie zal concurreren met andere opwektechnologieën op de markt. De volgende tabel geeft de LCOE van elektriciteitscentrales waarmee de energieopslag zal moeten concurreren. Deze geeft cijfers weer voor de Amerikaanse markt, wat maakt dat kool veel duurder is dan gas. Het omgekeerde doet zich voor op de Belgische markt. Verder zijn de cijfers vergelijkbaar met deze op de Europese markten.

Tabel 12. LCOE voor centrales die de markt zullen betreden in 2019.

Opwekkingstechnologie	LCOE (€/MWh)
Kool	83,51
Kernenergie	83,94
Gas	57,91
Zonnepanelen	113,64
Windenergie ter land	70,14
Windenergie op zee	178,28
Biomassa	86,62

(EIA, 2014)

Deze tabel geeft de LCOE weer voor nieuwe centrales in 2019. De opslagtechnologieën zijn in staat om hier mee te concurreren. Oude afgeschreven centrales hebben een investeringskost gelijk aan 0 dus hebben een significant lagere LCOE. Dit is reeds het geval voor een groot aantal activa waardoor producenten niet zullen inzetten op nieuwe dure technologieën. Ook reikt de literatuur een enorm optimistische kapitaalkost aan, wat het resultaat kan vertekenen. De optimistische resultaten dienen met de nodige kritische houding worden geïnterpreteerd.

Belangrijk om in gedachten te houden is dat aan de hand van deze beslissing een hydro opslag te realiseren, deze niet van vandaag op morgen kan worden geïnstalleerd. De voorlooptijd bedraagt tot 10 jaar (Kousksou et al., 2014). De elektriciteitsmarkt kan alvorens er 1 kWh elektriciteit wordt geproduceerd sterk veranderen. Hetzelfde geldt bij gecompresseerde lucht, maar dit is minder het geval bij batterijopslagtechnieken.

De LCOE geeft de kost van de technologie op alleenstaande basis, maar men moet ook rekening houden met hoe de technologie zal interageren op de elektriciteitsmarkt. Dit valt onder de noemer van systeemkosten voor de producent. Deze hebben onder andere betrekking op het uitbreiden van

de grid en nieuwe kabels die moeten worden aangelegd. Deze zal hoog oplopen voor de energiedonut en hydro opslag op het land. Een batterij zal een lagere systeemkost. Echter zullen de systeemkosten in het algemeen lager liggen dan bij HEB aangezien er geen back up moet worden voorzien en er geen evenwicht op korte termijn moet worden opgevangen. De conventionele fossiele brandstoffen hebben de laagste systeemkost aangezien ze al een sterke infrastructuur hebben uitgebouwd.

5.3. Energieopslag in andere landen

Na het analyseren van de Belgische markt is duidelijk geworden dat opslag potentieel bezit, maar door de barrières de producenten waarschijnlijk teruggrijpen naar de traditionele energiebronnen. Daarom wordt gekeken naar hoe andere landen een energieopslagbeleid stimuleren.

5.3.1. Duitsland

Duitsland lanceerde in 2011 de Energiewende, hoofdzakelijk gebaseerd HEB. Duitsland is voorloper in de strijd tegen kernenergie en wenst net als België elke centrale te sluiten voor 2022, eveneens beslist in 2002. De toekomstige energiemix zal hoofdzakelijk bestaan uit HEB. Het verschil met de Belgische overheid is het blijvende, maar beperkter gebruik van koolcentrales in de toekomst en het veel lager aandeel gascentrales. Ook is er een veel hoger aandeel HEB verwacht, zo een 80% tegen 2050. Tegen 2050 zal het land kampen met grote overschotten van hernieuwbare energieën, geschat op maximaal 60 GW in een paar uur. Daarnaast voorspelt het ook een daling in de elektriciteitsvraag met de helft in 2050, de Belgische overheid verwacht een stijging. Dit huidig moment zijn er reeds een groot aantal kerncentrales gesloten, zonder grote problemen en het land blijft nog steeds de netto-uitvoerder van elektriciteit (Dehmer, 2013). De Energiewende is intussen hervormd in 2014, zo werden HEB subsidie verlaagd en een grotere nadruk gelegd op energieopslag.

Energieopslag speelt een belangrijke rol in de Energiewende. Zoals duidelijk in de scriptie zijn een groot aantal technologieën al op Duits grondgebied toegepast. Duitsland telt 30 grote schaal opslagprojecten (>10 MW), goed voor 7594 MW (DOE, 2015). Het land heeft voornamelijk hydro energieopslag, 26 projecten. Verder zijn er een paar projecten aangekondigd of onder constructie (DOE, 2015). Men is lovend over de ontwikkeling van de waterstofopslag en meer bepaald methaan opslag, vermits deze kan beroep doen op reeds bestaande gascentrales in Duitsland (Dehmer, 2013). Er zijn teruglevertarieven voor hydro elektriciteit, maar dit staat los van het feit of deze wordt gebruikt voor energieopslag. Het land focust zich voornamelijk op de opslag van elektriciteit in een gedecentraliseerd systeem. De overheid heeft in 2013 25 miljoen euro voorzien in het subsidiëren van batterijen.

Zo werd beslist om gezinnen tot 660€/kW te subsidiëren voor de aankoop van een Lithium-ion opslagbatterij in combinatie met een zonnepaneel. Dit gaat over alle zonnepanelen vanaf 2013 worden aangekocht en dit beperkt tot een capaciteit van 30 kW. Verder worden apart aangekochte batterijen ook gesubsidieerd. Ze dienen minimaal 7 jaar te worden ingezet en worden vergoed voor 30% van de aankoopprijs. Ook kan men een lening verkrijgen onder betere voorwaarden voor het aanschaffen van de opslagbatterij (PV magazine, 2013). In 2014 werden reeds meer dan 4000 zonnepanelen + lithium-ion batterij geïnstalleerd (Clean Technica, 2014). Nog recenter is gebleken dat er 15.000 gezinnen in Duitsland hun zonne-energie gaan opslaan en er 50 miljoen euro wordt vrijgemaakt voor subsidies. Een groot vraagteken blijft hoe dit alles zal worden gefinancierd. Zo ziet de belastingbetaler zijn portefeuille alsmaar kleiner worden.

5.3.2. Noorwegen

Noorwegen is ondanks dat het geen lid is van de Europese Unie, sterk verbonden met zijn Europese buurlanden en kent sterkere interconnectiviteit dan sommige andere Europese landen. De oorzaak hiervan is het enorm groot aandeel hydro energieopslag in de Noorse energiemix, goed voor de helft van de Europese opslagcapaciteit. Zo behaalt het land net geen 100% van de elektriciteit uit hydro wat niet alleen voordelig is voor hen, maar eveneens de buurlanden (DW, 2014). Onder andere Duitsland, die over een groot percentage HEB bezit, kan op dagen met sterke overproductie de overtollige elektriciteit doorsluizen naar de Noorse hydro opslag capaciteiten. Zo werd in 2015 een nieuwe interconnectie tussen Duitsland en Noorwegen aangekondigd met een capaciteit van 1.400 MW, wat perfect aansluit bij de Energiewende (Tennet, 2015). Het lijkt er op of Noorwegen als Europese batterij fungeert, maar er is stilaan een limiet op hydro opslag vermits reeds 26 van de 28 grote watervallen zijn ingenomen en men enigszins nog wat landschap wenst over te houden (DW, 2014). Verder moet de Noorse grid telkens worden uitgebreid wanneer het de steeds grotere impacten van de HEB dient op te vangen.

5.3.3. Californië

Californië is één van de voorlopers van energieopslag in de Verenigde Staten op weg naar een energiesysteem gebaseerd op HEB. Het heeft vastgelegd dat de drie grote elektriciteitsleveranciers in de staat 1.325 MW aan opgeslagen energie moeten beschikbaar stellen tegen 2024, wat geschat wordt op de toevoer aan 1 miljoen gezinnen (Discovery News, 2015). Elektriciteitsproducenten zijn er niet happig op, zij stellen dat er geen nood is aan zulke maatregelen. Verder verleent Californië een belastingverlichting aan bedrijven en particulieren die net zoals in het Duitse voorbeeld gebruik maken van een zonnepaneel in combinatie met batterij opslag (Technisch werkblad, 2015).

5.3.4. New York

Een ander toonaangevende Amerikaanse staat is New York. Net als andere landen sluit de staat een belangrijke kernreactor en stijgt het aandeel HEB. Ook zij spendeert grote bedragen aan energieopslag en voornamelijk aan batterijopslag. Zo gaf ze 20,09 miljoen euro uit aan de O&O en commercialisatie van batterijopslag. Daarnaast zijn er incentives voor de bedrijven, namelijk de toevoer van elektriciteit gedurende de piek uren in de zomer wordt gesubsidieerd voor 2.271,14 €/kW wanneer deze wordt aangeleverd door thermische energieopslag en 1834,38 €/kW wanneer aangeleverd door batterij opslagsystemen. Verder krijgen grote projecten (>500 kW) een extra bonus. Op die manier kunnen projecten tot de helft van de projectkosten worden terugbetaald en ontvangt men een additionele bonus (Green Tech Grid, 2014).

5.3.5. Japan

Ook Japan maakt op grote schaal gebruik van energieopslag vermits het land stilaan de limiet van de elektriciteitsgrid heeft bereikt. Het zet voornamelijk in op grootschalige batterijen. Het verschil met de Belgische markt is dat de Japanse niet geliberaliseerd is en de overheid zelf massaal investeert in de opslag. Dit is bijvoorbeeld 15 miljoen euro in een batterijopslag in Hokkaido. Een ander project is het verzamelen van afgedankte batterijen uit elektrische voertuigen voor hergebruik binnen bulk energieopslag (Duurzaam bedrijfsleven, 2013).

5.3.6. Australië

In een uitgestrekt landschap als Australië is het eerder belangrijk gebieden te bereiken die niet aangesloten zijn op de grid. De overheid financiert via een onafhankelijk orgaan een aantal opslagprojecten voor niet aangesloten elektriciteitsopwekking. Ook hybride projecten zoals wind in combinatie met een opslagbatterij worden gesubsidieerd (Grimes, 2015). Zuid-Australië is minder gediend met de opslag van hernieuwbare energie en de DSO voorziet in het wegvallen van het teruglevertarief van zonnepanelen voor de consument wanneer deze beroep doet op een batterijsysteem om overproductie op te slaan (Energy Matters, 2013).

6. Toekomstig potentieel van energieopslag in België

Welke toekomstige stappen dienen er te worden ondernomen voor de energieopslagtechnieken om door te breken op de elektriciteitsmarkt en wat kan de overheid doen om opslagcapaciteiten aantrekkelijker te maken?

6.1. Vereist niveau hernieuwbare energiebronnen

Voor bijkomende opslagcapaciteiten is het een vereiste voor de HEB om prominenter aanwezig te zijn en een groter deel uitmaken van de Belgische energiemix. Het huidige niveau HEB is onvoldoende waardoor opslag zal worden gebruikt voor conventionele technologieën, wat het streven naar duurzame energie ondermijnt. Eventuele subsidies voor opslagtechnieken zullen worden uitgesteld tot het aandeel van HEB aanzienlijk is gegroeid (Carson & Novan, 2013). Ook is volgens deze scriptie de toekomstige verwachte energiemix niet optimaal aangezien de primaire energiebron nog steeds gas is.

6.2. Onderzoek & ontwikkeling

Ondanks dat men reeds bekend is met een aantal technologieën zoals hydro en perslucht energieopslag, zijn er nog steeds sterke investeringen nodig in de ontwikkeling van nieuwe of bestaande technologieën om gebruikt te worden in de grid (Anuta et al., 2014). Dit onderzoek gaat van materiaalkeuze, tot de beste opslaglocatie en het combineren van opslag technologieën. Het gebruik van één enkele opslagtechnologie zal onvoldoende zijn om de verhoogde gridvariabiliteit aan te pakken. Een combinatie van meerdere opslagtechnologieën zoals batterij/brandstofcellen of batterij/hydro kan een passende oplossing bieden. Zo pleit Wang voor een combinatie van de hydro-elektriciteit turbines met de perslucht energieopslag technologie, beter bekend als PHCA. Dit brengt de voordelen van zowel hydro als perslucht energieopslag systemen samen. De techniek werkt als volgt: een pomp is verbonden met een luchtcontainer. Wanneer het water naar boven wordt gepompt, zal de luchtdruk in de container verhogen door het vaste volume. Dit is gelijk aan het water omhoog pompen naar een hoger reservoir. Door de hoge druk in het vat staat dit gelijk aan het equivalent van een reservoir die zich meter hoger bevindt. Bij nog een verdubbeling van deze druk kan dit een reservoir met een hoogteverschil van 1000 m evenaren (Wang H., Wang L., Wang X, Yao, 2013). Dit laatste vereist dan weer de nodige O&O. Er is nood aan het verlagen van de hoge investeringskost als energieopslag wil concurreren met conventionele technologieën. De Vlaamse overheid heeft reeds de mogelijkheid voor het ondertekenen van een innovatiecharter ingevoerd in 2012. Partijen kunnen een verband aangaan en deze laten verzilveren door het charter, op deze manier verklaart het overheidsinnovatie aan te moedigen (Vlaamse overheid, 2012).

In 2013 tekenden de Universiteit Hasselt en Umicore, een globale materiaaltechnologiegroep, een innovatiecharter. Ze focust zich voornamelijk op de betere energieopslag in batterijen (UHasselt, 2013). Dit zijn kleinere initiatieven op het vlak van ontwikkeling. Er zijn ook grote onderzoekscentra in België die meehelpen in O&O. Imec is een internationaal bedrijf in het domein van de nano-elektronica met hoofdzetel in Leuven, het voert binnen energieopslag onderzoek naar batterijen en supercapacitors (Imec, 2015). Dit is reeds een stap in de goede richting, maar er is nog nood aan een groot aantal onderzoeken.

6.3. Overheid

De overheid kan een aantal stappen ondernemen in de realisatie van opslagtechnologie. Bij het voeren van het juiste beleid kan ze de markt voor energieopslag aantrekkelijk maken. De overheid kan private ondernemingen niet zeggen te investeren in activa omdat de markt geliberaliseerd is, maar ze heeft een aantal beleidsinstrumenten ter beschikking. De levensduur van de activa kan oplopen tot 50 jaar en wellicht worden deze niet getriggerd in de onzekere vrije markt van vandaag. De overheid kan gebruik maken van teruglevertarieven, belastingvermindering, groene certificaten of openbare aanbestedingen.

6.3.1. Normen

Het is eerst belangrijk om de norm te bepalen voor het land. Een land dient vooraf een niveau van opslagcapaciteit aan te geven die moet worden bereikt. Vervolgens moeten beleidsmaatregelen worden opgesteld gaande vanuit de overtuiging dat HEB gekenmerkt zullen worden door opslagcapaciteit (Carson & Novan, 2013). In België is dit niet zo en er zijn tegenstrijdige signalen vanwege de overheid rond energiebeleid. Wanneer de norm is gezet, dienen de opslagtechnologieën elk duidelijk te worden gedefinieerd door de overheid of hogere instanties. Onder welke activa ze vallen, welke vergunning men hiervoor dient te verkrijgen en bijvoorbeeld welke gridtarieven van toepassing zijn. Investeerders dienen te weten wat de waarde van de energieopslag zal zijn. Zo zal de Europese commissie projecten met opslagtechnologieën sneller licenties toekennen, mits ze interconnectiviteit aanmoedigen (Europese Commissie, 2014c). De overheid kan eveneens bedrijven opleggen een hoeveelheid geproduceerde energie op te slaan, alvorens ze volledig te benutten (E&E publishing, 2014). Echter de norm die men overal oplegt al niet overal even kostenefficiënt, tenzij het de goedkoopste optie is. De marginale kosten van elke producent kent immers een ander verloop. Ook kan de overheid worden gelobbyd door Electrabel en is er risico op gebrekkige informatie. Het voordeel is dat men met zekerheid een percentage energie zal opslaan.

6.3.2. Subsidies

Zonder subsidies zijn de bestaande bulk energieopslag technologieën economisch oninteressant. Echter maken de subsidies vaak maar een heel klein percentage van de gemiddelde prijs voor elektriciteit uit (Locatelli, Palerma, Mancini, 2015). Belgische subsidies in HEB kunnen worden gecombineerd met subsidies voor opslag technologieën in België. Eén van de vereiste is een hervorming van deze fossiele brandstof subsidies om de stimulans tot investering weg te nemen en er geld vrijkomt en men deze kan investeren in energieopslag. De Belgische overheid kan zoals de Duitse Energiewende een teruglevertarief geven voor de opslag van energie. Dit is meteen één van de snelste manieren om opslag technologieën interessant te maken en zo ook de hernieuwbare energiebronnen (Krajačić , Duić, Tsikalakis, Zoulias, Caralis, Panteri, Carvalho, 2011). Naarmate de technologiekosten dalen voor de producent kan ook het teruglevertarief dalen. Belangrijk is daarbij dat het niet daalt door druk van de consument, maar uit economische redenen, zoals bij HEB het geval was.

6.3.3. Belastingen

De overheid kan ook belastingvoordelen toekennen voor zowel industrieel als residentieel gebruik. Belangrijk om weten is dat subsidies voor opslagcapaciteit als belastingvoordelen worden doorgerekend aan de Belgische gezinnen. In België wordt bijvoorbeeld groenestroomcertificaten toegekend aan de gebruiker uiteindelijk gesubsidieerd via nettarieven op de factuur van de eindconsument. Omgekeerd kan het gebruik van kool worden afgestraft via een Europese koolbelasting i.p.v. het emissiehandelssysteem.

6.4. Residentiële toepassingen

Voor Belgische gezinnen dreigt een groot risico op elektriciteitstekorten gedurende de winter. Naar aanleiding van het afschakelplan kunnen zij gedurende een aantal uren zonder elektriciteit vallen op piekmomenten. Daarnaast zijn er steeds meer zonnepanelen in gebruik genomen door particulieren en wordt verwacht dat de energie die zij vrijlaten op de grid niet langer zal leiden tot gratis nettoegang, het terugdraaien van de teller bij het injecteren van overtollige elektriciteit. Beide bewegingen kunnen een stimulans bieden tot investeren in opslagcapaciteit door gezinnen. De haalbaarheid van opslagcapaciteit bij huishoudens hangt af van de productie-, financierings- en installatiekost. Zheng et al. (2014) bepaalde reeds dat hydro en perslucht energieopslag de hoogste mogelijke winsten genereren voor huishoudens, maar dat deze logistieke beperkingen kennen. Ze kunnen wel worden toegepast binnen specifieke architecturen en residentiële gebouwen, echter ook dit is in België beperkt.

De belangrijkste doorbraak is deze van batterijopslag voor residentiële gebruiken. Tesla Energy introduceerde een Lithium-Ion batterij opslagsysteem waarmee het technisch gezien mogelijk is off-grid te gaan. Het prijskaartje voor één compacte batterij is een 2670 Euro. Echter zal 1 batterij niet in staat zijn de gebruikelijke huishoudapparaten te ondersteunen en bespaart het gezin ongeveer 96 euro per jaar wat nog niet zal aanzetten tot grote investeringen (Newsmonkey, 2015).

7. Conclusie

De resultaten van de scriptie bevestigen dat energieopslag effectief kan deel uitmaken van de Belgische energiemix. Door het stijgende aandeel hernieuwbare energiebronnen is energieopwekking, voornamelijk afhankelijk van omgevingsomstandigheden, buiten de controle van de producenten en systeemoperatoren (Luickx et al., 2008). Daarnaast wordt er een grotere toekomstige elektriciteitsschaarste verwacht vanwege de kernuitstap, decarbonisatie, economisch oninteressante gascentrales en verouderde activa. Het is eveneens interessant voor België om energieopslag te gebruiken voor netwerkbesparingen. Transmissiekabels, tussenstations en distributielijnen kunnen worden ontworpen om een lagere hoeveelheid elektriciteit te transporteren. Consumenten willen gebruik maken van de hoogspanningskabels, maar er zelf geen hinder van ondervinden.

Hydro-elektriciteit is zonder twijfel de meest geschikte technologie om grote hoeveelheden hernieuwbare energie in de grid te ondersteunen (Beaudin et al., 2010). Het kan daarnaast een opvangnet voor de dalend aantal kerncentrales vormen. Echter de specifieke geologische vereisten zijn een spelbreker aangezien het Belgisch landschap slechts beperkte capaciteit bevat. Men kan de bestaande waterkrachtcentrales uitbreiden, maar deze blijven gelimiteerd. Het energiedonut project is daarom de ideale springplank voor energieopslag in België. De toekomstige projecten in Zeebrugge en Wenduine lijken veelbelovend. Er wordt echter momenteel gedebatteerd over de milieuvergunning. Het is net tijdens deze fase dat Nederland zijn eigen project voor de energiedonut heeft stilgelegd. Ook zijn er geen subsidies of teruglevertarieven vanwege de Belgische overheid toegekend. Het kostenplaatje kan een zekere hindernis vormen voor de voltooiing van het project.

De tweede grootste energieopslag is gecomprimeerde lucht (DOE, 2015). Ook kan deze een groot getal hernieuwbare energiebronnen in energiemix ondersteunen door het opvangen van schokken in het systeem en piekmomenten afvlakken (Yucekaya, 2013; Chen et al., 2009). Een spelbreker is de verwachte stijgende gasprijs (Belgische overheid, 2015). Positief is dat bestaande gascentrales kunnen worden uitgebreid met deze technologie en hun scope kunnen verhogen.

Als laatste is het installeren van een batterij centrale waarschijnlijk de gemakkelijkste oplossing. Dit gaat gepaard met veel minder ingrijpende veranderingen, geen geografische condities en sterke inzet op de ontwikkeling van batterijen. Dit was echter de enige opslagtechnologie in de analyse die niet rendabel is bij de huidige elektriciteitsprijs.

Waterstof biedt volgens de literatuur en de Belgische overheid een groot potentieel (Díaz-González et al., 2012). De technologie is echter onvoldoende ontwikkeld om te worden ingezet op de Belgische markt.

Ondanks de verhoogde sociale welvaart vanwege het ondersteunen van hernieuwbare energiebronnen, maakt men op heden alleen gebruik van de waterkrachtcentrales en binnenkort het energie-atol. Er zijn een aantal marktmechanismen en beleidsmaatregelen die energieopslag in België gaan beperken. Producenten op de huidige Belgische markt zullen nog niet spontaan investeren in opslagtechnologieën.

De eerste oorzaak is het wispelturig beleid van de overheid. Ondanks de studies, onderhandelingen en wijzigende wetgeving blijven de kerncentrales minimaal open tot 2022 (De Morgen 2014). Subsidies voor hernieuwbare energiebronnen worden teruggebracht omdat deze niet langer financieel haalbaar zijn voor de overheid. Het gebruik van zonnepanelen voor gezinnen wordt vanaf juli extra belast (Eandis, 2015). Daarnaast zijn de bestaande gascentrales niet langer rendabel, maar kiest de overheid uitsluitend voor een aanbesteding voor het bouwen van nieuwe centrales (Elia, 2014a). Deze beleidskeuzes maken dat de overheid een signaal uitstuurt kernenergie en korte termijn oplossingen te favoriseren. Hernieuwbare energiebronnen worden op deze manier niet op de eerste plaats gezet. Alvorens een beleid te voeren voor energieopslag, moet er een absolute nadruk worden gelegd op het gebruik van hernieuwbare energiebronnen. Tot dan is de markt voor leveranciers van groene energie en opslagtechnologieën te onzeker, want deze investeringen bedragen minimaal 25 jaar waardoor ze niet over korte termijn worden beslist. De tweede oorzaak is het falen van het ETS systeem. De prijzen voor emissierechten zijn gekelderd en binnenkort komen er heel wat nieuwe emissierechten vrijkomen op de markt (Europese Commissie, 2014b). De conventionele technologieën worden nog interessanter om in te zetten. Een derde oorzaak is de creatie van de Europese supergrid. Europa stimuleert voornamelijk interconnectiviteit in streven naar de Europese supergrid (Europese Commissie, 2014c). Deze houding kan leiden tot massale productie van hernieuwbare energie zonder opvang en grotere instabiliteit. Ook komen er steeds grotere spelers op de markt waardoor kleinere landen minder competitief worden (Torriti, 2014).

De overheid kan energieopslag op de Belgische elektriciteitsmarkt aantrekkelijker maken door:

1) Eenduidig overheidsbeleid

België dient een vast beleid te voeren rond kernenergie. Ofwel kiest ze ervoor deze aan te houden, net als Frankrijk. Ofwel gaat ze voor een Duits beleid. Zonder een concrete strategie blijft het zelf “stuck in the middle”, wat de markt te onzeker maakt. Wanneer ze op heden er voor kiest energieopslag te stimuleren door bijvoorbeeld het uitreiken economische voordelen, zal deze gewoon worden toegevoegd aan de conventionele technologieën. Dit zal niet leiden tot het verhogen van het aandeel HEB, wat het streven naar duurzame energie ondermijnt. Wanneer hernieuwbare energiebronnen op de eerste plaats worden gezet, ontstaat er wel stimulans voor opslagcapaciteit en moet deze combinatie worden aangemoedigd.

2) Energieopslag technologieën duidelijk definiëren.

België dient energieopslag op te nemen in de wetgeving omtrent zoals andere EU-landen Duitsland, Polen en Slowakije (Europese Commissie, 2013). De overheid of een hogere instantie kan bepalen onder welke activa energieopslag wordt ondergebracht, welke vergunning men dient te verwerven en welke tarieven van toepassing zijn (Anuta et al., 2014). Later kan de overheid net als Europa beslissen makkelijker vergunningen toekennen en regelgeving minder complex maken voor energieopslag.

3) Norm voor energieopslag

De overheid kan net als in het geval van hernieuwbare energiebronnen stellen dat er een minimum percentage van het bruto totaal energieverbruik in 2020 of 2030 moet komen uit energieopslag. Om deze te bereiken kan het producenten opleggen een bepaalde hoeveelheid energie op te slaan alvorens te distribueren zoals in Californië (E&E publishing, 2014). Ondanks het niet kostenefficiënt zijn van deze maatregel is men zeker dat er wel degelijk back up wordt voorzien.

4) O&O stimuleren

De overheid dient onderzoek en ontwikkeling te stimuleren om de kosten van energieopslag te drukken. Hiervoor heeft de overheid reeds het innovatiecharter opgesteld wat een stap in de juiste richting is (Vlaamse overheid, 2012). Toch dient het een actievere rol aan te nemen zoals dit gebeurt in andere EU landen.

5) Economische voordelen toekennen

Zonder subsidies zijn de bestaande bulk energieopslag technologieën economisch oninteressant. België kan net als New York de toevoer van elektriciteit gedurende de piekuren aangeleverd door batterijen subsidiëren (Green Tech Grid, 2014). Net zoals in Duitsland kan het energieopslag vrijstellen van netwerkvergoedingen (Europese Commissie, 2013).

6) Stimuleren van residentiële energieopslag

Er wordt massaal ingezet op het gebruik van batterij opslag in residentiële toepassingen. Dit wordt onder andere gesubsidieerd in Duitsland en Californië (PV magazine, 2013; Technisch werkblad, 2015). Dit valt buiten het bereik van de scriptie, maar er wordt de aanbeveling gemaakt voor België om dezelfde combinatie, zonnepaneel en batterijopslag aan te moedigen. Men moet wel het verhaal van de zonnepanelen in gedachten houden. Het subsidiëren van de batterijopslag, wegnemen van de subsidie en later belasten van het gebruik ervan moet worden vermeden. De gezinnen kunnen eerst geïnformeerd worden over de voordelen van residentiële energieopslag. Als België toch subsidies overweegt, moet het deze uitreiken in combinatie met zonnepanelen. Dit op een trager tempo dan bij de zonnepanelen en pas echt maximeren wanneer de markt reeds verzadigd is.

7) Bijdragen tot de ontwikkeling van een Europese koolstofbelasting

Het huidig emissiehandelssysteem neemt de stimulans tot investeren in conventionele energiesystemen niet weg. Een Europese koolstofbelasting zou deze sterk beperken en de combinatie HEB met energieopslag aanmoedigen.

Overheen de tijd zullen er een aantal veronderstelde variabelen in de scriptie wijzigen. De kosten voor de opslagtechnologieën zullen dalen. De elektriciteitsprijzen zullen dalen, maar belastingen en heffingen zullen sterk stijgen. Ook wordt verwacht dat er opnieuw een stimulans wordt gegeven voor zonnepanelen en windenergie. Een optimistische visie zou een koolstofbelasting voor de ETS-sector kunnen vooropstellen waardoor de focus verlegd wordt naar HEB. Op deze manier zal de vraag naar opslagtechnologieën in combinatie met HEB stijgen.

Algemene conclusie

Hernieuwbare energiebronnen verkrijgen een groter aandeel in de opwekking van energie in België, wat zorgt voor een verhoogde variabiliteit in de grid. Daarnaast ijvert het land voor een kernuitstap en decarbonisatie, met als gevolg een sterke daling in de elektriciteitstoevoer (Belgische overheid, 2015). Opslag van elektriciteit kan volgens deze scriptie een antwoord bieden op deze problemen.

De opslagtechnologie die de generatoren het best inzetten is de Hydro pomp- en turbine energie. De grote opslagcapaciteit en lage kost maken deze technologie de beste kandidaat voor het aanvullen van toekomstige stroomtekorten. Daarnaast kan ook gecompresseerde lucht worden ingezet door de uitbaters van gascentrales wanneer zij hun centrale uitbreiden. Op deze manier kunnen de bestaande gascentrales hun scope vergroten en rendabel zijn op de markt. Als laatste zal de batterijopslag kunnen worden gecombineerd met zowel hydro als gecompresseerde lucht. Deze kan immers reageren in geval van overschotten of tekorten op zeer korte termijn.

Ondanks dat energieopslag de sociale welvaart kan verhogen, zal de uiteindelijke producent/generator de investering moeten maken. De levelized cost of electricity is voor de drie opslagtechnologieën laag en rendabel bij de huidige elektriciteitsprijs, behalve voor batterijen. Ondanks de goede uitkomst is de markt voor energieopslag onzeker. Redenen hiervoor zijn het wispelturig overheidsbeleid, de ontwikkeling van de Europese supergrid en het emissiehandelssysteem.

De overheid kan energieopslag op de Belgische elektriciteitsmarkt aantrekkelijker maken door:

- 1) Eenduidig overheidsbeleid
- 2) Energieopslag technologieën duidelijk definiëren.
- 3) Norm opleggen
- 4) O&O stimuleren
- 5) Economische voordelen toekennen
- 6) Stimuleren residentiële energieopslag
- 7) Bijdragen tot de ontwikkeling van een Europese koolstofbelasting

De scriptie kent een beperking dat de lezer in gedachten moet houden. De studie rekening houdt met kosten aangereikt binnen de literatuur. Deze zijn beduidend lager dan wat sommige instellingen aanbieden.

Toekomstig onderzoek kan zich richten op de verdere ontwikkeling van waterstof en de veelbelovende batterijsystemen om commercieel te worden toegepast in België. Welke teruglevertarieven zijn er geschikt op Belgisch grondgebied? Wat betekent het gebruik van een dubbel tarief, één voor opwekking en één voor opslag voor Belgische producenten? Bepalen van de rentabiliteit met andere factoren, lagere kostprijs, hogere elektriciteitsprijs en een teruglevertarief.

Bronnen

- Abengoa Solar. (2015). United States. Geraadpleegd op 5 april 2015, via http://www.abengoasolar.com/web/en/nuestras_plantas/plantas_en_operacion/estados_unidos/
- Akhil, A. A., Butler, P., Bickel, T. C. (1993). Battery Energy Storage and Superconducting Magnetic Energy Storage for Utility Applications: A Qualitative Analysis. DOI: 10.2172/10115548
- Anuta, O. H., Taylor, P., Jones, D., McEntee, T., Wade, N. (2014). An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 489-508
- Beaudin, M., Zareipour, H., Schellenberglobe, A., Rosehart W. (2010). Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. *Energy for Sustainable Development*, 14(4), 302-314
- Belgische overheid. (2014a). Prijsvorming voor elektriciteit. Geraadpleegd op 7 februari 2015, via http://economie.fgov.be/nl/ondernemingen/energie/elektriciteit/prijzen/Prijsvorming_elektriciteit/#.VHN7auN_sfo
- Belgische overheid. (2014b). Strategische reserve elektriciteit. Geraadpleegd op 7 februari, via http://economie.fgov.be/nl/ondernemingen/energie/Energiebevoorrading/zekerheid/strategische_reserve_elektriciteit/#.VG8LxuN_s_Q
- Belgische overheid. (2015). Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030. Geraadpleegd op 2 april 2015, via http://economie.fgov.be/nl/binaries/EPE2_NL_V2_tcm325-262562.pdf
- Belpex. (2014). General description. Geraadpleegd op 10 februari 2015, via <http://www.belpex.be/trading/general-description/>
- Birkner, P.J., Brammer, U., Lorenzen, H., Kärner, J.F., Rehm, W., Schaller, J., Schöttler R. (1993). Testing plant with a small fast superconducting energy storage at TU München. *EEE transactions on applied superconductivity*, 3(1), 207-210
- Bonte, M., Stuyfzand, P. J., Hulsmann, A., Van Beelen, P. (2011). Underground Thermal Energy Storage: Environmental Risks and Policy Developments in the Netherlands and European Union. *Ecology and Society*, 16(1), 1-15
- Carson, R. T., Novan, K. (2013). The private and social economics of bulk electricity storage,

Journal of Environmental Economics and Management, 66, 404-423

- Clean Energy Wire. (2015a). Setting the power price: the merit order effect. Geraadpleegd op 8 april 2015, via <http://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect>
- Clean Energy Wire. (2015b). The energy transition and Germany's power grid: Connecting up the Energiewende. Geraadpleegd op 5 april 2015, via <http://www.cleanenergywire.org/dossiers/energy-transition-and-germanys-power-grid>
- Clean Technica. (2014). Germany's Residential Battery Storage Subsidy A Success — 4,000 New Systems In 1st Year. Geraadpleegd op 8 april 2015, via <http://cleantechnica.com/2014/05/18/germanys-residential-battery-storage-subsidy-success-4000-new-systems-1st-year/>
- Chauhan, A., Saini, R. P. (2014). A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 99-120
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., Ding, Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3), 291-312
- Clean energy. (2015). Rokkasho-Futamata Wind Farm: Case Study. Geraadpleegd op 5 maart 2015, via http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Rokkasho-Futamata_Wind_Farm___Energy_Storage_Case_Study.html
- CREG. (2015). Overzicht en evolutie van de elektriciteits- en aardgasprijzen voor residentiële klanten. Geraadpleegd op 5 april 2015, via <http://www.creg.info/Tarifs/energiecomponent.pdf>
- Deane, J. P., O Gallachoir, B. P., McKeogh, E. J. (2010). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 1293–1302.
- Dehmer D. (2013). The German Energiewende: The First Year. *The Electricity Journal*, 26(1), 71–78
- De Morgen (18 december 2014) Doel 1 en 2 blijven 10 jaar langer open, De Morgen, geraadpleegd op 19 februari 2015, via <http://www.demorgen.be/wetenschap/doel-1-en-2-blijven-10-jaar-langer-open-a2156355/>
- De Redactie. (2015). Groen: "Electrabel creëert schaarste om winst te verhogen". Geraadpleegd op 10 april 2015, via <http://deredactie.be/cm/vrtnieuws/Livecenter/2.37657>
- De Standaard. (2014). Waar haalt België nu zijn energie zonder Doel 3, 4 en Tihange 2? Geraadpleegd op maart 18 2015, via http://www.standaard.be/cnt/dmf20140806_01206798

- De Tijd. (2011). Geen vergunning voor steenkoolcentrale E.ON. Geraadpleegd op 19 april 2015, via http://www.tijd.be/ondernemen/milieu_energie/Geen_vergunning_voor_steenkoolcentrale_E_ON.9133822-3088.art
- De Tijd. (2014). Kandidaten voor de tweede energie-atol. Geraadpleegd op november 8 2014, via <http://www.tijd.be/detail.art?a=9510948&n=3088&ckc=1>
- Díaz-González, F., Sumper, A. Gomis-Bellmunt, O., Villafafila-Robles, R. (2012). A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (16)4, 2154-2171
- Discovery news. (2015). California Takes Lead in Developing Energy Storage. Geraadpleegd op 7 april 2015, via <http://news.discovery.com/earth/california-takes-lead-in-developing-energy-storage-150115.htm>
- Divya, K. C., Ostergaard, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems – An overview. *Electric Power Systems Research*, 79, 511-520
- DLR. (2009). Press releases 2009. Geraadpleegd op 20 november 2014, via http://www.dlr.de/en/desktopdefault.aspx/tabid-5105/8598_read-19289/
- DOE. (2015). DOE global energy storage database. Geraadpleegd op 30 april 2015, via http://www.energystorageexchange.org/projects?utf8=%E2%9C%93&technology_type_sort_eqs=Compressed+Air+Storage&technology_type_sort_eqs_category=Electro-mechanical&technology_type_sort_eqs_subcategory=Electro-mechanical%3ACompressed+Air+Storage&technology_type_sort_eqs_child=&country_sort_eq=&state_sort_eq=&kW=&kWh=&service_use_case_inf=&ownership_model_eq=&status_eq=Operational&siting_eq=&order_by=&sort_order=&search_page=1&size_kW_ll=&size_kW_ul=&size_kWh_ll=&size_kWh_ul=&show_unapproved=%7B%7D
- Duurzaam Bedrijfsleven. (2013). Duitsland en Japan investeren in energieopslag. Geraadpleegd op 16 april 2015, via <http://www.duurzaambedrijfsleven.nl/energie/1200/duitsland-en-japan-investeren-in-energieopslag>
- DW. (2014). Norway: Energy storage for Europe. Geraadpleegd op 10 april 2015, via <http://www.dw.de/norway-energy-storage-for-europe/av-17762986>
- Eandis. (2014). Stroomonderbrekingen. Geraadpleegd op 19 februari 2015, via http://www.eandis.be/eandis/klant/k_stroomonderbrekingen.htm
- Eandis. (2014). Het prosumementarief. Geraadpleegd om 14 februari 2015, via http://www.eandis.be/sites/eandis/files/documents/tarief_voor_prosumenten_met_een_terugdraaiende.pdf

- EASA. (2015). EASE Objectives. Geraadpleegd op 13 maart 2015, via <http://www.ease-storage.eu/objectives.html>
- EFDA JET fusion wheel (2015). Geraadpleegd op 8 november 2014, via <https://www.euro-fusion.org/>
- EIA. (2014). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014. Geraadpleegd op 22 April 2015, via http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm
- Electrabel. (2012). SPAARBEEKCENTRALE COO - Elektriciteit produceren uit water. Geraadpleegd op 20 November 2014, via https://www.electrabel.be/assets/be/corporate/documents/12018_Coo_Folder_NL_LR.pdf
- Electrabel. (2015). Kerncijfers. Geraadpleegd op 20 november 2014 via <https://www.electrabel.com/nl/corporate/kerncentrale-belgie/doel-tihange/actualiteit>
- Elia. (2012). Jaarverslag. Geraadpleegd op 15 maart 2015, via http://www.eliagroup.eu/~media/files/Elia/publications-2/annual-report/Jaarverslagen_elia_2012.pdf
- Elia. (2014a). Procedure voor aanleg van strategische reserve: geldig voor de aanbesteding in 2014. Geraadpleegd op 20 maart 2015, via http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Users%20Group/Task-force-balancing/Strategic20Reserves/NL_2014_Procedure_voor_Aanleg_van_Strategische_Reserve.pdf
- Elia. (2014b). Vragen in verband met het risico op elektriciteitsschaarste in België Geraadpleegd op 20 maart 2015, via <http://www.elia.be/nl/over-elia/vragen-risico-op-elasticiteitsschaarste-belgie>
- Elia. (2015). Stevin. Geraadpleegd op 19 november 2014, via <http://www.elia.be/nl/projecten/netprojecten/stevin>
- Endesa. (2014). Endesa commissions first three energy storage plants in Spain. Geraadpleegd op 12 maart 2015, via <http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/NOTICIAS/energy-storage-plants-STORE-Project>
- Energy Matters. (2013). Home Energy Storage Penalised In South Australia. Geraadpleegd op 10 april 2015, via <http://www.energymatters.com.au/renewable-news/em4004/>
- E.ON. (2014). E.ON power-to-gas pilot unit in Falkenhagen. Geraadpleegd op 23 april 2015, via <http://www.eon.com/en/media/news/press-releases/2014/9/1/eon-power-to-gas-pilot-unit-falkenhagen.html>
- Europese Commissie. (2009). EU energy trends to 2030. Geraadpleegd op 9 november, via http://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/trends_to_2030_update_2009_en.pdf

- Europese Commissie. (2013). The future role and challenges of Energy Storage. Geraadpleegd op 18 november, via http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/energy-storage/2013/energy_storage.pdf
- Europese Commissie. (2014a). 2030 framework for climate and energy policies. Geraadpleegd op 10 februari 2015, via http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index_en.htm
- Europese Commissie. (2014b). The EU Emissions Trading System (EU ETS). Geraadpleegd op 1 maart 2015, via http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm
- Europese Commissie. (2014c). Trans-European Infrastructure Projects of Common Interest Energy. Geraadpleegd op 1 maart 2015, via http://inea.ec.europa.eu/download/publications/pci_ener_superfinal.pdf
- Eurostat. (2014a). Gross inland consumption of energy, 1990–2012 (million tonnes of oil equivalent). Geraadpleegd op 26 februari 2015, via [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Gross_inland_consumption_of_energy,_1990%E2%80%932012_\(million_tonnes_of_oil_equivalent\)_YB14.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Gross_inland_consumption_of_energy,_1990%E2%80%932012_(million_tonnes_of_oil_equivalent)_YB14.png)
- Eurostat. (2014b). Half-yearly electricity and gas prices, first half of year, 2011–13 (EUR per kWh). Geraadpleegd op 26 februari 2015, via http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_price_statistics
- E&E publishing. (2014). GRID: Incentives for energy storage spread worldwide. Geraadpleegd op 19 februari 2015, via <http://www.eenews.net/stories/1059996345>
- Evans, A., Strezov, V., Evans, T. J. (2012). Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16, 4141-4147
- Fernandes, D., Pitié, F., Cáceres, G., Baeyens, J. (2012). Thermal energy storage: How previous findings determine current research priorities. *Energy*, 39, 246-257
- Ferreira, H. L., Garde, R., Fulli, G., Kling, W., Lopes, J. P. (2013). Characterisation of electrical energy storage technologies. *Energy*, 53, 288-298
- Gao, D., Jiang, D., Liu, P., Li, Z., Hu, S., Xu, H. (2014) An integrated energy storage system based on hydro-elektriciteitgen storage: process configuration and case studies with wind power. *Energy*, 66, 332-341
- GEMIX. (2012). Welke is de ideale energiemix voor België tegen 2020 en 2030? Geraadpleegd op 22 oktober 2014, via http://economie.fgov.be/nl/binaries/Gemix_2_NL_tcm325-201917.pdf
- Green Tech Grid. (2014). Large-Scale Energy Storage to Reduce Load in New York City. Geraadpleegd op 12 april 2015, via <http://www.greentechmedia.com/articles/read/Grid-Scale-Energy-Storage-to-Reduce-Load-in-New-York-City>

- Grimes, J. (2015). Energy storage in Australia - a view from the ground as the market takes off. Geraadpleegd op 1 april 2015, via <http://storage.pv-tech.org/guest-blog/energy-storage-in-australia-a-view-from-the-ground-as-the-market-takes-off#.VNVLn26Fdlc.twitter>
- GVEA. (2015). Battery Energy Storage System (BESS). Geraadpleegd op 9 november 2014, via <http://www.gvea.com/energy/bess>
- Ibrahim, H., Ilinca, A., Perron, J. (2008). Energy storage systems – characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, p. 1221 – 1250
- (IEA) International Energy Agency. (2011). Technology Roadmap Smart Grids. Geraadpleegd op 26 februari 2015, via http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf
- (IEA) International Energy Agency. (2014). Technology Roadmap energy storage. Geraadpleegd op 30 Maart, via <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>
- (IEA) International Energy Agency. (2015a). Belgium Statistics. Geraadpleegd op 15 maart 2015, via <http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=Belgium>
- (IEA) International Energy Agency (2015b). Energy subsidies. Geraadpleegd op 10 maart 2015, via <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energysubsidies/>
- Imec. (2015). Imec. Geraadpleegd op 10 februari 2015, via http://www2.imec.be/be_nl/imec.html
- IMF. (2013). Energy subsidy reform: lessons and implications. Geraadpleegd op 20 maart 2015, via <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2013/012813.pdf>
- Kloess, M. & Zach, K. (2014). Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – an economic assessment for the Austrian and German power market. *Int J Electr Power Energy System*, 59, 111–122
- Knack. (2014). Turtelboom verzwijgt dat de subsidies voor fossiele energie dubbel zo hoog zijn als die voor hernieuwbare energie. Geraadpleegd op 14 maart 2015, via <http://www.knack.be/nieuws/belgie/turtelboom-verzwijgt-dat-de-subsidies-voor-fossiele-energie-dubbel-zo-hoog-zijn-als-die-voor-hernieuwbare-energie/article-opinion-445453.html>
- Knack. (2015a). 'Europa schiet plan voor nieuwe gascentrales af'. Geraadpleegd op 19 april 2015, via <http://trends.knack.be/economie/beleid/europa-schiet-plan-voor-nieuwe-gascentrales-af/article-normal-543263.html>
- Knack. (2015b). 'Het energie-atol voor de kust van De Haan: alleen de meeuwen en de baggeraars worden er beter van'. Geraadpleegd op 27 april 2015, via <http://www.knack.be/nieuws/belgie/het-energie-atol-voor-de-kust-van-de-haan-alleen-de->

meeuwen-en-de-baggeraars-worden-er-beter-van/article-opinion-559805.html

- Kousksou, T., Bruel, P., Jamil, A., El Rhafiki, T., Zeraoul, Y. (2014). Energy storage: Applications and challenges. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 120, 59–80
- Krajačić, G., Duić, N., Tsikalakis, A., Zoulias, M., Caralis, G., Panteri, E., Carvalho, M. (2011). Feed-in tariffs for promotion of energy storage technologies. *Energy policy*, 39(3), 1410-1425
- Kuravi, S., Trahan, J. D., Goswami, Y., Rahman, M. M., Stefanakos, E. K. (2013). Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in Energy and combustion science*, 39(4), 285-319
- Lampiris. (2014). Lampiris neemt het beheer van een grote waterkrachtcentrale over van Electrabel. Geraadpleegd op 9 november 2014, via <http://www.lampiris.be/nl/blog/lampiris-neemt-het-beheer-van-een-grote-waterkrachtcentrale-over-van-electrabel>
- Locatelli, G., Palerma, E., Mancini, M. (2015). Assessing the economics of large Energy Storage Plants with an optimisation methodology, *Energy*, Online voorpublicatie.
- Luickx, P. J., Delarue, E. D., D'haeseleer, W. D. (2008). Considerations on the backup of wind power: operational backup. *Applied Energy*, 58, 787-799
- Madaeni, S. H., Sioshansi, R., Denholm, P. (2012). How Thermal Energy Storage Enhances the Economic Viability of Concentrating Solar Power. *Proceedings of the IEEE*, 100(2), 335-347
- Meena, N., Baharawani, V., Dubey, A., Brighu, U., Mathur, J. (2014). Need and Comparison of Energy Storage Technologies - A Review. *International Journal of Applied Engineering Research*, 9(2), 177-184
- MIT Technology Review. (2011). Superconducting Magnets for Grid-Scale Storage. Geraadpleegd op 27 april 2015, via <http://www.technologyreview.com/news/423227/superconducting-magnets-for-grid-scale-storage/>
- Neuralenergy. (2014). Compressed Air Energy Storage (Perslucht energieopslag). Geraadpleegd op 27 februari 2015, via <http://www.neuralenergy.info/2009/06/Perslucht-energieopslag.html>
- Newsmonkey. (2015). De Tesla Powerwall in België: kunnen we nu allemaal off-grid? Geraadpleegd op 14 mei 2015, via <http://newsmonkey.be/article/41099>
- Nomura, S., Shintomi, T., Akita, S., Nitta, T., Shimada, R., Meguro, S. (2010). Technical and Cost Evaluation on SMES for Electric Power Compensation. *IEEE transactions on applied superconductivity*, 20(3), 1373 - 1378
- Pensini, A., Rasmussen, C. N., Kempton, W., (2014). Economic analysis of using excess renewable electricity to displace heating fuels. *Applied energy*, 131, 530-543
- PV Magazine. (2013). EUR 22 million remains in grants for German household storage.

Geraadpleegd op 26 maart 2015, via http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/germany—pv-storage-subsidies-expected-in-may_100010135/#axzz3XNywtraP

- Sioshansi, R., Denholm, P., Jenkin, T. (2011). A comparative analysis of the value of pure and hybrid electricity storage. *Energy economics*, 33, 56-66
- Sundararagavan, S. & Baker, E. (2012). Evaluating energy storage technologies for wind power integration. *Solar Energy*, 86(9), 2707–2717
- Swift hook, D. T. (2010). Grid-connected intermittent renewables are the last to be stored. *Renewable Energy*, 35(9), 1967 - 1969
- Technisch Werkblad. (2015). California Dreamin': energieopslag. Geraadpleegd op 25 april 2015, via http://www.tw-digitaal.nl/web/2014/TW24/147/9180/california_dreamin_energieopslag.html
- Tennet. (2015). Groen licht voor belangrijke 'groene' elektriciteitsverbinding tussen Noorwegen en Duitsland. Geraadpleegd op 24 maart 2015, via <http://www.tennet.eu/nl/nl/nieuws/article/groen-licht-voor-belangrijke-groene-elektriciteitsverbinding-tussen-noorwegen-en-duitsland.html>
- Torriti, J. (2014). Privatisation and cross- border electricity trade: from internal market to European Supergrid? *Energy*, 77(1), 1-6
- T-Power. (2015). About T-Power. Geraadpleegd op 20 maart 2015, via <http://www.tpower.be/about-t-power.aspx>
- UHasselt. (2013). Persmededeling 17/01/2013. Geraadpleegd op 14 maart 2015, via <http://www.uhasselt.be/UH/Tijdschriften/ToonPersmededeling.html?i=540>
- US. Department of Energy. (2012). Notrees Energy Storage Project. Geraadpleegd op 12 maart 2015, via <http://energy.gov/sites/prod/files/ESS%202012%20Peer%20Review%20-%20Notrees%20Wind%20Storage%20-%20Jeff%20Gates,%20Duke%20Energy.pdf>
- Verbruggen, A. (2014). Doel 1&2 vragen. Geraadpleegd op 27 maart 2015, via <http://www.avielverbruggen.be/index.php/downloads?func=startdown&id=458>
- Vlaamse Overheid. (2012). Charter voor en door innoverende ambtenaren. Geraadpleegd op 12 mei 2015, via <http://www.springuitdeband.be/charter>
- Walawalkar, R., Apt, J., Mancini, R. (2007). Economics of electric energy storage for energy. *International Journal of hydrogen Energy*, 24, 1139–1156.
- Wang, H., Wang, L., Wang, X., Yao, E. (2013). A Novel Pumped hydro-elektriciteit Combined with Compressed Air Energy Storage System. *Energies*, 6, 1554-1567
- Wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, art 4 § 1, Belgisch Staatsblad, 28 februari 2003.

- Wet van 26 maart 2014 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, art 5, Belgisch staatsblad, 1 april 2014.
- Wilson, I. A. G., McGregor, P. G., Infield, D. G., Hall, P. J. (2011). Grid-connected renewable, storage and the UK electricity market. *Renewable Energy*, 36, 2166-2170
- Yucekaya, A. (2013). The operational economics of compressed air energy storage systems under uncertainty. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 298-305
- Zheng, M., Meinrenken, C. M, Lackner, K. S. (2014). Agent-based model for electricity consumption and storage to evaluate economic viability of tariff arbitrage for residential sector demand response. *Applied Energy*, 126, 297-306

Bijlage

Tabel 13. Elektriciteitsprijs in de EU (2011, 2012, 2013): gezinnen vs. industrie

Jaartal	Gezinnen			Industrie		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
EU-28	0,179	0,188	0,199	0,11	0,115	0,12
Euro area (EA-17)	0,19	0,198	0,211	0,116	0,121	0,127
België	0,214	0,233	0,217	0,11	0,108	0,108
Bulgarije	0,083	0,085	0,092	0,065	0,069	0,081
Tsjechië	0,15	0,15	0,153	0,111	0,104	0,102
Denemarken	0,291	0,3	0,3	0,099	0,097	0,103
Duitsland	0,253	0,26	0,292	0,125	0,128	0,143
Estland	0,097	0,11	0,135	0,072	0,078	0,097
Ierland	0,19	0,216	0,13	0,116	0,132	0,136
Griekenland	0,125	0,139	0,147	0,105	0,118	0,125
Spanje	0,198	0,219	0,223	0,114	0,121	0,122
Frankrijk	0,138	0,139	0,147	0,085	0,095	0,096
Kroatië	0,114	0,121	0,137	0,091	0,09	0,095
Italië	0,199	0,213	0,229	0,152	0,165	0,168
Cyprus	0,205	0,278	0,276	0,167	0,224	0,208
Letland	0,117	0,138	0,138	0,098	0,11	0,113
Lithouwen	0,121	0,126	0,137	0,105	0,114	0,123
Luxemburg	0,168	0,17	0,167	0,1	0,105	0,098
Hongarije	0,168	0,155	0,14	0,1	0,095	0,096
Malta	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18
Nederland	0,174	0,186	0,192	0,098	0,097	0,096
Oostenrijk	0,199	0,198	0,208	0,113	0,11	0,111
Polen	0,147	0,142	0,148	0,101	0,092	0,093
Portugal	0,165	0,199	0,208	0,099	0,114	0,115
Romenië	0,108	0,105	0,132	0,08	0,083	0,09
Slovenië	0,144	0,154	0,161	0,099	0,095	0,097
Slowakije	0,168	0,172	0,71	0,128	0,132	0,129
Finland	0,154	0,155	0,158	0,076	0,076	0,075
Zweden	0,209	0,203	0,21	0,089	0,081	0,08
VK	0,143	0,168	0,174	0,098	0,115	0,118