

Realloptionsbasierte Bewertung von Power-to-Gas-Anlagen (Masterarbeit)

Autor: Marcel Noe
Erstprüfer: Prof. Dr. Aaron Praktiknjo
Betreuung: Christina Kockel, M. Sc.

Kurzfassung

Im Jahr 2018 stammten mit 162 Mio. tCO₂e rund 19% aller in Deutschland emittierten Treibhausgase aus dem Verkehrssektor, wobei nur im Energiesektor (36%) und im Industriesektor (23%) noch mehr Treibhausgase emittiert wurden (BMU, 2019a, 22.08.2019). Als einer der drei größten Treibhausgas-Emittenten in Deutschland geht der Verkehrssektor (gemeinsam mit dem Industriesektor) gemäß *Milanzi* zudem mit der besonderen Problematik einher, dass dieser in Teilen nur schwer zu elektrifizieren ist. Um dennoch eine nachhaltige Senkung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zu erreichen, kann in diesem auf den Einsatz gasförmiger oder flüssiger Energieträger nicht verzichtet werden (Milanzi et al., 2018: 1).

In der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) der Bundesregierung stellt daher die Power-to-Gas-Technologie (PtG) eine mögliche Option dar, welche für die Energieversorgung des Verkehrssektors bis 2050 relevant sein könnte (BMVBS, 2013: 10, 72). Die PtG-Technologie beschreibt die Erzeugung von Wasserstoff mittels strombasierter Elektrolyse und stellt im Hinblick auf den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor eine Option zur Senkung der Treibhausgasemissionen bei gleichzeitiger Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern im Verkehrssektor dar (Bünger et al., 2014: 5). In diesem Zusammenhang verkörpert die PtG-Technologie darüber hinaus eine saisonale Speicheroption zur Überbrückung von Dargebotslücken, welche im Bereich von mehreren Tagen bis hin zu wenigen Wochen liegen (Milanzi et al., 2018: 1 mit Verweis auf Krzikalla et al., 2013: 76).

Unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb von PtG-Anlagen jedoch kaum realisierbar, wobei insbesondere die Anlagengröße, die Anlagenauslastung sowie die daraus resultierenden Strombezugskosten als kritische Werttreiber identifiziert werden (Schenuit et al., 2016: 20; Brinner et al., 2018: 32). So müssen PtG-Anlagen, sofern sie nicht als Energiespeicher zur Rückverstromung eingesetzt werden, aufgrund ihrer derzeitigen Einordnung in die Kategorie der nichtprivilegierten Letztverbraucher für den Strombezug die vollen Umlagen, Abgaben und Steuern zahlen, wobei sich vor allem die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) besonders negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt (Diwald, 2014: 87f). Abgesehen vom Strompreis erschweren zudem die zu geringen Verkaufserlöse des produzierten Wasserstoffs die Entwicklung eines tragfähigen Geschäftsmodells (Van Leeuwen / Mulder, 2018: 270). Schließlich stellen auch der Wirkungsgrad des Elektrolyseprozesses, die Investitionskosten des Elektrolyseurs sowie jene der zur Entkopplung von Wasserstoffproduktion und -bedarf benötigten Speichereinheiten abzubauenen Hürden zur Erlangung der Wirtschaftlichkeit dar (Götz et al., 2016: 1383-1385).

Um Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Investitionsprojekten im Allgemeinen treffen zu können, haben sich in der Literatur weltweit mit der Kapitalwertmethode (NPV) und der Methode

der abgezinnten Zahlungsströme (DCF) zwei stark miteinander verwandte Methoden durchgesetzt, mit denen auch Projekte der Energiebranche bewertet werden (Fernandes et al., 2011: 4492). Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Kraftwerken, Energiespeichern und PtG-Anlagen im Speziellen wird in der Literatur häufig auch die Methode zur Berechnung der Strom- bzw. Energiegestehungskosten (LCOE) verwendet, die sich unmittelbar aus den beiden zuvor genannten Methoden ableitet (McDonagh et al., 2018: 448).

Gemäß Dixit / Pindyck gehen jene Methoden jedoch allesamt mit der Problematik einher, dass sie den Gesamtwert einer Investition nur unzureichend erfassen, da sie den Wert von Handlungsflexibilitäten des Managements unberücksichtigt lassen, in künftigen Perioden auf sich verändernde Marktentwicklungen reagieren und zuvor getroffene Entscheidungen anpassen zu können. Insofern birgt die Projektbewertung allein auf Basis klassischer Verfahren grundsätzlich die Gefahr, betriebswirtschaftlich unvorteilhafte Handlungsempfehlungen zu generieren (Dixit / Pindyck, 1994: 3, 6). So bestätigen zahlreiche Untersuchungen eine andauernde Diskrepanz zwischen der Projektbewertung auf Basis klassischer Methoden und der erfahrungsbasierten Einschätzung auf Seiten der unternehmerischen Managementpraxis, sodass viele Manager häufig dazu neigen, sich entgegen der Empfehlung klassischer Verfahren für die Durchführung vermeintlich unrentabler Projekte zu entscheiden (Trigeorgis, 1988: 145f).

Realoptionsbasierte Ansätze greifen diese Problematik der klassischen Verfahren auf, indem sie die mit einem Investitionsprojekt typischerweise einhergehenden Handlungsflexibilitäten quantifizieren und in die Bewertung miteinbeziehen (Copeland / Antikarov, 2003: 5). Dabei verstehen sie sich laut Trigeorgis nicht als ein eigenständiges, sondern vielmehr als ein komplementäres Bewertungsverfahren, sodass der wertmäßigen Berücksichtigung projektinhärenter Flexibilitäten stets eine Projektbewertung mit einem klassischen Verfahren vorausgeht. Die komplementäre Anwendung beider Verfahren führt schließlich zum erweiterten Netto-Kapitalwert (ENPV), der den um den Flexibilitätswert (OV) adjustierten Netto-Kapitalwert des klassischen Verfahrens repräsentiert (Trigeorgis, 1988: 148).

In der Konsequenz fällt der erweiterte Netto-Kapitalwert im Allgemeinen höher aus als der statische Kapitalwert (Copeland et al., 2002: 470). Dieser Aspekt rechtfertigt in Verbindung mit den vielversprechenden Potentialen der PtG-Technologie deren Bewertung mit dem Realoptionsansatz. Vor dem Hintergrund, dass eine realoptionsbasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse der PtG-Technologie in der Literatur bisher kaum thematisiert wurde, stellt sich in dieser Arbeit somit die zentrale Frage, inwieweit der erweiterte Netto-Kapitalwert eines PtG-Projektes weiter an die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit heranreicht bzw. diese gar überschreiten kann.

Aus den einleitend dargelegten Sachverhalten lassen sich im Wesentlichen drei Forschungsfragen ableiten, welche in dieser Arbeit ausführlich untersucht und beantwortet werden:

- Inwieweit bestätigt eine marktwertorientierte DCF-Bewertung der Wasserstoffproduktion mittels PtG die Unrentabilität jenes Geschäftsmodells sowie deren Ursachen?
- Wie quantifiziert sich das mit der Durchführung von PtG-Projekten einhergehende Risiko vor dem Hintergrund der künftigen Strommarktentwicklung in Deutschland?
- In welchem Ausmaß verbessert die wertmäßige Berücksichtigung von projektinhärenten Handlungsflexibilitäten das Bewertungsergebnis klassischer DCF-Verfahren?

Auf Basis einer klassischen DCF-Bewertung wird unter Berücksichtigung sämtlicher Ein- und Auszahlungen zunächst untersucht, inwieweit aus der marktwertorientierten Projektbewertung ein tragfähiges Geschäftsmodell für die Wasserstoffherzeugung mittels der PtG-Technologie abgeleitet werden kann. Im Zuge nachfolgender Sensitivitätsanalysen werden ferner die

kritischen Werttreiber des Projektes identifiziert, welche einen signifikanten Einfluss auf das erzielte Bewertungsergebnis ausüben. Ziel der Realoptionsanalyse ist es dagegen herauszufinden, in welchem Ausmaß die wertmäßige Berücksichtigung einzelner Optionen sowie denkbarer Optionsportfolios den statischen Netto-Kapitalwert des klassischen DCF-Verfahrens verbessern kann. Dabei stellt die adäquate Quantifizierung des Projektwertrisikos einen wesentlichen Schwerpunkt dieser Arbeit dar.

Abstract

In 2018, the transport sector accounted for 162 million tCO₂e, or around 19% of all greenhouse gases emitted in Germany, with only the energy sector (36%) and the industrial sector (23%) emitting more greenhouse gases (BMU, 2019a, 22.08.2019). As one of the three largest greenhouse gas emitters in Germany, the transport sector (together with the industrial sector) is also associated with the particular problem, according to Milanzi, that it is difficult to electrify in parts. Nevertheless, in order to achieve a sustainable reduction of greenhouse gas emissions in the transport sector, the use of gaseous or liquid energy sources in this sector cannot be dispensed with (Milanzi et al., 2018: 1).

In the mobility and fuel strategy (MKS) of the German government, power-to-gas (PtG) technology therefore represents a possible option that could be relevant for the energy supply of the transport sector by 2050 (BMVBS, 2013: 10, 72). PtG technology describes the generation of hydrogen by means of electricity-based electrolysis and, in view of the increasing expansion of renewable energies (RE) in the electricity sector, represents an option for reducing greenhouse gas emissions while at the same time reducing dependence on fossil fuels in the transport sector (Bünger et al., 2014: 5). In this context, PtG technology further embodies a seasonal storage option for bridging supply gaps, which range from several days to a few weeks (Milanzi et al., 2018: 1 with reference to Krzikalla et al., 2013: 76).

However, under the current legal framework, economic operation of PtG plants is hardly feasible, with plant size, plant utilization, and the resulting power purchase costs in particular identified as critical value drivers (Schenuit et al., 2016: 20; Brinner et al., 2018: 32). For example, PtG plants, unless used as energy storage for reconversion, must pay the full apportionments, levies, and taxes for electricity purchases due to their current classification in the category of non-privileged end consumers, with the Renewable Energy Sources Act apportionment (EEG apportionment) having a particularly negative impact on economic viability (Díwald, 2014: 87f). Apart from the electricity price, the insufficient sales revenue from the hydrogen produced also makes it difficult to develop a viable business model (Van Leeuwen / Mulder, 2018: 270). Finally, the efficiency of the electrolysis process, the investment costs of the electrolyzer, and those of the storage units needed to decouple hydrogen production and demand also represent hurdles to be overcome in order to achieve economic viability (Götz et al., 2016: 1383-1385).

In order to be able to make statements on the economic viability of investment projects in general, the net present value (NPV) method and the discounted cash flow (DCF) method, two strongly related methods, which are also used to evaluate projects in the energy sector, have become established in the literature worldwide (Fernandes et al., 2011: 4492). With regard to the economic analysis of power plants, energy storage, and PtG plants in particular, the literature also frequently uses the least cost of electricity (LCOE) method, which is directly derived from the two previously mentioned methods (McDonagh et al., 2018: 448).

According to Dixit / Pindyck, however, these methods are all associated with the problem that they only inadequately capture the total value of an investment, as they do not take into account the value of management's flexibility of action to react to changing market developments in future periods and to adjust previously made decisions. In this respect, project evaluation on the basis of classical methods alone basically bears the risk of generating economically unfavorable recommendations for action (Dixit / Pindyck, 1994: 3, 6). Numerous studies confirm a persistent discrepancy between project evaluation on the basis of classical methods and the experience-based assessment on the part of entrepreneurial management practice, so that many managers often tend to decide in favor of the implementation of supposedly unprofitable projects, contrary to the recommendation of classical procedures (Trigeorgis, 1988: 145f).

Real options-based approaches address this problem of the classic methods by quantifying the action flexibilities typically associated with an investment project and including them in the valuation (Copeland / Antikarov, 2003: 5). According to Trigeorgis, they are not an independent, but rather a complementary valuation method, so that the value-based consideration of project-inherent flexibilities is always preceded by a project valuation using a classic method. The complementary application of both procedures finally leads to the extended net present value (ENPV), which represents the net present value of the classical procedure adjusted by the flexibility value (OV) (Trigeorgis, 1988: 148).

As a consequence, the extended net present value is generally higher than the static net present value (Copeland et al., 2002: 470). This aspect, in combination with the promising potentials of PtG technology, justifies its valuation with the real options approach. Against the background that a real options-based economic analysis of PtG technology has hardly been addressed in the literature so far, this paper thus raises the central question of the extent to which the extended net present value of a PtG project can further approach the threshold of economic viability or even exceed it.

From the facts presented in the introduction, three main research questions can be derived, which will be investigated and answered in detail in this thesis:

- To what extent does a market value-oriented DCF valuation of hydrogen production using PtG confirm the unprofitability of this business model and its causes?
- How is the risk associated with the implementation of PtG projects quantified against the background of future electricity market developments in Germany?
- To what extent does the value-based consideration of project-inherent action flexibilities improve the valuation result of classic DCF methods?

On the basis of a classic DCF valuation, taking into account all cash inflows and outflows, the extent to which a viable business model for hydrogen production using PtG technology can be derived from the market value-oriented project valuation is first examined. In the course of subsequent sensitivity analyses, the critical value drivers of the project are identified, which have a significant influence on the valuation result. The objective of the real options analysis, on the other hand, is to find out to what extent the value-based consideration of individual options and conceivable option portfolios can improve the static net present value of the classic DCF method. The adequate quantification of the project value risk represents a significant focus of this work.